

OFFICE FÉDÉRAL DE L'ÉNERGIE

POTENTIEL DE CONSOMMATION PROPRE D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE DANS L'INDUSTRIE SUISSE

Rapport final

Rapport établi pour :

M. Marc Muller
Office fédéral de l'énergie OFEN
Section énergies renouvelables
Mühlestrasse 4
3063 Ittigen
T 031 322 47 56
marc.muller@bfe.admin.ch

28 mars 2014

SOMMAIRE

RÉSUMÉ DE L'ÉTUDE	4
1. INTRODUCTION	6
2. LA CONSOMMATION PROPRE EN THÉORIE ET EN PRATIQUE	8
2.1 LES MÉCANISMES DE LA CONSOMMATION PROPRE	8
2.1.1 <i>Taux de consommation propre et taux d'auto-apvisionnement</i>	8
2.1.2 <i>Coût de production photovoltaïque</i>	9
2.1.3 <i>Composition du prix de l'électricité</i>	10
2.1.4 <i>La parité réseau (Grid parity)</i>	11
2.2 CADRE LÉGAL	12
2.2.1 <i>Conséquences pour le consommateur/producteur</i>	13
2.2.2 <i>Conséquences pour le distributeur</i>	14
2.3 LE DÉFI DE LA CONSOMMATION PROPRE POUR LES GRD	14
2.4 SITUATION EN ALLEMAGNE	17
3. RÉCOLTE ET ANALYSE DES DONNÉES	20
3.1 INTRODUCTION ET MÉTHODOLOGIE	20
3.2 CONSOMMATION ÉLECTRIQUE DE L'INDUSTRIE EN SUISSE	21
3.3 CONSOMMATION PROPRE – SIMULTANÉITÉ AU ¼ D'HEURE	24
3.4 CARACTÉRISTIQUES DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	25
3.4.1 <i>Toits industriels - Facteurs Techniques</i>	25
3.4.2 <i>Coûts d'investissement et de production des installations pv</i>	26
3.5 PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ	27
3.5.1 <i>Données de l'Elcom</i>	27
3.5.2 <i>La répartition tarifaire entre puissance et énergie</i>	31
3.6 POTENTIEL PHOTOVOLTAÏQUE POUR LA BRANCHE INDUSTRIELLE SUISSE	33
4. ANALYSE ÉCONOMIQUE DE LA CONSOMMATION PROPRE	34
4.1 POTENTIEL CHIFFRÉ POUR LA CONSOMMATION PROPRE EN SUISSE	34
4.2 SOUTIEN DE L'ÉTAT	34
4.3 PARAMÈTRES D'INFLUENCE	42
4.3.1 <i>Profil de consommation</i>	42
4.3.2 <i>Surface et propriété du toit</i>	46
4.3.3 <i>Composante tarifaire liée à la puissance</i>	47
4.3.4 <i>Le prix de l'électricité</i>	48
4.4 LES GARANTIES D'ORIGINE GO ET LA CONSOMMATION PROPRE	49
4.5 SECTEUR TERTIAIRE	50
5. MODÈLE D'AFFAIRES POUR LA CONSOMMATION PROPRE	52
5.1 INTRODUCTION	52
5.2 LES COÛTS ET LES REVENUS D'UNE INSTALLATION PV DESTINÉE À LA CONSOMMATION PROPRE	52
5.2.1 <i>Description des coûts</i>	52
5.2.2 <i>Description des revenus</i>	53
5.3 DESCRIPTION DES VARIANTES	54
5.4 ÉVALUATION DES MODÈLES ET RECOMMANDATIONS	56
6. OBSTACLES	58
7. VALORISATION THERMIQUE DE L'ÉLECTRICITÉ PAR CONSOMMATION PROPRE	60

8. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	61
8.1 CONCLUSIONS	61
8.2 RECOMMANDATIONS.....	63
ABRÉVIATIONS PRINCIPALES.....	64
TABLE DE RÉFÉRENCES	65
Liste des illustrations (tableaux et figures)	66
ANNEXE	68

Version N°	Date	Auteurs	Rellecteur	Distribution à
V1a	20.03.14	François Bauer, Nadine Mounir, Jean-March Aeschlimann, Lionel Perret	François Bauer Lionel Perret	OFEN, M. Marc Muller
V2a	28.03.14	François Bauer, Nadine Mounir	François Bauer	OFEN, M. Marc Muller

Résumé de l'étude

(reprise des conclusions)

L'industrie suisse consomme environ 16 TWh/an. Il serait théoriquement possible d'installer sur les toits des industries suisses des installations PV pouvant produire environ 4 TWh/an. De ce potentiel, compte tenu des conditions cadres économiques actuelles, **environ 1 TWh/an** pourrait être installé à court ou moyen terme. La production PV correspondante serait utilisée sur site, de manière prépondérante **en consommation propre**. Les toits industriels pourraient même produire entre 0,5 à 1 TWh/an supplémentaires mais avec une valorisation par consommation propre réduite, ce qui nécessiterait un subventionnement traditionnel de type RPC.

La valorisation économique de l'énergie consommée en propre est limitée par le coût de l'électricité substituée. Compte tenu de la nature industrielle des sites, ce montant correspond au tarif des gros consommateurs et est relativement faible. Par ailleurs, l'électricité substituée comporte une composante de coût liée à la puissance souscrite qui ne peut être valorisée pour la consommation propre. La **valorisation de l'électricité consommée en propre**, dans le cadre de cette étude **varie entre 11 et 17 cts/kWh**. Ce chiffre a été déterminé après déduction d'une part non récupérable liée à la puissance.

Malgré la baisse des coûts des installations PV et leur niveau actuel relativement attractif, la valorisation de l'électricité consommée en propre ne permet pas (encore) une rentabilité suffisante pour initier le déclenchement d'investissements d'installations PV sur les toits industriels. Aujourd'hui, seuls les cas les plus favorables, soutenus par des investisseurs se satisfaisant d'un rendement minime de leurs capitaux, sont réalisés hors du système RPC.

Pour cette raison, l'étude a déterminé le niveau d'aide nécessaire (avec un système identique à « l'option » introduite dans la RPC) pour déclencher les investissements permettant d'atteindre le potentiel identifié. Ainsi, pour **réaliser 1 TWh/an** de production photovoltaïque destinée à la consommation propre, **500 millions de francs, soit une moyenne de 476 CHF/kWp**, seraient requis. Les incitations favorisant la consommation propre ont deux avantages significatifs par rapport à la RPC traditionnelle : d'une part l'atteinte du résultat nécessite nettement moins de moyens financiers, et d'autre part le prix de l'électricité sur le marché ne subit pas de pression à la baisse par l'arrivée forcée d'électricité subventionnée. **L'électricité consommée en propre est en effet valorisée à un tarif convenu**, ce qui a un effet stabilisant.

L'investisseur dans l'installation PV peut être l'industriel lui-même ou un tiers. Un cas particulier pertinent est rencontré lorsque l'investisseur dans l'installation est également le fournisseur d'énergie (EAE) de l'industriel, en raison de l'étroite relation existant entre l'électricité consommée en propre et l'électricité substituée pendant toute la durée de vie de l'installation.

La consommation propre est attractive par la valeur ajoutée apportée par l'absence de coût de transport de l'électricité vers l'utilisateur. Le **revers de la médaille est que cette valeur ne contribue plus au financement et à l'entretien du réseau de distribution**. La quantité de 1 TWh/an correspond à un ordre de grandeur de 50 millions de CHF par année qui échapperaient aux réseaux électriques. Ce mécanisme pourrait conduire les GRD à modifier leur politique de tarification des frais des réseaux pour maintenir tout ou partie des revenus provenant des consommateurs ayant recours à la consommation propre. Ils pourraient relativement facilement créer un groupe spécifique de clients comme déjà relevé par la CEATE-N et/ou « concentrer » 70% de leur facturation sur la puissance maximale souscrite comme le prescrit déjà l'OApEl.

C'est la principale menace au développement de la consommation propre, qui doit toutefois être relativisée par les avantages que cette méthode offre par rapport au système RPC : l'installation d'une capacité de production renouvelable à moindre coût, une action stabilisante sur les prix du marché de l'électricité (qui permet de protéger les investissements dans les infrastructures traditionnelles actuelles) et des coûts d'intégration des nouvelles infrastructures PV au réseau réduits, voire négligeables (production sur le lieu de consommation).

La consommation propre sera favorisée par toute action renchérissant le coût de l'électricité substituée. Par exemple, l'augmentation de la taxe RPC prévue (passant de 0,6 à 1,1 cts/kWh) va mécaniquement favoriser la consommation propre. Un autre mécanisme aurait pu favoriser la consommation propre : l'émission et la valorisation de garanties d'origines (GO). Une disposition de l'OENE entrant en vigueur au début 2015 interdit toutefois cette pratique. Un nouveau type de reconnaissance (qui reste à inventer), récompensant la valeur de l'électricité écologique non injectée sur le réseau mais contribuant au bilan national pourrait être une piste alternative intéressante.

En conclusion, la consommation propre sur les toits industriels est un **moyen efficace et économique d'augmenter significativement la production photovoltaïque en Suisse**. Cette nouvelle production, de par sa consommation sur le lieu de production, est compatible avec l'infrastructure actuelle des réseaux. Ce mode de production ne peut toutefois se généraliser qu'avec la collaboration positive et intéressée des GRD et EAE.

L'atteinte du potentiel de 1 TWh/an de consommation propre en milieu industriel n'a rien de négligeable dans le cadre de la politique énergétique 2050 de la Confédération, puisqu'elle correspond à installer 7 millions de m² de panneaux soit 4,6 fois la puissance PV installée en Suisse en 2012.

REMERCIEMENTS

Les auteurs de l'étude remercient toutes les entreprises qui ont, de manière anonyme, transmis leurs profils de consommation, et pour certaines les détails de leur facturation. Sans ces précieuses données, cette étude n'aurait simplement pas pu être réalisée. L'implication de ces entreprises est révélatrice de leurs préoccupations et actions en matière d'énergie.

Deux distributeurs électriques nous ont permis de valider certaines hypothèses consolidées de l'étude. Nous remercions Viteos SA et le Groupe SEIC-Télédis pour leur aide.

Des données d'installations PV récentes installées sur des toits industriels ont été transmises par une société spécialisée de Thurgovie dans les installations PV que nous remercions également.

1. Introduction

La valorisation de l'énergie électrique renouvelable par une consommation directe (locale) et instantanée (consommation propre) est appelée à jouer un rôle important dans le cadre de la stratégie énergétique 2050 de la confédération.

La valorisation par consommation propre permet en effet d'offrir une alternative au subventionnement des énergies renouvelables par le mécanisme de la RPC et d'augmenter ainsi la part d'électricité renouvelable dans le mix énergétique à moindre coût pour l'Etat et les consommateurs d'électricité.

Les coûts de production de l'électricité d'origine photovoltaïque diminuent régulièrement et significativement depuis plusieurs années en raison de l'industrialisation de cette technologie. Lorsque ce coût rencontre le prix de l'électricité distribuée par le réseau, on atteint la « parité réseau » marquant l'équilibre économique entre la consommation propre et l'achat d'électricité. Cet équilibre commence à être atteint pour des emplacements industriels favorables en Suisse, comme la montre l'étude *Groupement des cantons FR, GE, JU, NE et VD, Déploiement du photovoltaïque dans les zones industrielles* (Planair SA, 2013).

Par la présente étude, l'OFEN a chargé Planair SA de compléter les données relatives au potentiel technique et économique de la consommation propre d'électricité photovoltaïque en Suisse pour l'industrie. Cette étude, reposant en partie sur une base théorique, a été entreprise dans le but de permettre de préciser les directives d'applications de la politique énergétique de la confédération en matière de consommation propre, notamment en relation avec la loi sur l'énergie (LEne art 17 al 2) et de son ordonnance d'application (l'OEne, qui rassemble les modalités de soutien à l'énergie renouvelable produite en Suisse).

Objectifs et méthodologie

L'objectif principal de la présente étude est de déterminer le potentiel théorique de consommation propre photovoltaïque pour la branche industrielle suisse.

Pour atteindre cet objectif, des analyses variées de types technique, économique et statistique ont dû être effectuées :

- l'industrie suisse a été caractérisée au moyen de données statistiques
- des cas réels représentatifs de l'industrie suisse ont été analysés en détail (consommation et facture électrique, capacité et coût de production PV) pour déterminer leur potentiel de consommation propre (en quantité et en coût)
- une extrapolation au niveau national a été faite, permettant de déterminer le potentiel et le coût pour l'atteindre. Le niveau de subventionnement nécessaire à déclencher les investissements a été calculé

Pour réaliser ces analyses, il a été nécessaire de développer une méthode permettant de définir la taille optimale des installations PV à réaliser sur les toits des industries. Une analyse détaillée des tarifs électriques a également été nécessaires. Enfin des modèles d'affaires ont été établis pour permettre de déterminer le seuil où l'économie privée se décidera à investir par elle-même dans les infrastructures nécessaires.

A noter que la partie économique de l'étude a été conduite pour étudier la consommation propre comme une alternative au système actuel de RPC. Pour cette raison, les paramètres de la RPC (notamment le taux de rétribution du capital) ont été employés afin de permettre une comparaison des coûts de subventionnement par l'Etat.

Limites de l'étude

Cette étude se limite à un calcul *théorique* de l'estimation du potentiel de consommation propre pour l'industrie suisse.

Le potentiel total suisse résulte d'une extrapolation d'un nombre limité de cas réels représentant les branches fortement contrastées de l'économie suisse.

Les résultats obtenus forment une base suffisante et valable pour fournir des éléments permettant d'orienter les dispositions réglementaires en matière de consommation propre. Il est relevé que ce cadre réglementaire est « en mouvement » et devra notamment encore être précisé pour des aspects d'importance comme le financement des réseaux.

Dans une optique de montée en importance de la consommation propre, il est précisé que cette étude ne comporte pas les éléments suivants qui pourraient faire l'objet de compléments : consommation propre pour la branche des services, modèle d'affaire détaillé avec cas d'exemple réel dans une zone industrielle, renforcement de la consommation propre par des actions de stockage, groupage des utilisateurs, ou encore par valorisation thermique.

Avertissement

Tous les montants indiqués dans cette étude le sont sur une base HT (hors TVA).

2. La consommation propre en théorie et en pratique

2.1 Les mécanismes de la consommation propre

2.1.1 TAUX DE CONSOMMATION PROPRE ET TAUX D'AUTO-APPROVISIONNEMENT

La consommation propre consiste en une valorisation de l'énergie électrique renouvelable par une consommation directe et instantanée.

Le *taux de consommation propre* représente le pourcentage consommé localement de la production d'électricité d'origine photovoltaïque produite.

Le *taux d'auto-alimentation* indique le pourcentage de la consommation électrique totale de l'entreprise qui est couvert par la consommation locale d'électricité photovoltaïque produite localement.

Pour favoriser la consommation propre, la difficulté consiste à déterminer pour chaque entreprise une taille d'installation PV permettant la maximisation du taux d'auto-alimentation tout en gardant un taux de consommation propre élevé.

La Figure 1 illustre par un exemple les taux de consommation propre et d'auto-alimentation pour une grande industrie en fonction de la taille de l'installation PV qui pourrait être installée sur ses toits. Ce type de graphique est spécifique aux profils de consommation électrique et de production photovoltaïque dont des exemples sont illustrés dans la Figure 2. Plus l'installation PV est grande et la production PV importante, plus la couverture globale des besoins (taux d'auto-alimentation) est élevée. Toutefois le pourcentage de l'électricité produite pouvant être valorisée par consommation propre se réduit et limite la rentabilité économique. Il est donc nécessaire de rechercher une taille optimale des installations PV.

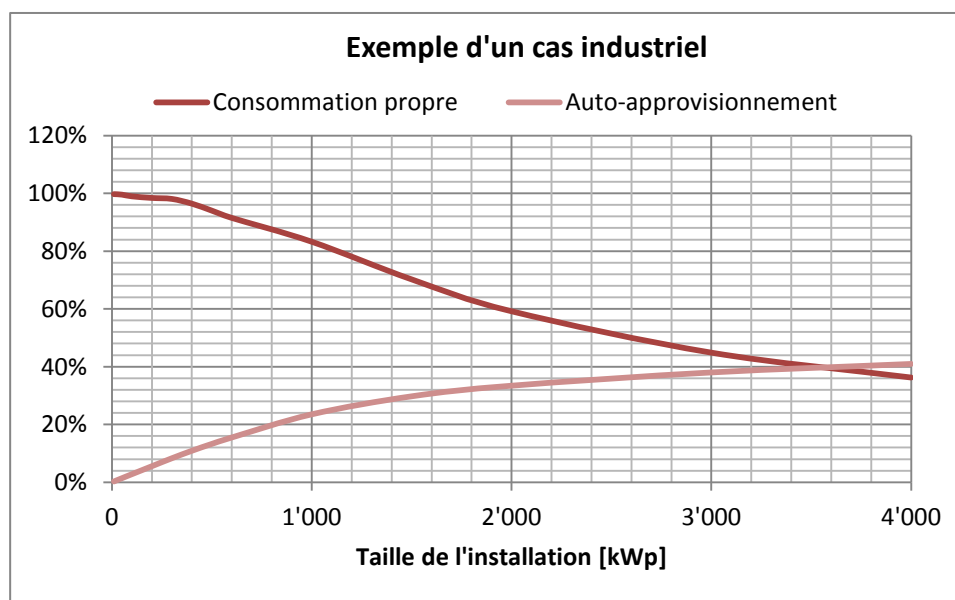


Figure 1 : profil d'un industriel de la branche économique Métaux / Machines. Comparaison du taux de consommation propre et d'auto-alimentation

Pour établir les profils indiqués dans la Figure 1, il est nécessaire de comparer les profils de consommation et de production photovoltaïque. La consommation propre est à considérer comme un phénomène instantané et il est nécessaire de comparer les profils sur une base ¼ h (actuellement utilisée pour établir la facturation de l'électricité consommée). La Figure 2 est un exemple des profils hebdomadaires de consommation et de production PV d'une entreprise. En fonction de la taille de l'installation PV, nous admettons que le profil de production varie de manière proportionnelle.

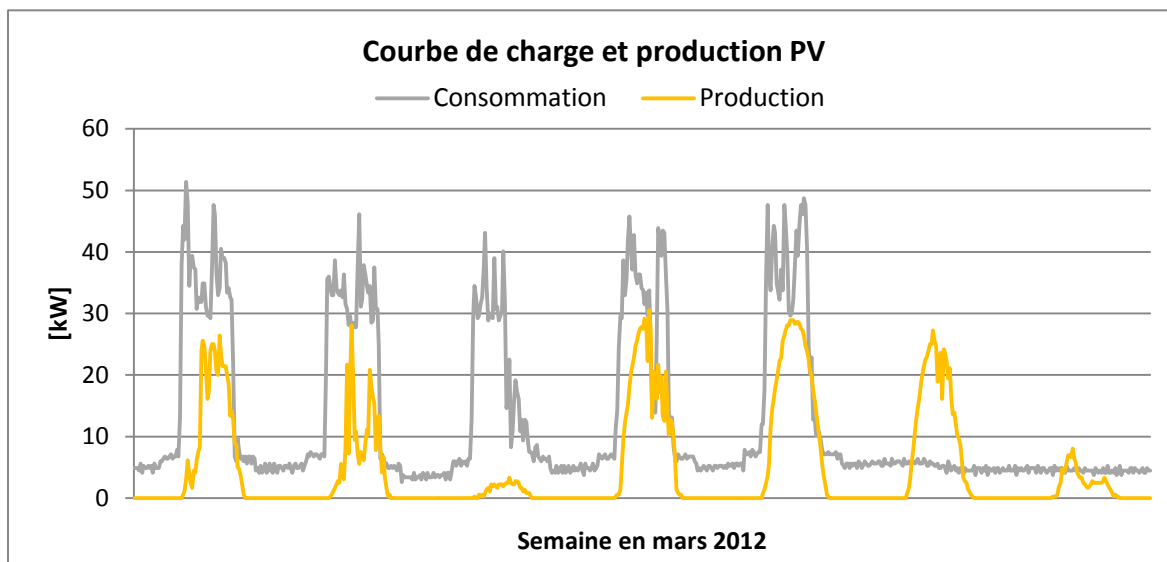


Figure 2 : courbe de charge et production photovoltaïque sur une semaine du mois de mars 2012 d'un industriel de la branche économique « autres industries »

2.1.2 COÛT DE PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Le coût de revient au kWh d'une installation photovoltaïque dépend de nombreux facteurs, dont les principaux sont la taille de l'installation, les coûts au sens large « d'intégration » de l'installation au bâtiment et la quantité d'ensoleillement (irradiation).

En parallèle, l'énergie PV devient plus compétitive chaque année grâce à la baisse des coûts des panneaux et à l'amélioration de leur efficacité. De manière globale, les prix de l'énergie photovoltaïque sont en baisse continue (pour les nouvelles installations). Une fois l'installation mise en service, les coûts de production dépendent principalement de la politique d'amortissement et peuvent en principe être considérés comme constants.

Une entreprise construisant une installation photovoltaïque dans le but de consommer sa production localement basera sa décision d'investissement sur la différence entre le coût de revient potentiel de son installation et le prix de l'électricité achetée sur le réseau. Dans cette optique, une intervention de l'état aidant à diminuer le coût de revient photovoltaïque par installation pourrait avoir une grande influence sur le potentiel de consommation propre en Suisse.

2.1.3 COMPOSITION DU PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

L'électricité produite consommée localement n'a pas besoin d'être achetée sur le réseau. C'est sur cette affirmation que s'appuie la valorisation économique de la consommation propre. La valorisation dépendra du prix de l'électricité sur le réseau. Plus le prix est haut, plus la consommation propre sera profitable. Dans ce contexte, il est important de décrire les composantes tarifaires du prix de l'électricité pour les clients finaux en Suisse (OFEN, 2011):

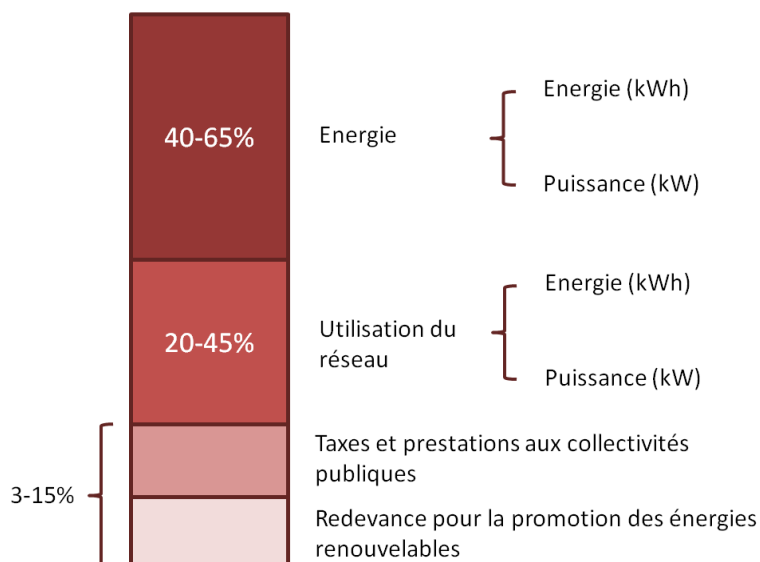


Figure 3 : composition du prix de l'électricité selon l'Elcom

L'*Energie* correspond au prix de l'énergie électrique fournie. Cette composante dépend donc des kWh consommés. Certaines EAE appliquent une composante tarifaire basée sur la puissance maximale soutirée pendant le ¼ d'heure le plus défavorable du mois (en CHF/kW).

La *rémunération pour l'utilisation du réseau* reflète les coûts pour l'acheminement de l'électricité aux clients finaux. Les recettes permettent notamment de financer l'entretien et le développement du réseau d'électricité (p. ex. des lignes aériennes, des pylônes et des transformateurs). La base tarifaire comporte une partie liée à l'énergie transportée et une partie liée à la puissance maximale soutirée.

Les *taxes et prestations aux collectivités publiques* comprennent notamment les taxes et redevances fédérales, cantonales et communales, des redevances de concession ou des redevances énergétiques communales, et des prestations aux collectivités publiques (p. ex. énergie gratuite ou éclairage public).

La *redevance* pour la promotion des énergies renouvelables (RPC), est fixée par l'OFEN en respectant un plafond légal, et est identique pour toute la Suisse. Elle s'élevait à 0,45 cts/kWh jusqu'à fin 2013 et à 0,6 cts/kWh depuis début 2014.

L'expérience en Allemagne et dans le reste de l'Europe montre que, malgré la libéralisation du marché de l'électricité, le prix de l'électricité sur le réseau a augmenté ces dernières années. Cela est principalement dû à la hausse des composantes réseaux et taxes. Dans ce contexte, la consommation propre d'électricité d'origine PV a l'avantage de stabiliser les coûts d'approvisionnement en électricité pour l'industriel possédant l'installation.

2.1.4 LA PARITÉ RESEAU (GRID PARITY)

L'industrie photovoltaïque se réfère fréquemment à la situation de « grid parity », caractérisée par l'équivalence entre le coût de revient de l'électricité PV produite et le prix de l'électricité achetée auprès du gestionnaire de réseau et/ou du fournisseur d'énergie.

Dans cette situation d'équivalence de prix, il n'y a plus besoin de subventionner les installations photovoltaïques pour leur déploiement. Cette situation de « grid parity » dépend des conditions locales et est déjà atteinte, par exemple dans les endroits bénéficiant d'ensoleillements favorables et où le prix de l'électricité est élevé. En raison de l'évolution du prix de l'électricité et de la baisse régulière des coûts du photovoltaïque (voir sections 2.1.2 & 2.1.3), cette situation de « grid parity » se généralise progressivement.

L'électricité produite et consommée localement a l'avantage financier de ne pas utiliser le réseau en amont et de ne pas être soumises aux taxes usuelles. Cela signifie que la rentabilité d'une installation photovoltaïque destinée à la consommation propre peut être calculée en comparant le prix de l'électricité contenant toutes les composantes citées ci-dessus avec le *seul* coût de l'énergie photovoltaïque produite.

La Figure 10 illustre la situation de « grid parity » basée sur des exemples chiffrés suisses-romands. Ce graphique montre que la situation de « grid parity » est atteinte plus rapidement pour l'électricité consommée en propre puisque la valeur du courant produit est plus importante. En l'absence de consommation propre, l'électricité PV doit en effet emprunter le réseau pour être distribuée chez un autre consommateur, ce qui renchérit son prix. A installation PV égale, la « grid parity » est atteinte plus rapidement chez un petit consommateur qui paie son électricité plus cher.

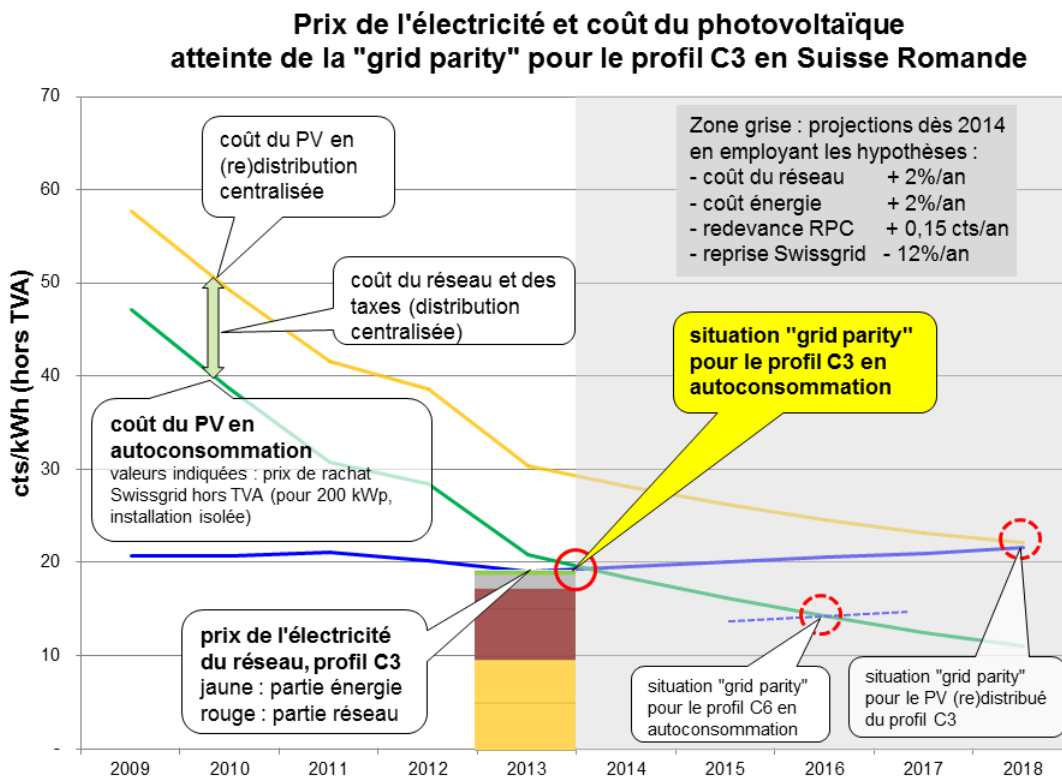


Figure 4 : situation de grid parity pour la Suisse Romande (Planair SA, 2013)

2.2 Cadre légal¹

Loi sur l'énergie (LEne)

La législation suisse relative à l'énergie en général et les dispositions relatives à la consommation propre ont fait l'objet de modifications récentes.

Pendant la réalisation de la présente étude, une nouvelle version de la Loi sur l'énergie (LEne) est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2014. Son article 7a à l'alinéa 4^{bis} permet la consommation propre, totale ou partielle, pour tout producteur, en stipulant

Les producteurs peuvent consommer totalement ou partiellement sur le lieu de production l'énergie qu'ils ont eux-mêmes produite (consommation propre). Si un producteur fait usage de ce droit, seule l'énergie effectivement injectée dans le réseau peut être traitée et prise en compte comme telle.

La même loi stipule également les conditions par lesquelles le gestionnaire de réseau est obligé de raccorder l'installation, et de reprendre et rémunérer l'électricité injectée sur son réseau.

Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, une révision en profondeur de la LEne est prévue. Le parlement a commencé ses travaux début 2014 (par la commission CEATE-N). Il est fort improbable que les principes d'obligation de reprise et de rémunération, ainsi que de consommation propre (qui a été introduit suite à une initiative parlementaire) soient modifiés, si ce n'est dans la numérotation des articles. L'article 18 (en projet) relatif à la consommation propre précise une généralisation du principe :

1 Tout exploitant d'installation peut consommer totalement ou partiellement sur le lieu de production l'énergie qu'il a lui-même produite (consommation propre). Il peut décider quelle part de sa production d'énergie il entend vendre.

2 L'al. 1 s'applique aussi aux exploitants d'installation qui participent au système de rétribution de l'injection (art. 19) et à ceux qui bénéficient d'une rétribution unique (art. 29) ou d'une contribution d'investissement (art. 30 ou 31).

Ordonnance sur l'énergie (OEne)²

Les modifications rapides du cadre énergétique conduisent à deux mises à jour successives de l'OEne (IA au 1.1.2014 et IB au 1.4.2014). Cette ordonnance comprend notamment les modalités RPC liées à l'électricité photovoltaïque. Le mécanisme de soutien par une aide initiale unique pour les petites installations (< 10 kWp) y est décrit. Un mécanisme similaire pourrait être proposé pour favoriser la réalisation d'installations photovoltaïques destinées en partie à la consommation propre.

¹ (CEATE-N, 2013) ; (OFEN, oct. 2013)

² L'OEne emploie également le terme de consommation propre pour décrire l'énergie nécessaire au fonctionnement d'une installation de production d'électricité (par exemple l'électricité nécessaire au système de réglage d'une turbine). Cette notion n'est pas pertinente pour la présente étude.

Ordonnance sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité (OAO)

Cette ordonnance décrit les mécanismes relatifs au marquage de l'électricité (garantie d'origine et émission de certificats). Dans le cadre de cette étude, les auteurs ont examiné la question de l'émission de GO « dématérialisées » de l'électricité consommée en propre (comme le pratiquent certains exploitants en se trouvant « dans une zone grise légale »). La révision de l'OAO (version du 23.10.13) par son article 1d, alinéa 4, lettre d interdit toutefois expressément cette pratique à partir du 1.1.2015.

Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

La LApEI précise, par son article 14 alinéa 3, lettre a que les tarifs du réseau doivent refléter les coûts causés par les consommateurs finaux. Selon (CEATE-N, 2013, p. 1536), cette disposition pourrait jouer un rôle important dans la consommation propre : les GRD peuvent en effet définir des groupes de clients selon leur utilisation du réseau, et pourraient ainsi justifier d'un groupe spécifique à la consommation propre (en cas de forte utilisation du réseau en soutirage et de forte production locale consommée en propre).

Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI)

Cette ordonnance précise par ses articles 15 à 18 les modalités concernant l'imputation des coûts des réseaux électriques auprès des consommateurs. L'imputation des coûts entre partie puissance appelée et énergie transportée y est notamment spécifiée : pour les réseaux de distribution de moyenne tension 70% des coûts sont à imputer à la puissance mensuelle maximale souscrite. Pour les niveaux de distribution inférieurs à 1 kV et sans mesure de puissance, une proportion d'au moins 70% doit être imputée cette fois à l'énergie consommée³.

Le Rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie élaboré par l'OFEN (oct. 2013) donne quelques informations utiles aux producteurs/consommateurs et aux GRD dont les éléments pertinents à cette étude sont résumés dans les deux paragraphes suivants.

2.2.1 CONSÉQUENCES POUR LE CONSOMMATEUR/PRODUCTEUR

Les nouvelles dispositions légales offrent aux producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque le droit de choisir. Il est clairement établi que les producteurs peuvent décider s'ils souhaitent injecter dans le réseau l'ensemble de l'énergie produite ou uniquement l'énergie excédentaire après déduction de l'énergie qu'ils ont consommée.

Les producteurs doivent informer les gestionnaires de réseau 3 mois à l'avance s'ils veulent bénéficier du droit à la consommation propre. Selon la CEATE-N (2013, p. 1532), bien que le droit en vigueur jusqu'à fin 2013 ne comportait pas d'obligation d'injecter la totalité de l'énergie produite, la consommation propre n'était et est encore actuellement dans les faits quasiment pas appliquée. Cela était dû à un manquement dans les méthodes de mesure des flux énergétiques par les GRD par lesquelles la facturation peut s'établir.

Les producteurs peuvent maintenant plus facilement agir dans leur intérêt économique. Ils peuvent en effet choisir, dans les limites techniques, la quantité utilisée en consommation propre, tout en optimisant leurs charges et revenus liés à l'électricité. Pour les gros consommateurs électriques (bénéficiant de l'éligibilité au marché et du libre choix du fournisseur d'énergie), il sera

³ ce cas n'est pas représentatif de l'étude puisque tous les sites étudiés concernent des clients éligibles dont le raccordement comporte une mesure de puissance

possible de rechercher des tarifs d'énergie favorisant la valorisation de l'électricité produite localement, par exemple des tarifs liés principalement à l'énergie et peu ou pas à la puissance de pointe transmise. Ce genre de tarifs pourrait d'ailleurs devenir une possibilité de différenciation ou de spécialisation pour les fournisseurs d'énergie électrique.

2.2.2 CONSÉQUENCES POUR LE DISTRIBUTEUR

Les GRD ont l'obligation, au maximum 3 mois après la demande d'un producteur d'exercer son droit à la consommation propre, de mettre en place le matériel nécessaire pour permettre le décompte nécessaire des flux d'énergie.

Les GRD ont parallèlement, selon les articles 7 al. 3 et 7a al. 5 (LEne), l'interdiction de discriminer les producteurs/consommateurs par rapport aux consommateurs « usuels » (c'est-à-dire sans consommation propre) en leur imposant (s'ils n'ont pas accès au marché libre) des tarifs supérieurs pour la composante énergie du prix de l'électricité.

Cependant, il n'y a pas de réglementation dédiée aux réseaux (une loi spécifique, prévue à terme, n'est pas été intégrée dans le 1^{er} paquet de mesures de la stratégie énergétique 2050). En l'état actuel, la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), en particulier par son article 14, son ordonnance (OApEI), ainsi que les décisions du régulateur (Elcom) s'appliquent. Il est toutefois essentiel, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, que le réseau puisse continuer d'être financé après l'entrée en vigueur des dispositions relatives à la consommation propre.

Actuellement, les coûts de réseau dans une zone de desserte sont répartis parmi les consommateurs suivant les flux d'énergie théoriques. En considérant la consommation propre, et de ce fait les flux d'énergie réels, les mêmes coûts devront être redistribués d'une manière différente. Ceci risque de provoquer une hausse des tarifs d'acheminement pour les consommateurs « usuels ». L'article 14, al. 3, let. a (LApEI) stipule que les tarifs d'utilisation du réseau doivent refléter les coûts causés par les consommateurs finaux. Les GRD pourraient donc, dans certains cas de consommation propre (par exemple quand la consommation propre est élevée et que le réseau est par conséquent peu utilisé en moyenne), justifier la création de groupes de clients sujets à des tarifs différents pour l'utilisation du réseau.

L'obligation de raccordement et de rétribution des GRD demeure pour la partie de l'énergie produite qui n'est pas utilisée en consommation propre. Un prix minimum de reprise pour l'énergie continuera d'être imposé aux GRD (moyenne suisse actuellement d'environ 8 cts/kWh). Toutefois, les GRD auront ici une marge de manœuvre indirecte pour rémunérer l'injection (la « non consommation propre ») selon les incidences positives ou négatives exercées sur leur réseau.

2.3 Le défi de la consommation propre pour les GRD

Pendant le processus de consultation de la nouvelle loi sur l'énergie dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie Énergétique 2050, les GRD ont été nombreux à exprimer des inquiétudes ou des propositions concernant les articles portant sur la réglementation de la consommation propre, comme le montrent par exemple les prises de positions des BKW et du Groupe E (BKW, jan. 2013; Groupe E SA, jan. 2013).

La consommation propre vient en effet heurter le modèle d'affaire traditionnel du financement du réseau de transport, dont les GRD ont pour mission d'assurer la pérennité tant technique qu'économique. Le principal reproche à l'encontre de la consommation propre est que le réseau doit maintenir (et financer) une capacité pour la puissance maximale soutirée que les bénéfici-

aires de consommation propre ne vont plus que partiellement financer. Cette situation reporte une partie des coûts du réseau des utilisateurs de consommation propre vers les autres. Les montants en jeu sont conséquents, puisque une quantité consommée en propre de 1 TWh/an, telle qu'évoquée dans cette étude, correspond à environ 50 MCHF/an de manque de revenus pour les réseaux⁴.

Dans l'esprit de la sécurité d'approvisionnement prévue par la loi, le réseau de distribution ainsi que les bornes de raccordement doivent être dimensionnés de telle manière que la puissance nécessaire à la consommation puisse être soutirée des infrastructures en place à tout moment. Il en résulte que les coûts de l'infrastructure pour le GRD se basent sur cette capacité maximale plutôt que sur le nombre de kWh consommés. Les kWh consommés localement provoquent donc une baisse des recettes pour le GRD sans réduction de ses coûts. En d'autres termes, les investissements qu'il entreprend dans le réseau lui rapportent moins. Pour compenser cela le GRD a plusieurs options :

- Augmenter le tarif de l'utilisation réseau pour tous les consommateurs restants, discriminant les clients ne produisant pas d'électricité ou injectant la totalité de leur production sur le réseau par rapport aux clients ayant recours à la consommation propre.
- Augmenter les coûts pour l'utilisation du réseau pour la partie encore utilisée par les clients ayant recours à la consommation propre. Les GRD pourraient par exemple créer un groupe de clients caractérisé par la pratique de la consommation propre et augmenter son timbre pour la puissance de pointe soutirée.

Relativement à un système traditionnel d'encouragement des énergies renouvelables de type RPC, la consommation propre apporte toutefois un avantage important. L'électricité consommée en propre est valorisée à un niveau tarifaire convenu. Avec les mécanismes de type RPC (qui sont employés à grande échelle en Allemagne et qui exercent une influence sur l'ensemble du marché européen), l'électricité renouvelable est rachetée à prix fort puis revendue au prix du marché, même en cas d'offre excédentaire. Dans certaines conditions, ce mécanisme peut amener des distorsions du marché et exercer un effet à la baisse sur les prix au point de mettre en danger la rentabilité des investissements de production ou de stockage (pompage – turbinage en Suisse) d'électricité. La consommation propre devrait, pour cet aspect, rencontrer l'intérêt des GRD et EAE.

La consommation propre permet d'une part de favoriser l'émergence de centrales de production d'énergie directement sur les lieux de consommation, et d'autre part de récompenser économiquement le lissage des pointes de puissance nettes appelées par l'industriel. Ces deux mécanismes vont profiter à l'infrastructure du GRD et devraient rencontrer son intérêt objectif.

Il faut également relever que les économies d'électricité et autres actions d'efficacité électrique, indispensables et rarement contestées, ne sont pas synonyme de réduction de la puissance de pointe appelée. Leur effet sur le financement des réseaux est bien similaire, si ce n'est identique, à celui de la consommation propre. Or, les GRD devront bien faire avec les économies d'électricité qu'elles soient le fait de l'initiative de leurs clients ou d'une réglementation (à venir) imposée aux GRD.

⁴ 50 MCHF/an correspond à environ 0,1 cts/kWh sur l'ensemble de la consommation électrique suisse

Un autre effet concerne la fourniture d'énergie. Cet effet est cité car la majorité des GRD est souvent, de manière certes séparée et indirecte, reliée au rôle de fourniture d'énergie. La consommation propre d'électricité d'origine photovoltaïque implique une plus grande volatilité de la demande. En effet les clients consommant localement leur production d'énergie ont des besoins différents en fonction de la météo. Sans consommation propre, seul leur profil de consommation (aussi variable soit-il) influence leur demande en électricité. Des outils météorologiques peuvent aider les EAE à prévoir ce type de variations supplémentaires.

Les distributeurs d'énergie seront donc directement concernés par une augmentation de la part de consommation propre photovoltaïque. Une montée en puissance de la consommation propre auprès des industries suisses ne pourra se faire qu'avec les GRD et EAE et leurs intérêts et contraintes doivent être considérés lors de l'établissement des dispositions réglementaires concernant cette pratique.

A relever qu'il est possible d'agir et de définir des mesures simples et peu coûteuses permettant de faciliter l'acceptation de la consommation propre par les GRD : un exemple est de leur permettre de contrôler et de limiter (brider) la puissance maximale injectée des installations PV (en cas d'arrêt des industries) à par exemple 50% de leur capacité maximale. Cette mesure ne coûterait en effet pratiquement rien à une installation PV destinée à la consommation propre de manière prépondérante et rendrait l'installation nettement plus « intégrable » au réseau. Ce genre de concept, qui a pour effet indirect d'inciter les consommateurs/producteurs à mieux utiliser leur énergie, est déjà appliqué en Allemagne.

2.4 Situation en Allemagne

Cela fait déjà quelques années que les autorités allemandes encouragent la consommation propre d'électricité photovoltaïque, en complément du système classique de rachat préférentiel de l'électricité injectée. Le but est de décharger le réseau en consommant sur le lieu de production et de réduire les coûts du déploiement de l'énergie solaire tout en diminuant la quantité d'énergie bénéficiant de la rémunération prévue par l'EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Une rémunération subventionnant la consommation propre a été introduite pour la première fois le 1^{er} janvier 2009 avec l'entrée en vigueur de l'EEG 2009. Elle s'élevait alors à 25.01 € cent par kWh consommé localement pendant 20 ans pour les installations de moins de 30 kW (tout en laissant le producteur bénéficiaire de l'énergie consommée localement). En comparaison, le tarif de reprise de l'électricité d'origine photovoltaïque injectée sur le réseau était alors de 43.01 € cent par kWh.

Le tableau ci-dessous montre l'évolution de la rémunération destinée à la consommation propre depuis son introduction jusqu'à sa suppression en Mars 2012.

Mise en fonction	01.01. - 31.12. 2009	01.01. - 30.06. 2010	01.07. - 30.09. 2010	01.10. - 31.12. 2010	01.01. - 31.12. 2011	01.01. - 31.03. 2012	dès 01.01. 2014
< 30 kWp Auto-approvis. moins de 30%	25.01	22.76	17.67	16.65	12.36	8.05	-
< 30 kWp Auto-approvis. plus de 30%	25.01	22.76	22.05	21.03	16.74	12.43	-
30 à 100 kWp Auto-approvis. moins de 30%	-	-	16.01	15.04	10.96	6.85	-
30 à 100 kWp Auto-approvis. plus de 30%	-	-	20.39	19.42	15.34	11.23	-
100 à 500 kWp Auto-approvis. moins de 30%	-	-	14.27	13.35	9.49	5.60	-
100 à 500 kWp Auto-approvis. plus de 30%	-	-	18.65	17.73	13.87	9.98	-

Tableau 1 : évolution de la rémunération des kWh consommés localement en € cent/kWh (Märtel, 2014)

La prime versé pour l'électricité consommée en propre a régulièrement baissé pour être finalement supprimée dès fin mars 2012 (avec une période transitoire jusqu'à fin 2013). Ce changement est induit par un changement de la stratégie de rémunération des autorités allemandes. En effet, à partir du 1^{er} janvier 2014, la règle « du 90 pourcent » est entrée en vigueur dans le cadre du modèle d'intégration des installations photovoltaïques au marché. Les exploitants d'installations d'une puissance comprise entre 10 et 1'000 kWp et mises en fonction depuis le 1^{er} avril 2012 ne reçoivent la rémunération prévue par l'EEG plus que pour 90 % de la quantité d'électricité produite par année. La rémunération des 10 % restants est, selon le législateur, destinée à la consommation propre ou dans certains cas à la vente directe. Etant donné que le tarif de reprise EEG est déjà plus bas que le prix de l'électricité sur le réseau pour les ménages, la consommation propre est déjà profitable et le deviendra de plus en plus avec la hausse attendue des prix de l'électricité et la baisse des tarifs de reprise (voir Figure 5).

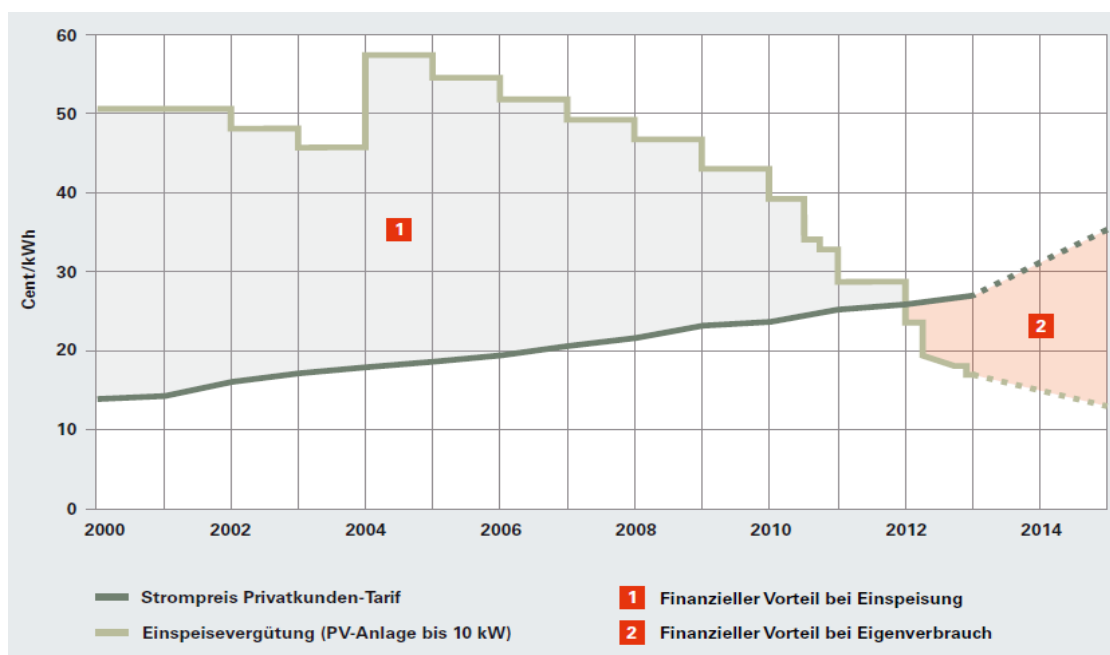


Figure 5 : évolution de la rentabilité de la consommation propre (Eigenverbrauch) en comparaison avec une injection sur le réseau (Einspeisung) en Allemagne (Viessman, 2013). Dans la zone 1 l'injection est économiquement plus favorable que la consommation propre et dans la zone 2 c'est l'inverse.

Strompreis Privatkunden-Tarif = Prix de l'électricité pour les clients privés (en centime d'euro)

Einspeisevergütung = Rémunération pour le courant injecté (en centime d'euro)

Une autre mesure visant cette fois à augmenter le taux de consommation propre par installation a été décidée en mai 2013 par le ministère fédéral de l'Environnement. Il s'agit de la mise en place d'un programme d'aide financière unique basé sur la taille des installations pour l'achat d'accumulateurs d'électricité (stockage) qui permettraient d'atteindre un taux de consommation propre de 60 à 70%. Ainsi l'exploitant d'une installation PV en construction ou mise en service après le 31 décembre 2012 reçoit 600 €/kWp pour une nouvelle acquisition et 660 €/kWp en cas d'adaptation ultérieure (Märtel, 2014).

Les situations allemandes et suisses diffèrent. En Allemagne, la production d'électricité photovoltaïque a été massivement soutenue. Les investissements ont pu être générés sans plafonnement et favorablement rémunérés principalement par une augmentation du coût de l'électricité des ménages. Cette situation conduit à des conditions favorables à la consommation propre auprès des ménages avant les industriels. La situation de grid-parity semble être atteinte de manière généralisée pour les ménages.

La situation de la consommation propre dans l'industrie allemande est illustrée par une étude de l'entreprise REC Solar (Studie zur Wirtschaftlichkeit von gewerblichen Eigenverbrauchsanlagen in Deutschland, 2013) qui se penche sur la rentabilité d'installations PV destinées à la consommation propre pour différents types d'entreprises (commerces, entreprises artisanes et industries lourdes). L'étude détermine que le prix de l'électricité sur le réseau est décisif pour la rentabilité de la consommation propre. La différence dans les allègements fiscaux observés pour chacune des 3 catégories d'entreprises est analysée. Ainsi, par exemple, les commerces doivent payer la totalité de l'impôt prélevés sur la consommation finale d'électricité alors que les entreprises

artisans bénéficient d'une réduction de 25% et les industries lourdes de 90%. Ces déductions fiscales ont une influence considérable sur le prix de l'électricité final et donc sur la rentabilité de l'installation, exprimée dans la dernière colonne du tableau ci-dessous.

Catégories d'entreprises	Prix de l'électricité sur le réseau	Valeur actualisée nette* [€/kWp]
Commerces	17.08 € cent/kWh	609
Entreprises artisanes	14.41 € cent/kWh	443
Industries lourdes	5.89 € cent/kWh	-104

Tableau 2 : prix de l'électricité et rentabilité de la consommation propre pour trois types d'entreprises allemandes (REC, 2013) * coûts moyens et pondérés du capital: 5.03%

Ainsi, selon les résultats présentés par REC, la consommation propre n'est pas encore rentable pour les industries lourdes à l'inverse des commerces et les entreprises artisanes. Cette situation est toutefois spécifique à la situation allemande et à la pratique fiscale différenciée.

En Suisse, le financement des énergies renouvelables par le prélèvement de la taxe RPC est non seulement plus modeste, mais également plus uniformément réparti entre les utilisateurs privés et industriels (même si ces derniers ayant une forte intensité énergétique peuvent récupérer le montant de la taxe sous certaines conditions suite à la révision IB de l'OEne au 1.4.2014). Le développement de la consommation propre en Suisse sera plus proche des mécanismes du marché qu'en Allemagne et les enseignements allemands ne peuvent être simplement repris. Par rapport au ménages, les industries auront des installations plus grandes (coût de production moins élevés) mais également un prix de valorisation plus modeste (puisque les entreprises achètent leur électricité à des tarifs de gros consommateurs).

3. Récolte et analyse des données

3.1 Introduction et méthodologie

Le potentiel de consommation propre d'électricité photovoltaïque sur les toits industriels en Suisse a été déterminé de manière théorique par la méthodologie suivante :

- Analyse de la consommation électrique industrielle Suisse par branches économiques (sources données de l'OFS). Les différentes branches économiques sont caractérisées par la taille de leurs entreprises et leur consommation électrique spécifique.
- Etude de cas réels et représentatifs pour les différentes branches économiques. Une analyse détaillée a été effectuée pour une vingtaine d'entreprises, comprenant
 - l'analyse du profil de consommation électrique (base ¼ d'heure)
 - dimensionnement, chiffrage (base 2013) et simulation de la production d'une installation PV pouvant être installée sur le(s) toit(s) de l'entreprise
 - comparaison des profils de production PV et de consommation (base ¼ d'heure) pour déterminer les taux de consommation propre et d'auto-alimentation
 - analyse de la valeur de l'électricité consommée en propre en fonction du tarif du distributeur traditionnel (base 2013)
 - analyse de la rentabilité de l'installation PV (respectivement du soutien qui serait nécessaire pour initier sa réalisation)⁵
- Consolidation des résultats par branche et au niveau Suisse

Limitations et simplification de la démarche :

La récolte de données de consommation au ¼ d'heure ainsi que des tarifs réellement négociés entre les industriels et leur distributeur n'est pas une chose aisée. Sur une quarantaine de contacts suivis avec les entreprises, seuls une vingtaine de cas exploitables (données complètes et non spécifiques) ont pu être analysés. Les cas exploitables sont raisonnablement bien répartis entre les classes des branches économiques et les auteurs de l'étude sont d'avis que les données constituent une base réduite mais suffisante pour consolider une approche théorique cohérente au niveau national du potentiel de consommation propre.

Il est précisé que la production photovoltaïque sur une base au ¼ d'heure a été simulée sur les bases d'une installation réelle du plateau suisse, normée à 950 kWh/an/kWp. Cette base a été utilisée pour l'ensemble des profils de consommation électrique des industriels étudiés.

⁵ L'analyse est « non linéaire ». Pour chaque cas, la meilleure efficacité économique a été déterminée, nécessitant un arbitrage entre la taille de l'installation PV (le prix de l'électricité produite) et la valorisation effective (le taux de consommation propre)

3.2 Consommation électrique de l'industrie en Suisse

Les données au niveau suisse utilisées dans cette étude se basent sur la classification en branches économiques et taille d'entreprises (selon le nombre d'employés) appliquée dans le cadre des statistiques de consommation énergétique (EVS2012). Cette classification s'appuie quant-à-elle sur la Nomenclature générale des activités économiques (NOGA 2008).

Les données statistiques soulignent la diversité de « l'empreinte électrique » des différentes branches économiques comme le montrent les figures ci-après :

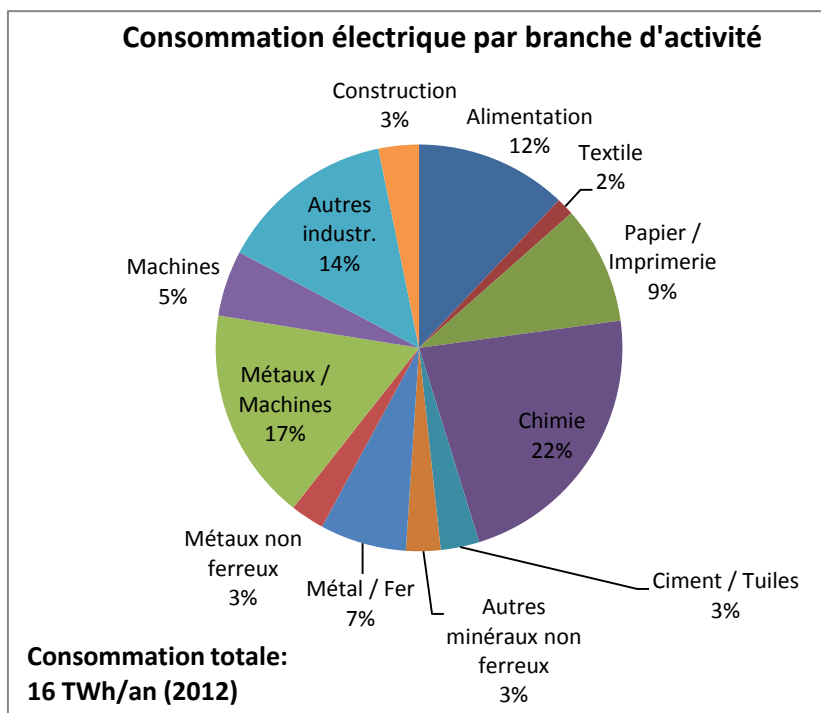


Figure 6 : consommation électrique par branche d'activité économique du secteur secondaire (Source des données : OFEN)

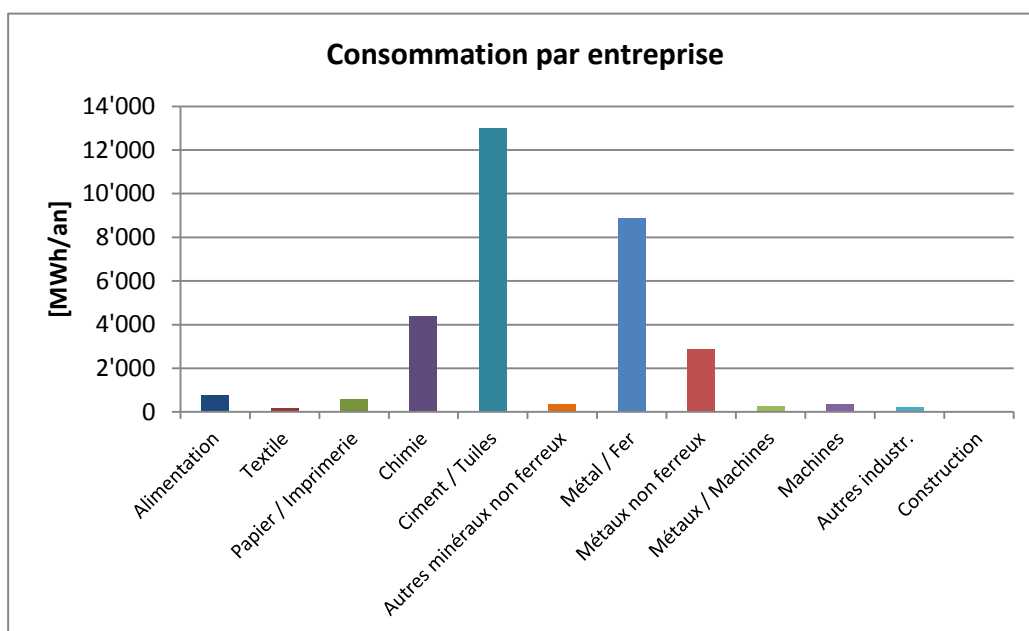


Figure 7 : consommation moyenne d'électricité par entreprise selon la branche d'activité économique (source des données : OFEN)

Comme on peut le voir dans le graphique ci-dessus, les différences entre branches sont très importantes. Par exemple, les entreprises actives dans la branche Ciment / Tuiles sont en moyenne 16 fois plus gourmandes en énergie que les entreprises du secteur alimentaire. En comparant les deux figures précédentes, on remarque que les branches les plus importantes dans la consommation suisse n'ont pas forcément une consommation par entreprise élevée. Ceci s'applique par exemple à la branche Métaux / Machines ou autres industries. Compte tenu du contraste des branches économiques décrit par les Figure 6 et Figure 7, il est nécessaire d'analyser des cas réels par branche économique.

Les auteurs de l'étude n'ont pas trouvé de statistiques décrivant la taille des bâtiments industriels par branche économique pouvant être utilisées pour quantifier les installations PV qu'il serait possible d'ériger.

Pour pouvoir estimer le potentiel de consommation propre, il sera nécessaire de considérer la classe de tarif de chaque entreprise (les petits et grands consommateurs ayant des tarifs bien différents). Il a été nécessaire de créer une stratification sur deux niveaux et 48 sous-divisions d'entreprises ont ainsi été créées selon la branche d'activité et la taille. L'EVS2012 nous livre la consommation annuelle d'énergie, le nombre d'employés de chaque branche, ainsi que le nombre d'entreprises par classe (nombre d'employés). Les auteurs de l'étude ont fait l'hypothèse suivante « la consommation par employé de chaque branche est constante, quelle que soit la taille de l'entreprise » pour pouvoir calculer la consommation annuelle d'électricité (et le poids) de chaque sous-division.

Ensuite, pour chaque sous-division, la catégorie de consommation électrique Elcom (C0-C7) correspondante a été introduite. Une synthèse de la structure du tissu d'entreprise en Suisse est représentée dans le *Tableau des branches économiques* (en annexe).

En résumé, les entreprises sont réparties en sous-divisions selon les critères décrits dans le tableau ci-dessous :

	Branches d'activité économique	Classes de taille	Catégories de consommation
Nombre	12	4	8
Description	Alimentation; textile; papier et imprimerie; chimie; ciment et tuiles; autres minéraux non ferreux; métal et fer; métaux non ferreux; métaux et machines; machines; autres industries; construction	1-5 employés (classe 1); 6-19 employés (classe 2); 20-99 employés (classe 3); plus de 100 employés (classe 5)	C0 à C7 suivant la consommation électrique annuelle

Tableau 3 : critères utilisés pour la stratification des entreprises

Grâce aux données des entreprises représentatives, la sous-division leur correspondant peut être identifiée et cela permet une extrapolation du potentiel de consommation propre au niveau suisse.

Catégorie de consommation Elcom considérées – focalisation sur les consommateurs éligibles

Pour cette étude, seules les installations PV d'importance (au moins 50 kWp) ont été considérées. Il en va logiquement de même pour la partie consommation électrique des industriels qui permet la valorisation de l'énergie produite par consommation propre. Ainsi seuls les clients éligibles avec une consommation supérieure à 100'000 kWh/an ont été considérés. Autrement dit le potentiel de consommation propre des classes Elcom C0, C1 et C2 (partiellement) n'est pas pertinent en raison de la taille minimale des installations PV considérées et n'as pas été considéré dans l'étude.

En 2012, la Suisse a consommé 59 TWh dont 18 par les ménages (OFEN, 2013). Les clients éligibles, consommant plus de 100 MWh/an (correspondants à une partie de C2 et C3-C7), représentent une consommation annuelle d'environ 30 TWh (europ'energies, 2012; Romande Energie, n.d.). En conséquence, 73% de l'électricité en Suisse destinée à des fins commerciales (c'est-à-dire hors ménages) est consommée par des clients éligibles. Ce pourcentage est encore plus élevé pour le seul secteur industriel et justifie une focalisation de cette étude sur les catégories de consommation C2 à C7.

Pour le segment industrie, objet de cette étude, une répartition entre classes Elcom a été utilisée selon la Figure 8. Cette répartition a été établie par les auteurs de l'étude, en utilisant des statistiques globales suisses et la distribution réelle des clients d'un GRD.

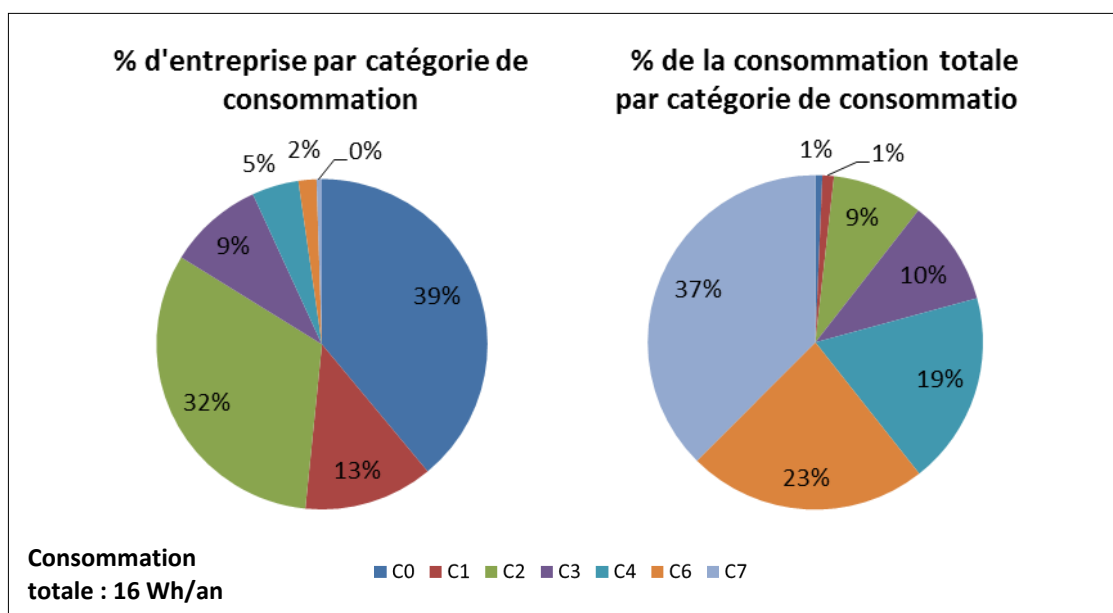


Figure 8 : répartition du nombre d'entreprises et de leur consommation par catégorie Elcom

3.3 Consommation propre – simultanéité au ¼ d'heure

Pour évaluer le taux de consommation propre et le taux d'auto-approvisionnement d'une industrie, il n'est pas suffisant de se baser sur des valeurs de consommation globales annuelles. En effet, les valeurs annuelles ne permettent pas d'analyser précisément la part réelle d'énergie photovoltaïque consommée directement sur site. C'est pourquoi l'analyse doit se baser sur les valeurs de consommation instantanées. L'étude a considéré des valeurs au ¼ d'heure, fournies par les compteurs à courbe de charge des gros consommateurs, des données à la seconde n'étant pas disponibles.

Les valeurs de consommation ¼ d'heure ainsi que les détails tarifaires correspondants sont des données relativement sensibles pour certaines entreprises. Ces données contiennent des informations stratégiques sur le fonctionnement de l'entreprise, ce qui peut expliquer les réticences ou refus de certaines entreprises à les fournir. Les industries concernées par l'étude se trouvent sur le marché libéralisé de l'électricité (consommation supérieure à 100 MWh/an) et sont des clients « sensibles » pour les fournisseurs d'électricité qui essaient de les fidéliser.

Les données transmises le sont en général sous forme de listing de format excel. Ces données ont dû être vérifiées et retravaillées pour pouvoir prendre en compte les variations saisonnières et les fermetures annuelles. Des profils hebdomadaires typiques (semaine 5 ou 6 en février, et semaine 25 ou 26 en juin) ont été employés pour simuler les périodes été/hiver. Ensuite, les profils de consommation ont été comparés au profil de production PV soumis à des variations météorologiques pour vérifier la simultanéité ¼ h par ¼ h.

La Figure 9 illustre un profil de consommation propre (qui a été élaboré pour chaque entreprise après analyse des données récoltées).

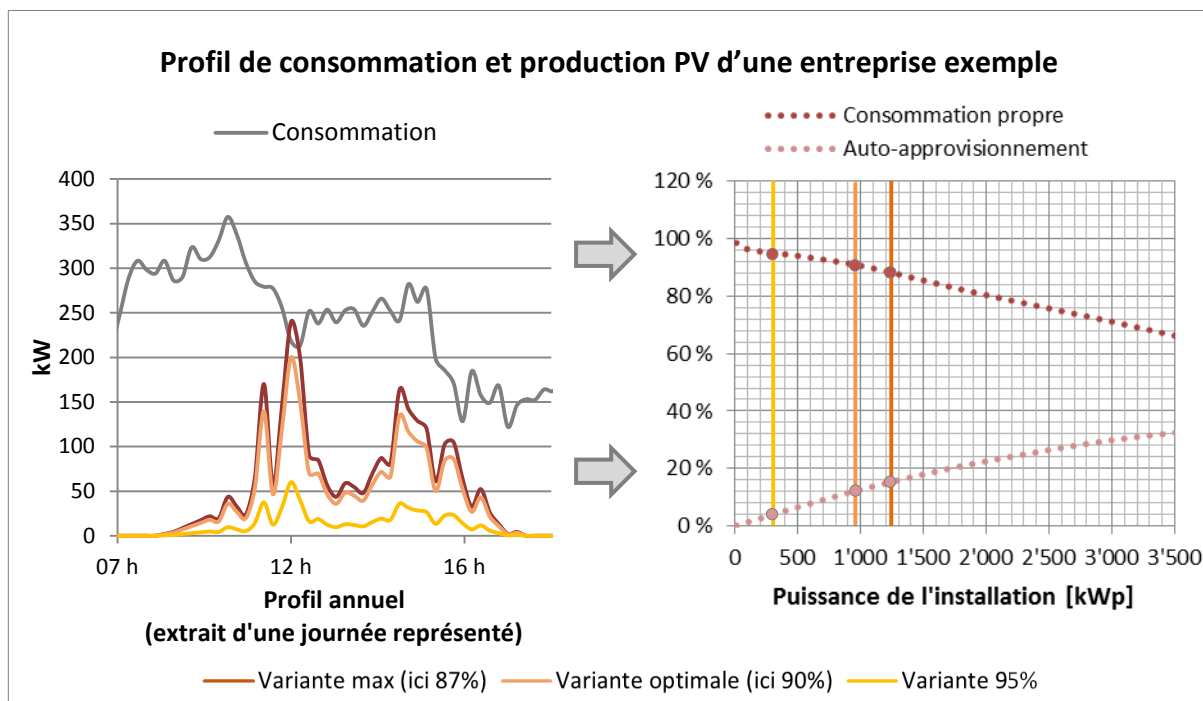


Figure 9 : profil de consommation et production PV pour une entreprise de la branche économique Machines avec représentation de la relation taux de consommation propre/auto-approvisionnement

3.4 Caractéristiques des installations photovoltaïques

3.4.1 TOITS INDUSTRIELS - FACTEURS TECHNIQUES

Pour évaluer le taux de consommation propre d'énergie photovoltaïque d'un site industriel, les données de consommation électriques doivent être mises en corrélation avec le potentiel de production photovoltaïque du site considéré.

Le potentiel photovoltaïque de chaque site industriel a été déterminé par une étude sommaire comprenant les étapes suivantes :

- Evaluation des surfaces brutes de toitures disponibles
- Evaluation des surfaces adaptées pour une installation PV
- Evaluation de la taille optimale d'installation PV (**Vopt**⁶, variante qui intègre les toitures les plus adaptées)
- Evaluation de la taille maximale d'installation PV (**Vmax**, variante qui intègre un maximum de toitures indépendamment de leur orientation et de leur état)
- Evaluation d'une variante « 95% » qui définit une taille d'installation PV, **V95%** qui permet un taux de consommation propre se montant à 95%



Photographie 1 : exemple d'analyse des toitures d'un site industriel

Chaque site est également évalué en termes d'orientation et d'ombrages proches :

	Excellent	Bon	Moyen	Mauvais
Critère d'orientation	+/- 0°-30°	+/- 30°-60°	+/- 60°-90°	+/- 90°-180°
Ombrages	Aucun	Faible	Moyen	Fort

Figure 10 : critères d'orientation et d'ombrages proches

⁶ Le terme optimal ne concerne que la taille de l'installation par rapport à l'état de la toiture. L'optimum économique est déterminé de manière séparée et sera différent (Vopt, Vmax ou V95%) selon le cas étudié

3.4.2 COÛTS D'INVESTISSEMENT ET DE PRODUCTION DES INSTALLATIONS PV

Coût d'installation au kWp

Les coûts des installations photovoltaïques, exprimés en CHF par Wp, sont basés sur l'expérience de Planair et correspondent aux prix du marché 2013. Les prix sont dépendants de la taille de l'installation et sont basés sur les hypothèses suivantes :

- installation de type ajouté avec pose aisée,
- raccordement au réseau électrique aisée, sans surcoûts,
- dans la variante maximale, les éventuelles rénovations de toitures nécessaires sont estimées avec une plus-value de CHF 50.- / m².

Les coûts ci-après⁷, dépendant de la taille de l'installation, ont été utilisés pour déterminer les coûts d'investissement. Les coûts pour les tailles intermédiaires ont été interpolés.

kWp	50	100	180	500	1000	2000
CHF/Wp	2.75	2.31	2.09	1.87	1.65	1.54

Tableau 4 : coûts des installations PV considérés dans l'étude.

Coût de production photovoltaïque au kWh

Le coût de production photovoltaïque par kWh dépend des variables suivantes : coûts d'investissement (coût de l'installation au kWp), coûts d'entretien de l'installation, productible photovoltaïque, rendement du capital, durée de vie de l'installation ainsi que durée d'amortissement.

Excepté les coûts d'investissement qui varient d'installations en installations (voir Tableau 4), les autres facteurs sont considérés comme constants pour toutes les installations dans le cadre de cette étude. Les valeurs utilisées, selon le tableau ci-après sont conforme à celles qu'emploie l'OFEN pour calculer le tarif de reprise RPC photovoltaïque.

Facteurs	Valeur	Unité
Coûts d'entretien	0.04	CHF/kWh
Productible photovoltaïque	950	kWh/an/kWp
Taux de rendement du capital par période	4.5	%
Durée de vie de l'installation et d'amortissement	25	ans

Tableau 5 : valeurs constantes utilisées pour le calcul du coût de production photovoltaïque au kWh

Le coût au kWh se calcule avec des valeurs à l'année à l'aide de la formule suivante :

$$\text{coûts au kWh} = \frac{\text{coûts d'entretien} + \text{coûts de capital (annuités)}}{\text{production PV de l'installation}}$$

Les coûts d'investissements et d'exploitations mentionnés ci-dessus conduisent à un coût de production de l'électricité photovoltaïque compris entre 15 et 23,5 cts/kWh selon la taille de l'installation.

⁷ Les coûts employés correspondent à des données pratiques suisses provenant du bureau Planair et d'installateurs PV. L'analyse économique (chapitre 4) compare les effets de cette base de coût avec les tendances (non encore confirmées lors de la rédaction du présent rapport) des coûts de référence des installations PV de l'OFEN pour 2015. Les deux bases de coûts sont relativement proches.

Tarif de reprise des kWh non consommés localement

Selon la perspective considérée dans cette étude, la situation optimale serait que chaque entreprise ait un taux de consommation propre de 100% et que l'électricité produite n'ait pas besoin d'être revendue sur le réseau. Cependant, cette situation n'est que rarement vérifiée à 100%. La partie injectée sur le réseau sera valorisée à un tarif minimal communiqué par l'OFEN, à savoir 8 cts/kWh.

3.5 Prix de l'électricité

Le prix de l'électricité du réseau (qui sera « remplacée ») joue un rôle important pour déterminer la valeur de l'électricité produite localement et consommée en propre. Dans cette étude, nous nous sommes basés principalement sur les données publiées par l'Elcom pour l'année 2013.

Les données de l'Elcom décrivent les différentes composantes du prix de l'électricité (réseau, énergie, taxes et redevances) pour les différentes catégories de consommateurs et les distributeurs électriques. Ces données sont exprimées en cts/kWh et ne permettent pas de distinguer précisément la partie du coût liée à la puissance maximale soutirée par le client.

Les tarifs des distributeurs électriques décrivent la méthode de facturation et permettent de calculer le coût de la puissance maximale soutirée. Les grilles tarifaires ne donnent toutefois pas l'information inverse, à savoir quelle partie de l'électricité réellement facturée l'a été en lien avec la puissance maximale soutirée. Pour estimer cette partie liée à la puissance, les auteurs ont analysé les factures réelles des industrielles ayant fourni leurs données. Ces valeurs sont décrites à la fin de cette section.

3.5.1 DONNÉES DE L'ELCOMDéfinition des catégories de consommation

Le prix de l'électricité varie principalement en fonction de la quantité d'énergie consommée et du type de consommateur (privé ou commercial). Dans cette étude, seuls les consommateurs commerciaux sont considérés. L'Elcom les divise en 7 catégories de consommation :

Profils de consommation pour les entreprises artisanales et industrielles selon l'Elcom		Interprétation pour l'étude	
		C0	jusqu'à 8000 kWh/an
C1	8000 kWh/an: très petite entreprise, puissance max.: 8 kW	C1	de 8000 à 30'000 kWh/an
C2	30 000 kWh/an: petite entreprise, puissance max.: 15 kW	C2	de 30'000 à 150'000 kWh/an
C3	150 000 kWh/an: entreprise moyenne, puissance max.: 50 kW	C3	de 150'000 à 500'000 kWh/an
C4	500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 150 kW, courant basse tension	C4	de 500'000 à 1'500'000 kWh/an
C5	500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 150 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation		Considérée comme intégrée dans la catégorie C4
C6	1 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 400 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation	C6	de 1'500'000 à 7'500'000 kWh/an
C7	7 500 000 kWh/an: grande entreprise, puissance max.: 1630 kW, courant moyenne tension, propre station de transformation	C7	à partir de 7'500'000 kWh/an

Tableau 6 : définition des catégories de consommation de l'Elcom et interprétation pour l'étude

La première colonne retranscrit la description telle qu'elle est trouvée sur le site de l'Elcom (Die kantonalen Strompreise im Vergleich, 2014). Cependant, dans le cadre de cette étude, nous

Potentiel de consommation propre d'énergie photovoltaïque dans l'industrie suisse

n'avons pas de données concernant la puissance maximum soutirée, le niveau de tension ou les propres stations de transformation pour chaque entreprise. La deuxième colonne décrit ces mêmes catégories mais selon l'interprétation appliquée pour cette étude. L'Elcom l'a avalisée tout en soulignant que les facteurs que nous avons omis jouent un rôle et devraient donc être considérés dans le cas d'une étude plus approfondie.

Influence du niveau de tension

Pour cette étude, les coûts facturés par l'EAE ont été retenus, sans considération de propriété de la station de transformation. La consommation propre n'influencera en effet pas la taille ou la nécessité des stations de transformation. Pour les catégories C5 à C7, la consommation propre a un effet positif additionnel : elle permet d'éviter les pertes liées à la transformation. Cet effet a été négligé dans cette étude, tout comme les différences de facturation de timbre entre MT et BT (prévues par l'OApEl mais non constatées en pratique lors des analyses de cas réalisées pour de cette étude).

Les différences géographiques

Le prix de l'électricité varie de commune en commune suivant la politique tarifaire des GRD. Pour cette étude, la moyenne des prix cantonaux (basée sur la médiane des prix communaux, Elcom) est calculée pour chaque catégorie. Le tableau ci-dessous montre les valeurs utilisées pour l'étude.

prix moyen [cts/kWh]	
C2	19.3
C3	17.4
C4	16.1
C6	13.8
C7	12.7

Tableau 7 : prix moyen de l'électricité 2013 selon la catégorie de consommation (source Elcom)

Pour se faire une idée des différences entre cantons, la Figure 11 montre la répartition du prix, relativement homogène, pour la catégorie de consommation C3.

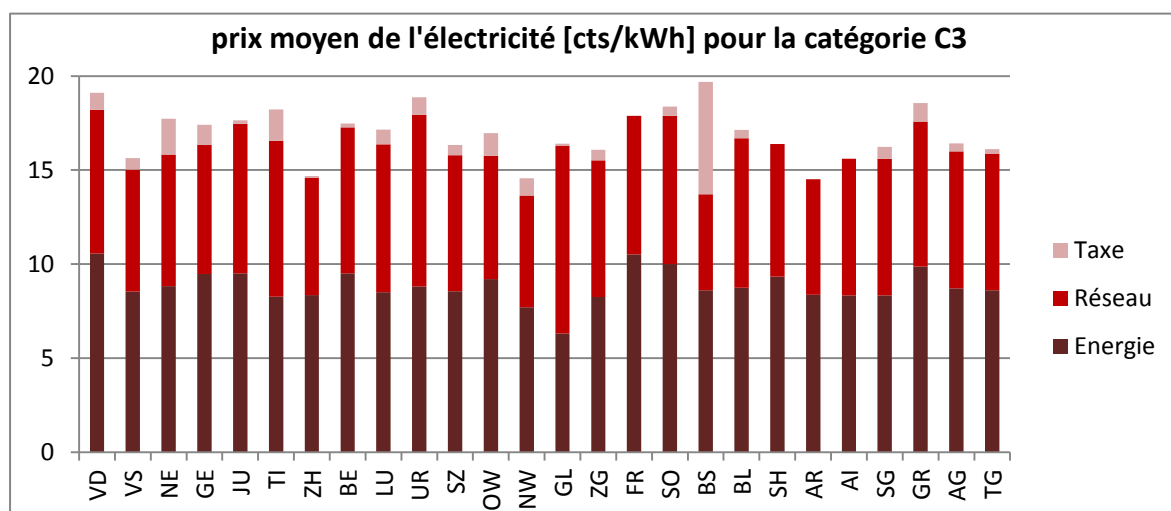


Figure 11 : moyenne cantonale du prix de l'électricité avec ses composantes pour la catégorie de consommation C3 (150 à 500 MWh/an)

Comme on peut le constater dans la figure ci-dessus, les données Elcom permettent aussi une différenciation des composantes du prix de l'électricité. Ceci jouera un rôle dans l'analyse économique.

Ci-dessous, à titre d'exemple, la moyenne des composantes énergie et réseau pour la catégorie C4 sont représentés :

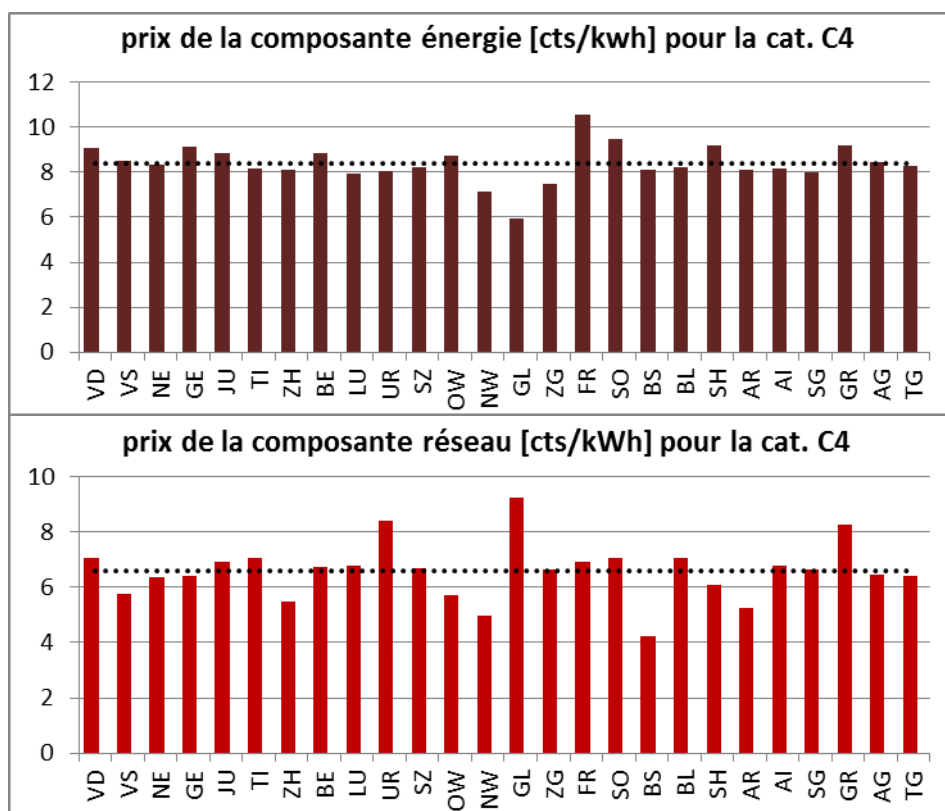


Figure 12 : tarif moyen cantonal des composantes énergie et réseau du prix de l'électricité pour la catégorie de consommation C4 (500 à 1'500 MWh/an)

Périodes tarifaires : HP/HC et été/hiver

Les données Elcom ne prennent pas en compte les différences de tarifs entre heures pleines (HP) et heures creuses (HC), ainsi qu'entre hiver et été (différentiation opérée par certains GRD). Toutefois, ces différences peuvent influencer la valorisation économique de la consommation propre et doivent être considérées.

Les différences de tarifs été/hiver et HC/HP en basse tension, opérées par une dizaine de GRD sélectionnés selon des critères d'importance et de représentativité au niveau suisse ont été analysées. Une moyenne de ces différences, pondérée sur la base du volume de vente de chacun des GRD, fut ensuite calculée séparément pour les composantes énergie et réseau du prix de l'électricité. Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Delta (HC-HP)	énergie	3.31 ± 0.77 CHF/kWh
	réseau	2.89 ± 1.13 CHF/kWh
Delta (Été-Hiver)	énergie	0.80 ± 1.07 CHF/kWh
	réseau	0.15 ± 0.43 CHF/kWh

Tableau 8 : variations du tarif des composantes énergie et réseau entre heures creuses et heures pleines ainsi qu'entre été et hiver

Pour cette étude, seules les valeurs moyennes de la première colonne seront considérées. Le Tableau 8 illustre un écart type important entre les pratiques des distributeurs.

Potentiel de consommation propre d'énergie photovoltaïque dans l'industrie suisse

En combinant les valeurs moyennes HC/HP et été/hivers avec les prix moyens de l'Elcom, nous avons calculé un tarif pondéré pour chaque classe de consommation (voir Tableau 9). Ce tarif pondéré tient compte de l'occurrence de la production photovoltaïque (journalière et saisonnière) ainsi que des week-ends, et correspond, en moyenne annuelle, à la valeur de l'électricité consommée en propre. Il est constaté que cette valeur est légèrement supérieure au tarif moyen de l'Elcom.

	Tarif moyen [cts/kWh] Tableau 7	HC été [cts/kWh]	HC hiver [cts/kWh]	HP été [cts/kWh]	HP hiver [cts/kWh]	Tarif pondéré Pour consommation propre [cts/kWh]
C2	19.3	15.7	16.6	21.9	22.8	20.9
C3	17.4	13.8	14.8	20.0	21.0	19.1
C4	16.1	12.5	13.4	18.7	19.6	17.7
C6	13.8	10.2	11.2	16.4	17.4	15.5
C7	12.7	9.2	10.1	15.4	16.3	14.4
Pondération été/hiver		70%	30%	70%	30%	100%
Pondération HC/HP		20%		80%		

Tableau 9 : calcul du tarif d'électricité pondéré selon les catégories de consommation (source : Elcom)

Justification des facteurs de pondération :

Les GRD définissent l'été et l'hiver de la même façon (été : 1^{er} avr - 30 sept ; hiver : 1^{er} oct – 31 mars) ce qui permet de relativement facilement répartir un profil typique de production photovoltaïque de 70% pour « l'été » et de 30% pour « l'hiver ».

La définition des HP et HC est plus délicate en raison des pratiques différenciées des GRD. La définition la plus répandue, reprise pour cette étude correspond à :

	lundi-vendredi	samedi	dimanche
Heures pleines	7h - 22h	7h - 13h	-
Heures creuses	22h - 7h	13h - 7h	Toute la journée

Tableau 10 : répartition typique opérée par les GRD des heures pleines et creuses sur une semaine

Pour une installation photovoltaïque de référence, il peut être conclu que la production d'énergie (et donc de fait la consommation propre) ayant lieu en dehors des heures pleines en semaine (7-22h) peut être négligée. Une consommation propre pendant des heures creuses est seulement possible le samedi après-midi et le dimanche toute la journée. Ceci explique donc la pondération 20%/80% (correspondant à environ 3, respectivement 11 demi-journées sur 14).

À noter que la méthode de calcul de ce tarif pondéré n'est valable que pour les installations caractérisées par un taux de consommation propre élevé, telles qu'étudiées dans cette étude.

3.5.2 LA REPARTITION TARIFAIRE ENTRE PUISSANCE ET ENERGIE

Les composantes du prix de l'électricité sont, excepté les frais d'abonnement, répartis entre une partie liée à la puissance maximale souscrite et une autre partie proportionnelle à l'énergie consommée.

Tant le transport de l'électricité que l'énergie électrique elle-même sont réparties entre composante liée à la puissance souscrite et composante liée à l'énergie (voir Figure 13). A noter que le GRD est soumis au régulateur pour la facturation des coûts du réseau et que le fournisseur d'électricité (EAE) est soumis au marché libre pour les clients éligibles.

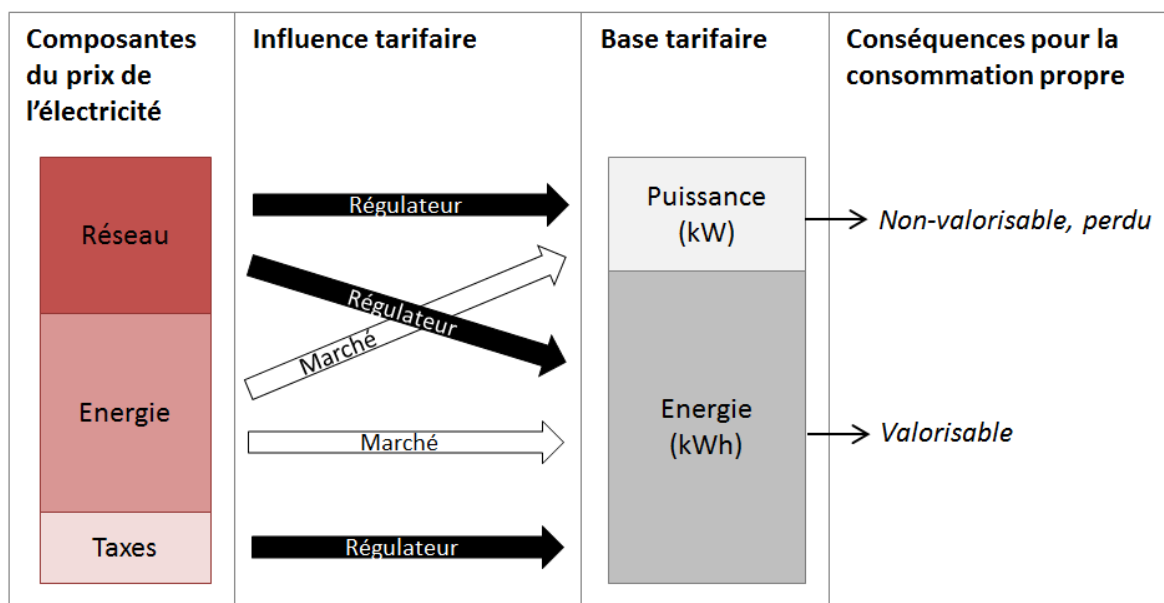


Figure 13 : valorisation de la consommation propre (sans considération des frais fixes d'abonnement)

Dans le cadre de cette étude, la partie facturée liée à la puissance revêt une importance particulière. En effet, la consommation propre de l'énergie photovoltaïque produite ne va pas réduire la puissance de pointe appelée par l'industriel (cas général relatif au ¼ h le plus défavorable sur une période d'un mois). L'entreprise ne va donc pas pouvoir « économiser » cette partie qui devient « non valorisable » par la consommation propre.

L'entreprise cherchant à valoriser une production photovoltaïque par consommation propre va logiquement chercher à s'approvisionner en électricité avec un tarif indexé au maximum à l'énergie, et si possible pas à la puissance.

Les entreprises analysées dans le cadre de cette étude ont, pour leur grande majorité, un fournisseur d'énergie dont les tarifs, favorables, sont indexés uniquement sur l'énergie. Compte tenu du développement attendu de la consommation propre, il est probable que des fournisseurs d'énergie offrent (respectivement continuent d'offrir) de tels produits. La partie puissance liée au réseau est plus délicate. En effet, l'industriel n'a pas le choix de son GRD et ce dernier, tout en respectant le cadre que lui impose le régulateur, et en appliquant une pratique non discriminatoire et transparente, pourrait orienter sa tarification de manière à rendre moins attractive la consommation propre (par exemple par la création d'un groupe de consommateurs caractérisé par la pratique de consommation propre et/ou par une forte composante puissance dans la répartition des coûts du réseau).

Potentiel de consommation propre d'énergie photovoltaïque dans l'industrie suisse

Le Tableau 11 décrit, suite à l'analyse de factures de clients éligibles, l'observation de la répartition des coûts de l'électricité payée, entre fraction liée à la puissance et à l'énergie.

Référence entreprise	Catégorie Elcom	Prix total électricité [cts/kWh]	dont partie liée à la puissance [%]	dont partie liée à l'énergie [%]	Existence d'une composante puissance facturée pour la partie énergie
1	C6	11.83	8.6%	91.4%	non
2	C6	12.13	16.5%	83.5%	
3	C6	13.18	13.4%	86.6%	
4	C7	11.90	10.6%	89.4%	
5	C7	11.63	23.4%	76.6%	
6	C7	11.65	6.8%	93.2%	
7	C7	13.09	9.1%	90.9%	
8	C7	12.49	9.1%	90.9%	
1 à 8		12.24	12.2%	87.8%	
9	C3	22.14	27.9%	72.1%	oui
10	C4	16.09	30.5%	69.5%	

Tableau 11 : pourcentage du tarif de l'électricité basé sur la puissance maximale soutirée

Chez seulement deux entreprises le tarif de la composante énergie est influencé par la puissance souscrite. Avec 30.5% et 27.9%, ces deux entreprises ont le pourcentage *puissance* du coût total le plus élevé. L'influence de la partie du tarif lié à la puissance sur la rentabilité d'une installation photovoltaïque destinée à la consommation propre est décrite dans le chapitre 4.3.3.

Le Tableau 11 représente l'observation d'un échantillon réduit du marché et décrit des cas individuels de consommateurs (non des groupes de clients soumis à un même timbre de facturation). Il doit donc être interprété avec prudence. Cet échantillon inclus des industries ayant des profils puissance/énergie bien différents et ayant affaire à des GRD divers. Il est surprenant d'observer, pour l'ensemble des entreprises 1 à 8 toutes raccordées en MT, une part moyenne du coût de l'électricité liée à la puissance de seulement 12,2 % du coût total. Nous nous attendions à observer un taux environ 2 fois plus élevé. En effet, selon l'article 16 OApEI, le GRD devrait imputer, par groupe de consommateurs, 70% des coûts du réseau sur la partie puissance (ce qui correspond à environ 25% du coût total). L'observation nous montre que les GRD imputent les coûts du réseau plus fortement sur l'énergie que ne le préconise l'OApEI, ce qui favorise la valorisation de l'électricité consommée en propre. Le cadre légal en place permet toutefois aux GRD de modifier facilement l'imputation et de reporter une partie plus forte sur la puissance souscrite (non valorisable en consommation propre).

Pour les calculs de rentabilité d'installation PV destinée à la consommation propre dans cette étude, et en particulier pour la détermination théorique du potentiel national au chapitre 4, il a été admis que la partie puissance de l'électricité substituée, non valorisable économiquement, était de 12%, valeur proche des observations pratiques, selon le Tableau 12.

A noter que les taxes (RPC et autres émoluments), et pour certains GRD les services systèmes de Swissgrid, sont entièrement imputés sur une base énergie, ce qui explique la relative faible composante du prix total liée à la puissance.

3.6 Potentiel photovoltaïque pour la branche industrielle suisse

À l'aide des données réelles et détaillées des entreprises, le potentiel de consommation propre a pu être estimé par branche économique et par variante de taille d'installation (optimale, maximale et 95% de taux de consommation propre). Il est supposé que, par branche économique, le potentiel de consommation propre est constant quelle que soit la taille de l'entreprise. Le tableau ci-dessous indique la moyenne par branche dans le cas d'installations PV de taille Vopt.

Branche économique	Consommation électrique [GWh/an]	Potentiel photovoltaïque [GWh/an]	Taux de consommation propre	Taux d'auto-alimentation
Alimentation	1'932	1'413	46%	31%
Textile	226	* 48	non déterminé	non déterminé
Papier / Imprimerie	1'503	51	99%	5%
Chimie	3'580	170	99%	5%
Ciment / Tuiles	493	33	99%	3%
Autres minéraux non ferreux	439	* 104	non déterminé	non déterminé
Métal / Fer	1'101	215	85%	8%
Métaux non ferreux	433	10	100%	2%
Métaux / Machines	2'712	279	93%	12%
Machines	838	142	92%	15%
Autres industries	2'243	1'232	52%	27%
Construction	513	259	40%	24%
Total	16'012	3'957		
Moyenne			59%	14%

Tableau 12 : consommation électrique, potentiel photovoltaïque, taux de consommation propre et d'auto-alimentation (pour la variante optimale) par branche d'activité économique
*chiffres déterminés par calcul proportionnel

Le potentiel de 4 TWh/an (3'957 GWh/an selon le Tableau 12) correspond, d'un point de vue purement technique, à l'énergie maximale qui pourrait être produite sur les toits des industries suisses. Ce chiffre ne prend pas en considération les facteurs pouvant influencer la réalisation de l'installation tels que, mais non limités, à la rentabilité de l'installation. De plus,

- Les petites entreprises représentant 9% de la consommation électrique industrielle n'ont pas été considérées. Par petite entreprise, il faut comprendre les entreprises ayant entre 1 et 5 employés (68% en nombre des entreprises) et/ou celle ayant une consommation électrique inférieure à 30 MWh/an (classes Elcom C0 et C1).
- Les entreprises avec une installation PV potentielle inférieure à 50 kWp n'ont pas été considérées.
- Le potentiel des toits des branches du *textile* et celle des *autres minéraux non ferreux* n'ont pas été déterminés faute de données suffisantes. Le potentiel de ces branches (pesant environ 4% de la consommation industrielle suisse) a été admis identique à la moyenne des autres branches et considéré.

4. Analyse Economique de la consommation propre

4.1 Potentiel chiffré pour la consommation propre en Suisse

D'un point de vue purement technique, une quantité maximale de 4 TWh d'énergie solaire pourrait être produite annuellement sur les toits des industries suisses. La figure ci-dessous illustre ce que représente le potentiel PV calculé au niveau suisse par rapport aux données de consommation électrique annuelle globale des différents secteurs.

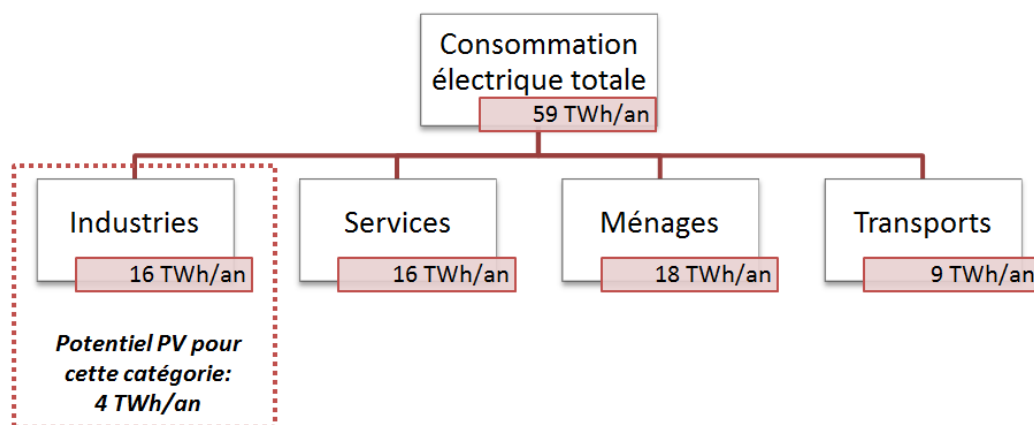


Figure 14 : représentation du potentiel PV lié à la consommation propre par rapport aux données de consommation électrique des différents secteurs au niveau suisse (base 2012)

Le potentiel de 4 TWh/an est détaillé par branche économique dans le Tableau 12.

A noter que le potentiel des services n'est pas inclus dans le chiffre de 4 TWh/an. Bien que la consommation électrique du secteur tertiaire (services) soit du même ordre de grandeur que le secteur secondaire (industriel), soit environ 16 TWh/an, le potentiel de consommation propre des services est plus faible. La section 4.4 décrit cet aspect.

4.2 Soutien de l'état

Pertinence d'une aide de l'Etat pour initier les investissements

Les données actuelles relatives aux coûts d'investissement des installations photovoltaïques, au prix de l'électricité (tarifs industriels) et aux hypothèses financières employées par la RPC décrites au chapitre 3 décrivent une situation dans laquelle la parité réseau n'est pas encore atteinte. Autrement dit, les investissements dans une installation photovoltaïque destinée à la valorisation par consommation propre n'offrent pas, pour le cas général, un rendement économique suffisamment attractif pour être initiés « tout seuls ».

Cette affirmation doit toutefois être nuancée: les hypothèses financières employées (identiques aux règles RPC) permettent en effet une petite rémunération et sont souvent « en retard » par rapport à la baisse des coûts des installations PV. Certains cas se réalisent déjà sans aides extérieures lorsque la configuration est favorable (par exemple coût de l'électricité élevé, faibles coûts de l'installation PV, investisseur acceptant une rémunération des capitaux réduite comparé à celle offerte par la RPC, et éventuellement valorisation de GO).

La suite de l'étude a été conduite avec les données du chapitre 3 et a permis de préciser le soutien de l'Etat qu'il serait nécessaire d'apporter aux installations destinées à la consommation propre en industrie par rapport à la méthode classique de la RPC afin de pouvoir comparer les effets et les coûts des deux méthodes.

Effet d'une aide de l'Etat pour initier les investissements

La parité réseau n'est pas très éloignée et un soutien sous forme d'une aide à l'investissement unique (par kWp installé) ou à l'énergie produite (par kWh), permet d'atteindre rapidement un potentiel photovoltaïque relativement élevé.

Les figures ci-dessous ont été déterminées en choisissant la taille d'installation PV offrant la meilleure rentabilité économique pour chaque classe d'entreprise. Le coût de l'installation PV a été déterminé individuellement selon la méthode décrite au chapitre 3.

La Figure 15 ci-dessous montre l'évolution du potentiel photovoltaïque théorique réalisé en fonction de l'aide apportée par l'état. Le potentiel maximal (3'950 GWh/an) est atteint avec environ 1'600 CHF/kWp. La courbe suit un profil logarithmique : à partir de 750 CHF/kWp, l'augmentation de GWh/an produits par CHF/kWp d'aide supplémentaire est beaucoup moins significative. La Figure 15 se base sur les coûts de construction introduits au chapitre 3.4.2 correspondant aux marchés en 2013 selon l'expérience Planair.

A noter que la courbe n'est pas continue (progression par points). Les points correspondent à des classes d'installations devenant rentable par « à coup » dès que l'aide est suffisante.

Il est précisé que le montant indiqué de 1'600 CHF/kWp est le montant d'aide maximale qu'il serait nécessaire d'apporter pour réaliser les installations les plus défavorables du potentiel théorique. Il est implicitement entendu que les aides seraient apportées progressivement, en commençant par la réalisation des installations les plus favorables (système par appel d'offres). Des aides trop importantes et/ou octroyées trop rapidement auraient pour effet de distribuer une marge aux promoteurs des installations les plus avantageuses et de renchérir le coût global d'atteinte du potentiel. La Figure 19 indique les coûts cumulés des aides en fonction de la capacité de production PV à installer.

La Figure 15 indique également la partie pouvant être valorisée par consommation propre. Ainsi le graphique montre que les installations bénéficiant d'un taux de consommation propre élevé ont besoin d'un faible soutien pour que l'investissement soit initié. La recherche du potentiel complet de 4 TWh/an implique des soutiens de plus en plus importants en raison de la réduction de la possibilité de valorisation du courant produit par consommation propre. La partie gauche du graphique décrit une situation irréaliste dans laquelle les subventions à l'investissement viennent compenser une faible valorisation du courant supplémentaire injecté sur le réseau (considéré à 8 cts/kWh) par rapport au coût de production PV (15 cts/kWh ou plus selon les hypothèses du chapitre 3.4.2).

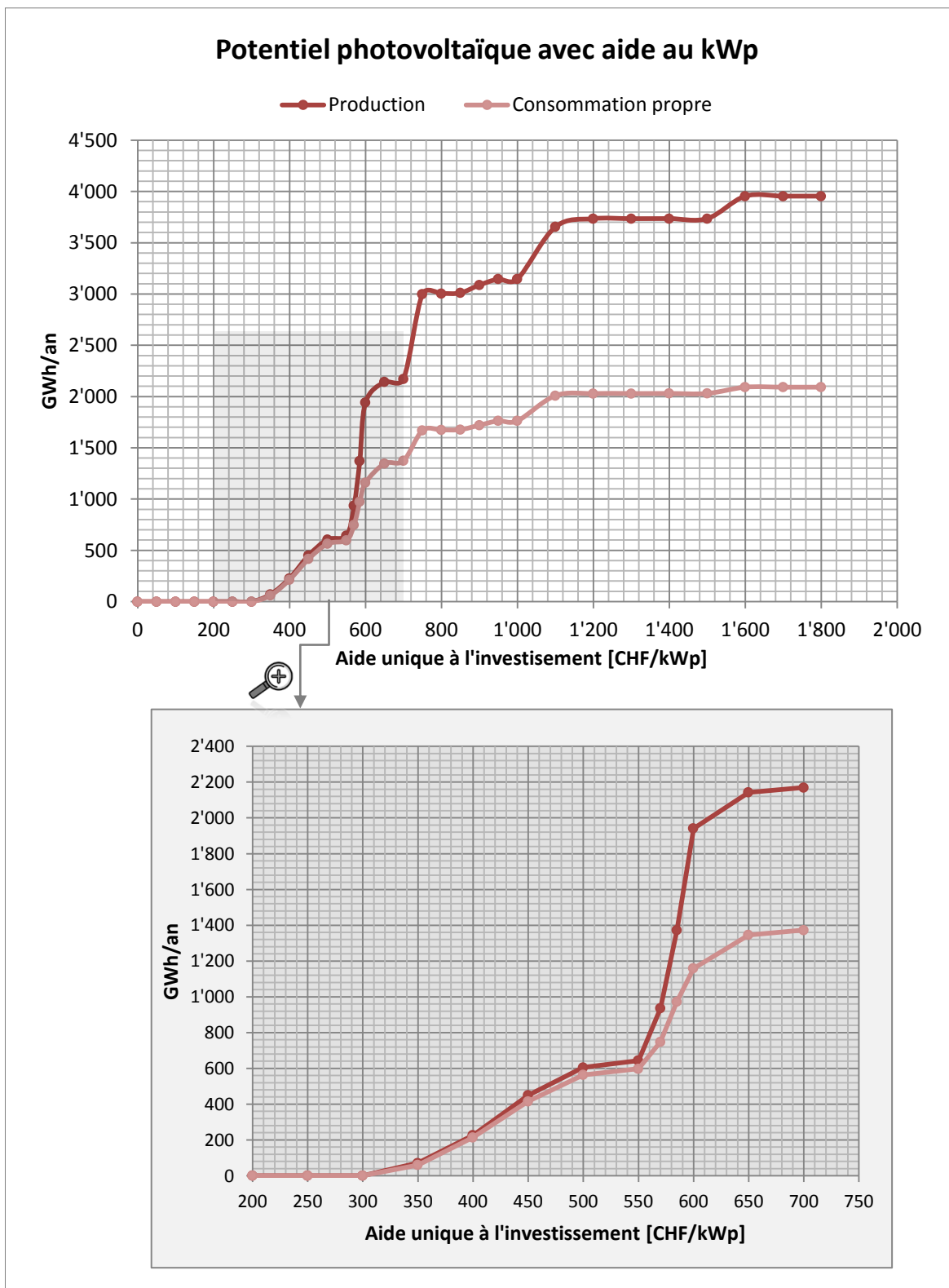


Figure 15 : potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide unique au kWp avec agrandissement de la zone pertinente. L'aide unique à l'investissement est comparable au « droit d'option » de la RPC.

Analyse de sensibilité aux hypothèses

a) Cohérence de la base utilisée pour les coûts de construction des installations PV

Les coûts de construction des installations PV influencent directement la relation entre subventions nécessaires et capacité installée au niveau national. La figure précédente (Figure 15) a été établie selon les coûts décrits au chapitre 3.4.2.

L'OFEN a communiqué les prévisions d'évolution ci-après pour les coûts de références des installations PV :

	< 30 kWp	< 100 kWp	< 1000 kWp	> 1000 kWp
Coût des installations PV [CHF/kWp] – OFEN 2014	2'550	2'200	2'023	1'916
Coût des installations PV [CHF/kWp] – OFEN 2015	Non connu à la date de rédaction du rapport Tendance : réduction de 10 à 15% par rapport à 2014			

Tableau 13 : projection des coûts d'installation au kWp selon l'OFEN

La Figure 16 décrit la différence entre la base de coût employée et la tendance de coût OFEN pour 2015, date à partir de laquelle une politique volontariste d'encouragement de la consommation propre par des aides à l'investissement pourrait voir le jour. Pour intégrer la base de coût OFEN 2015, les auteurs ont considéré un baisse de 15% par rapport à la base OFEN 2014, ainsi qu'un coût déterminé de manière progressif par paliers (de manière identique à la détermination des tarifs de reprise RPC selon l'OEne). Les courbes sont relativement semblables et cohérentes, en particulier dans la zone « raisonnable » comprise entre 0,5 et 1 TWh/an de capacité installée. Les différences s'expliquent par un traitement différent des petites et des grandes installations alors que les valeurs moyennes restent proches.

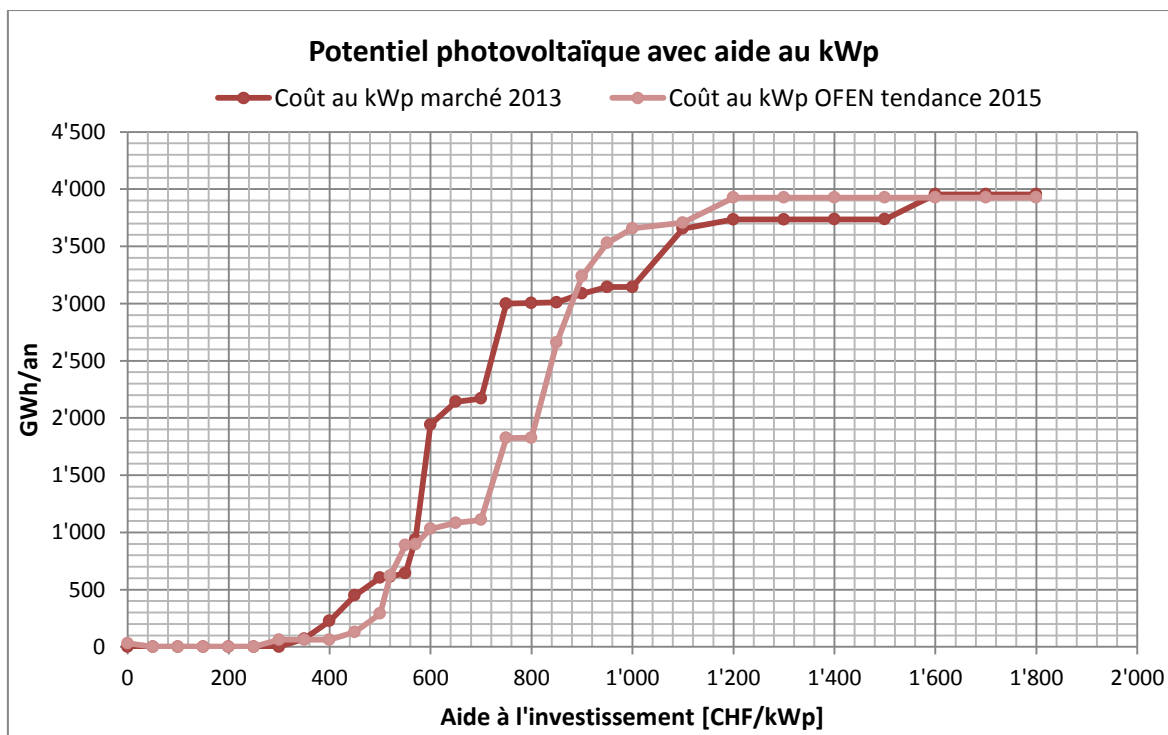


Figure 16 : comparaison du potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide unique au kWp selon la base de coût considérée

b) Sensibilité par rapport à la valorisation de l'électricité consommée en propre

Pour mémoire, le niveau de valorisation considéré pour l'électricité consommée en propre résulte des Tableau 7 (tarifs moyens selon Elcom, base 2013 avec taxe RPC à 0,45 cts/kWh), Tableau 9 (tarif pondéré tenant compte des HC/HP) et Tableau 11 (déduction de la partie puissance de la facturation, non récupérable).

Catégorie	Tarif moyen [cts/kWh]	Tarif pondéré [cts/kWh]	Tarif de valorisation [cts/kWh]
C2	19.3	20.9	17.0
C3	17.4	19.1	15.3
C4	16.1	17.7	14.1
C6	13.8	15.5	12.2
C7	12.7	14.4	11.2

Tableau 14 : récapitulatif conduisant au tarif de valorisation de l'électricité consommée en propre

Ce tarif de valorisation, exprimé en cts/kWh peut être influencé :

- à la hausse (favorise la consommation propre), par
 - une augmentation du prix de l'électricité (p.ex. taxe RPC de 0,45 à 0,6 puis 1,1 cts/kWh)
 - une baisse des coûts d'exploitation PV (p.ex. de 4 à 3,5 cts/kWh)
 - la possibilité d'émettre et de vendre des GO en 2014 (p.ex. à 3 cts/kWh)
- à la baisse (défavorise la consommation propre), par
 - une augmentation de la facturation puissance (12 à 25% du total, soit ~ 1,5 cts/kWh)
 - un remboursement de la taxe RPC pour certaines entreprises (potentiel non chiffré)

La figure ci-dessous permet d'évaluer la sensibilité du potentiel photovoltaïque par rapport à une variation de + 1 cts/kWh et de - 1 cts/kWh du prix de valorisation de l'électricité.

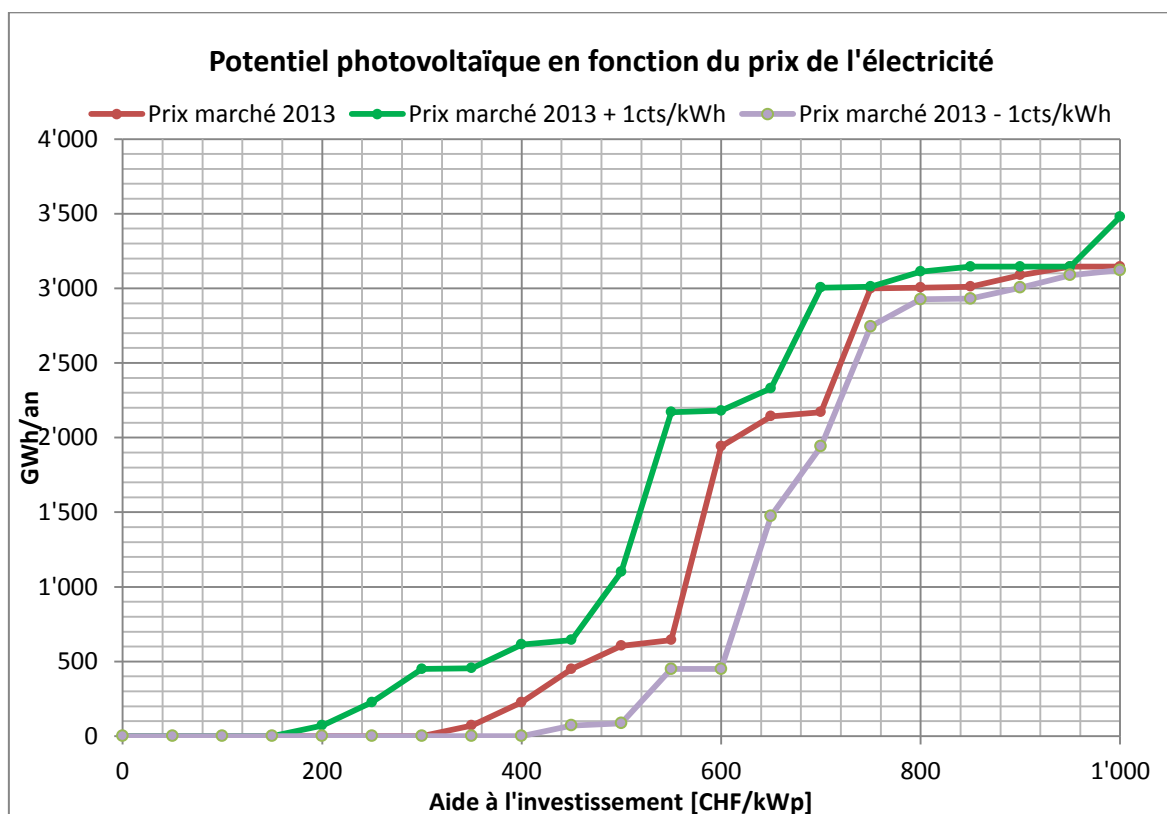


Figure 17 : comparaison du potentiel photovoltaïque atteignable en fonction d'une aide à l'investissement suivant trois variantes de prix de l'électricité sur le marché

Variante : aide à la production

Il est également possible d'apporter un soutien par un subventionnement de l'électricité produite (ou respectivement consommé en propre). Par rapport à la subvention unique à l'investissement, cette méthode implique un effort administratif supplémentaire puisque la quantité d'électricité produite doit être contrôlée et rétribuée pendant une longue durée. La rétribution de l'électricité produite a toutefois des avantages : d'une part l'exploitant est directement intéressé à la quantité d'énergie effectivement produite à long terme et d'autre part les paiements sont étalés dans le temps, ce qui permet de subventionner un nombre plus élevée d'installations simultanément.

La figure ci-dessous montre l'évolution du potentiel photovoltaïque théorique réalisé par une aide de type « soutien par kWh produit ». Le potentiel maximal (3'950 GWh/an) est atteint avec un soutien montant jusqu'à environ 11 cts/kWh (ce qui correspond à peu près au coût moyen de la RPC, soit 17 à 19 cts/kWh de rétribution moins la valeur de revente de l'électricité au prix du marché).

La courbe suit un profil logarithmique : à partir de 5.5 cts/kWh, l'augmentation de GWh/an produits par cts/kWh d'aide supplémentaire est beaucoup moins significative. La partie de gauche du graphe est irréaliste (situation identique à la Figure 15).

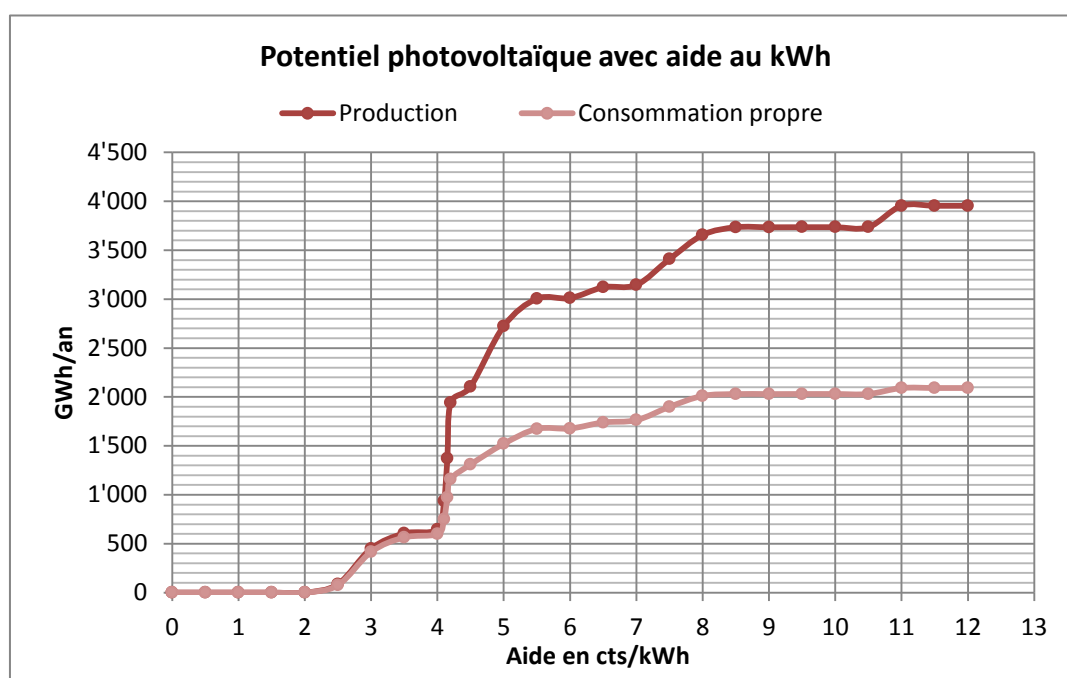


Figure 18 : potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide au kWh

Effort nécessaire global et comparaison des méthodes de soutien :

Le montant d'aide global nécessaire pour parvenir à un certain niveau de déploiement photovoltaïque a été calculé. Trois variantes sont comparées : le subventionnement par aide à l'investissement, le subventionnement par aide à la production et le système RPC actuel. Les deux premières variantes concernent la consommation propre. Les deux dernières sont semblables au niveau de la gestion.

Le montant est indiqué en CHF actuels. Dans le cas d'un subventionnement par kWh produit, les aides réparties sur de longues périodes doivent être actualisées. Un taux d'actualisation de 2% a été retenu, correspondant au taux moyen des obligations de la confédération à 10 ans observé entre 2003 et 2012.

La Figure 19 montre que

- pour le soutien à la consommation propre, l'aide à l'investissement est plus efficace que l'aide à la production. Cette différence s'explique des taux de rémunération du capital différents (4,5% considérés dans la méthode de soutien initial pour l'investisseur et 2% de taux d'actualisation pour la confédération)
- le système RPC actuel (considéré ici avec une moyenne fixe de 17 cts/kWh pour le rachat et 5,5 cts/kWh de revenu pour la vente sur le marché) coûte nettement plus cher.

Ainsi, avec une aide de l'ordre de 500 MCHF actuels, il est possible de générer 1 TWh/an (pendant 25 ans) par la méthode des aides à l'investissement pour la consommation propre, 0,8 TWh/an par la méthode des aides à l'électricité produite et moins de 0,25 TWh/an par la RPC traditionnelle qui n'utilise pas le mécanisme de la consommation propre.

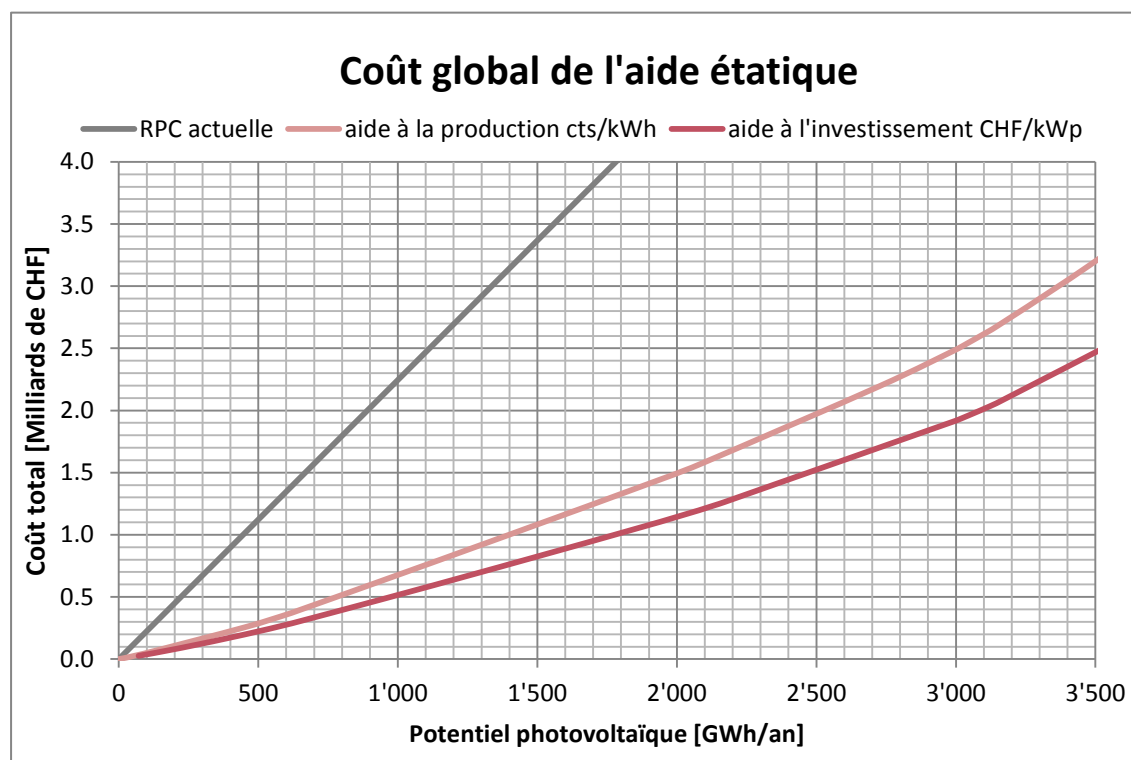


Figure 19 : montant total de l'aide financière distribuée par GWh/an d'énergie solaire produite

Relation entre la Figure 19 et les Figure 15 et Figure 18 :

- 1 milliard de CHF sous forme d'aide à l'investissement est nécessaire pour obtenir 1'780 GWh/an. Ce montant correspond à une aide de 534 CHF/kWp (compte tenu de 950 kWh/an par kWp). Ce montant de 534 CHF/kWp peut être retrouvé par une aire graphique sur la Figure 15
- 1,5 milliards de CHF sous forme d'aide à la production sont nécessaires pour obtenir 2'000 GWh/an. Ce montant correspond à 3 cts par kWh (25 ans x 2'000 G\$Wh/an). Ces 3 cts sont des cts actuels et ont été actualisés sur une période de 25 ans. Ils correspondent à 3.8 cts non actualisés pouvant être retrouvés par aire graphique sur la Figure 18

Discussion sur les mécanismes et effets d'une aide étatique

Les graphiques précédents décrivent l'effet d'un soutien financier de l'Etat de manière théorique en se basant sur une comparaison des coûts de production de l'électricité photovoltaïque et du tarif de l'électricité en les considérant comme équivalents (situation de parité réseau).

Cependant d'autres facteurs influencent une décision d'investissement par l'entreprise. Par exemple la politique d'allocation du capital de l'entreprise, sa capacité ou volonté de recourir à des fonds étrangers, ou encore sa politique d'amortissement peuvent inciter l'entreprise à investir ou non dans une installation photovoltaïque destinée à la consommation propre.

Ainsi, atteindre la condition de parité réseau (coûts de production au kWh égal ou inférieur au tarif actuel de l'électricité) ne suffit pas à générer un investissement. La rémunération du capital investi va être considérée. Pour cela, nous considérons les indicateurs suivants :

VAN (valeur actualisée nette, en CHF)	la VAN est la valeur amenée par le projet. Une VAN positive est le signe que le projet est rentable
TEC (taux d'enrichissement en capital, sans unité)	le TEC est le résultat de la division de la VAN par l'investissement initial. Il indique la valeur créée par franc investi. Selon l'expérience, une valeur supérieure à 0,3 incite à la réalisation des investissements

Avertissement pour les valeurs VAN et TEC dans la suite de l'étude

Le mécanisme RPC (rétribution à prix coûtant du courant injecté) comporte dans son nom la notion de couverture des coûts sans bénéfice. Il inclut toutefois une rémunération pour le capital investi de l'ordre de 4 à 5% l'an. Dans cette étude, la base RPC a été employée pour permettre une comparaison cohérente des possibilités offertes par la consommation propre.

Pour cette raison, un taux de rémunération du capital des entreprises de 4,5% par an a été admis. Ainsi lorsqu'une valeur actualisée nette VAN est égale à 0, cela signifie que le capital investi dans le projet a déjà été rémunéré à 4,5% et qu'il n'y a pas d'autre valeur économique créée. Pour cette raison les valeurs VAN citées dans cette étude sont souvent faibles voire négatives. L'indicateur TEC suit cette tendance.

L'expérience montre que les projets PV bénéficiant de la rétribution RPC sont en général réalisés, ce qui signifie que les acteurs économiques les réalisant considèrent obtenir une VAN réelle supérieure à zéro. Cela est notamment possible lorsque les coûts de réalisation réels et/ou le coût du capital sont inférieurs aux valeurs considérées pour l'établissement des tarifs RPC.

Pour les exemples cités dans l'étude, une VAN supérieure à zéro est un indice d'une rentabilité supérieure à la RPC actuelle. Une VAN proche de zéro, compte tenu du taux de rémunération du capital déjà inclus, est souvent compatible avec une réalisation.

4.3 Paramètres d'influence

La situation des différents industriels suisses en matière de production photovoltaïque et de consommation propre est bien plus complexe et hétérogène que ne le laisse supposer les résultats présentés pour l'ensemble de l'industrie au chapitre précédent 4.2.

Dans ce chapitre, l'effet des principaux paramètres d'influence sera décrit qualitativement au moyen d'exemples réels, mais non généralisable à l'ensemble de l'industrie Suisse. Les cas décrits ci-après se basent sur les hypothèses économiques suivantes :

Donnée	Valeur
Taux de rémunération des fonds propres	4.5%
Taux de rémunération des fonds étrangers	3%
Part de financement propre des investissements	30%
Taux d'imposition des bénéficiaires	20%

Tableau 15 : données financières à valeur constante utilisées pour l'analyse économique

4.3.1 PROFIL DE CONSOMMATION

Le profil de consommation détermine le taux de consommation propre atteignable pour chaque entreprise. Cette section vise à évaluer la grande influence de ce paramètre.

Variations hebdomadaires de consommation électrique

Les besoins en électricité d'une entreprise varient souvent selon le jour de la semaine. Beaucoup d'entreprises réduisent leurs activités ou sont même inactives pendant le weekend. Ceci influence le taux de consommation propre atteignable pour chaque entreprise. Pour illustrer ce phénomène, nous comparons deux entreprises similaires mais appartenant à des branches d'activité différentes, l'une avec des pics de consommation très prononcés et une consommation réduite pendant le weekend et l'autre active de manière relativement constante sur l'ensemble de la semaine.

Branche de l'entreprise concernée	Taille de l'installation PV [kWp]	Coûts d'installation [CHF/kWp]p	Taux de consommation propre	TEC [-]
Métal / fer	2'077	1'531	85.2%	-0.13
Métaux non ferreux	1'586	1'585	99.9%	0.02

Tableau 16 : comparaison de la rentabilité des installations potentielles de deux entreprises avec des taux de consommation propre différents en raison de variations hebdomadaires

La courbe de charge de l'entreprise active dans le secteur métal/fer contient pendant la semaine de travail des pics journaliers importants, alors que la consommation des week-ends est faible. Pendant l'hiver, l'entreprise consomme la totalité de sa production. Par contre, en été, trop d'électricité est produite pendant le week-end. L'entreprise active dans le secteur des métaux non ferreux a une consommation électrique relativement constante (en dehors des pics) et suffisamment élevée pendant toute la semaine.

La comparaison de la valeur du TEC calculée pour chacune des entreprises démontre le net avantage financier dont bénéficie celle ayant le taux de consommation propre le plus élevé.

Variations saisonnières de consommation électrique

En complément des variations hebdomadaires, les entreprises de certaines branches d'activité ont des besoins en électricité différents selon les périodes de l'année. Par simplification, seuls l'été (de avril à septembre) et l'hiver (de octobre à mars) sont considérés ici. Le tableau ci-dessous décrit deux entreprises avec des taux de consommation propre différents.

Branche de l'entreprise concernée	Taux conso propre [%]	Production PV [kWh/an]	Conso hiver/total [%]	Valorisation des kWh consommés localement [cts/kWh]	Revenu de l'installation par kWh produit [cts/kWh]
Autres industries	63.3%	143'709	53.0%	19.1	15.0
Chimie	98.8%	206'400	47.6%	15.5	15.4

Tableau 17 : comparaison du prix de valorisation des kWh produits et consommés en propre pour deux entreprises ayant des taux de consommation propre différents en raison de variations saisonnières

La différence entre les taux de consommation propre des deux entreprises peut s'expliquer sur la base de leur courbe de charge :

- L'entreprise représentant la branche « autres industries » consomme plus en hiver qu'en été. Cela ne concorde pas avec le profil de production photovoltaïque sur une année (30% en hiver et 70% en été). L'entreprise subit les mêmes pics de consommation journaliers en été qu'en hiver. L'entreprise consomme de l'énergie de manière continue en hiver mais pas en été.
- L'entreprise représentant la branche « chimie » consomme plus en été qu'en hiver (système de climatisation électrique probable). Les pics journaliers sont moins aigus que chez l'autre entreprise et l'énergie consommée en été comme hiver est plus élevée.

L'entreprise représentant le secteur de la chimie est donc plus adaptée à consommer sa production photovoltaïque localement par sa part de consommation propre plus élevée en moyenne annuelle. Cette entreprise arrive à valoriser la quasi-totalité de sa production en consommation propre, ce qui est positif pour la rentabilité financière de l'installation.

Relation entre la taille de l'installation PV et le taux de consommation propre

Les entreprises ayant des taux de consommation propre les plus bas ont des courbes de charge caractérisées par le cumul de variations, à la fois hebdomadaires et saisonnières.

Pour ce type d'entreprise, qui correspond dans notre étude particulièrement aux branches de l'alimentation, de la construction et des *autres industries*, il peut être plus rentable d'installer un nombre réduit de panneaux solaires garantissant un taux de consommation propre plus élevé (seuil défini dans cette étude : minimum 95% de consommation propre). Le Tableau 18 permet d'évaluer à partir de quand une installation PV calibrée pour un taux de consommation propre de 95% (V95%) est plus rentable qu'une installation calibrée en fonction de la surface de toit disponible (Vopt). Pour l'entreprise de la branche Métal / Fer, les deux variantes ont la même valeur d'un point de vue économique (TEC = -0.13 pour les deux). Pour l'entreprise de la branche Alimentation (taux de consommation propre de 36%), la variante 95% est plus rentable que l'optimale alors que l'inverse est valable pour la dernière entreprise de la branche Métaux/Machines (taux de consommation propre de 91%). Cette variabilité justifie la méthode d'arbitrage employée par cette étude consistant à choisir la taille d'installation PV (Vopt, Vmax ou V95%) correspondant au meilleur effet économique (combinaison du coût de production PV, de taux de consommation propre et de la valeur de l'électricité substituée).

	Métal / Fer		Alimentation		Métaux / Machines	
	Vopt	V95%	Vopt	V95%	Vopt	V95%
Puissance de l'installation [kWp]	2'078	1'175	516	75	640	461
Coût d'installation [CHF/kWp]	1'531	1'631	1'703	2'530	1'903	2'019
Taux de conso propre [%]	85%	95%	36%	95%	91%	95%
TEC [-]	-0.13	-0.13	-0.79	-0.32	-0.35	-0.42

Tableau 18 : comparaison de la rentabilité des variantes optimales et 95% de 3 entreprises

Afin d'évaluer l'influence du taux de consommation propre sur la rentabilité d'une installation pour une entreprise particulière, nous l'avons fait varier tout en gardant les autres particularités de l'entreprise constantes :

Influence du taux de consommation propre pour une entreprise particulière						
taux conso propre [%]	100.0%	99.0%	98.0%	95.0%	90.0%	85.0%
VAN [CHF]	15'512	13'625	11'737	6'073	-3'365	-13'135
TEC [-]	0.16	0.14	0.12	0.06	-0.03	-0.13

Tableau 19 : évolution de la rentabilité d'une installation en fonction du taux de consommation propre

Dans cet exemple, pour chaque demi-pourcent de consommation propre en moins, la VAN perd environ 1'000 CHF et le TEC un peu moins de 0.01 unité.

Influence du taux d'auto-alimentation

Lorsque l'installation PV produit une grande quantité d'électricité par rapport à la consommation globale du site, les profils de consommation et de production photovoltaïque doivent être calqués l'un sur l'autre pour permettre à l'entreprise d'atteindre un taux de consommation propre élevé et permettre la rentabilité financière de l'installation. Cette tendance est illustrée par le graphique ci-dessous. Chaque point représente une entreprise ayant livré des données réelles et correspond à la puissance d'installation de la variante optimale V_{opt} .

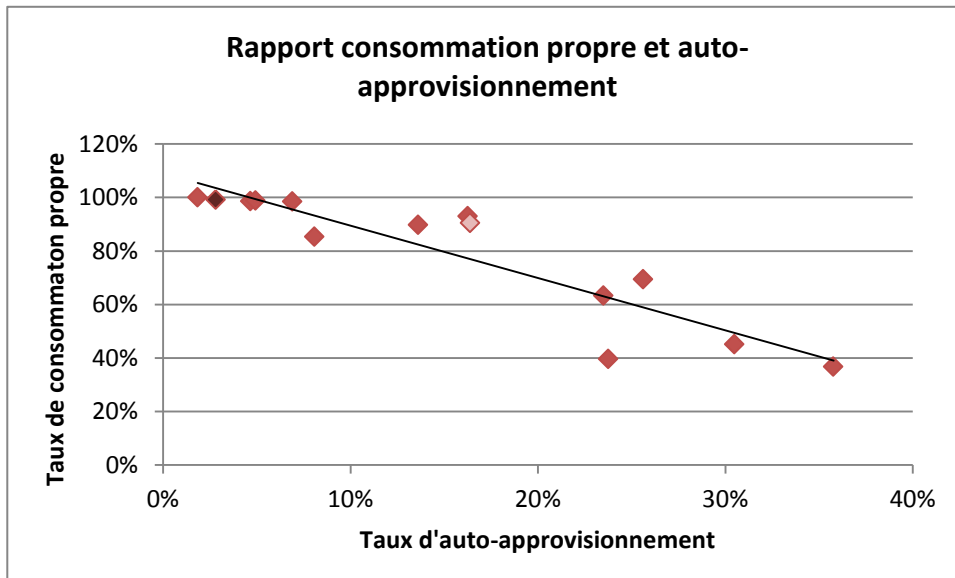


Figure 20 : influence du taux d'auto-alimentation sur le taux de consommation propre atteignable par entreprise

Une corrélation négative peut clairement être observée. Les deux points de couleurs différentes correspondent à des situations très différentes. Les deux entreprises sont illustrées en détail ci-dessous.

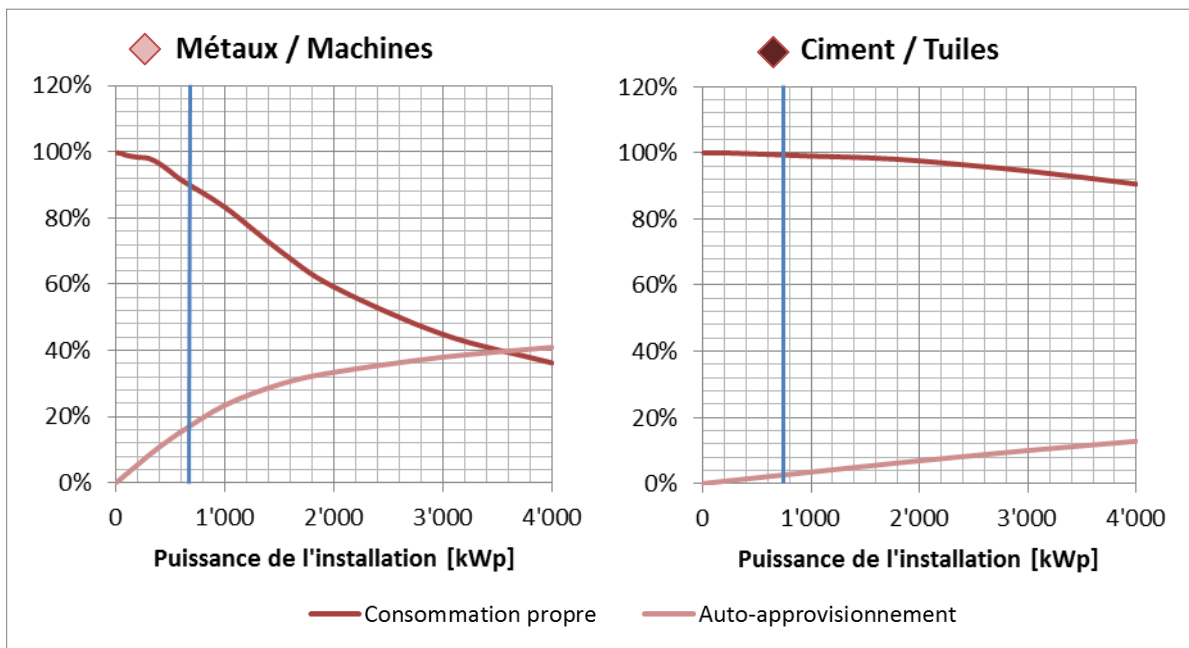


Figure 21 : cas illustratifs différents pour la consommation propre et le taux d'auto-alimentation. La ligne bleue verticale correspond à la taille d'installation PV V_{opt}

4.3.2 SURFACE ET PROPRIÉTÉ DU TOIT

La méthode choisie pour l'estimation du potentiel photovoltaïque de chaque entreprise permet une différenciation entre la surface de toit optimale pour la pose de panneaux solaires et la surface maximale disponible. Dans certains cas, la surface maximale est identique à l'optimale. Cependant, dans d'autres cas, elles diffèrent. Cette différence aura une influence sur les coûts au kWp des installations puisqu'ils dépendent de la qualité (par exemple toit à rénover) et de la taille des toits. Le tableau ci-dessous compare les variantes optimale⁸ et maximale de deux entreprises à taux de consommation propre élevé, l'une étant active dans l'industrie du Ciment / Tuiles et l'autre Métal / Fer.

Branche	Variante	PV installé [kW]	Coût au kW [CHF]	TEC
Ciment / Tuiles	Vopt	798	1'672	-0.13
	Vmax	1'913	1'642	-0.10
Métal / Fer	Vopt	1'586	1'585	0.02
	Vmax	2'260	1'708	-0.17

Tableau 20 : comparaison de la rentabilité des variantes optimales et maximales de deux entreprises

Pour la première entreprise la réduction des coûts due à l'augmentation de taille de l'installation compense l'augmentation des coûts dus aux propriétés non-idéales de la surface supplémentaire. En ce qui concerne la deuxième entreprise, l'inverse se produit : l'augmentation de la taille ne suffit pas à compenser la qualité moindre du toit. Si on assume que le TEC est positif, la première entreprise construirait donc la variante maximale de l'installation et la deuxième la variante optimale. Ceci joue donc un rôle important pour la détermination du potentiel de consommation propre au niveau suisse. Le choix de l'entreprise entre la variante optimale et maximale dépend aussi du taux de consommation propre qui peut être atteint pour chaque variante.

⁸ optimal se réfère ici à Vopt, soit l'installation de la plus grande taille possible avant l'apparition de surcoût d'installation en toiture. A ne pas confondre avec l'optimal économique qui considère le coût de production PV et la valorisation de l'électricité consommée en propre (dépendant du taux de consommation propre et du coût de l'électricité substituée)

4.3.3 COMPOSANTE TARIFAIRE LIÉE À LA PUISSANCE

La méthode tarifaire appliquée à l'électricité achetée par l'entreprise, que ce soit par le fournisseur d'énergie ou par le gestionnaire de réseau (GRD) peut avoir une grande influence sur la rentabilité d'une installation PV qui est destinée à la consommation propre.

Plus le tarif est basé sur la puissance maximale soutirée par mois (et non sur l'énergie consommée), moins la valorisation de l'énergie produite et consommée en propre devient attractive pour l'entreprise. La composante du tarif basé sur la puissance est « perdue » pour l'entreprise. En effet, la production intermittente de l'installation PV ne permettra pas, dans la grande majorité des cas, de réduire la puissance de pointe soutirée par l'entreprise au réseau.

Ci-dessous est présenté l'effet de la prise en considération du tarif puissance dans la rentabilité des installations (par les indicateurs VAN et TEC) pour deux entreprises différentes. La partie puissance du tarif influence massivement la rentabilité des installations.

Branche de l'entreprise concernée	Taux conso propre	Valorisation des kWh consommés localement [cts/kWh]	Composante tarifaire liée à la puissance [%]	VAN [CHF]	TEC [-]
Chimie	98.8%	15.5	0%	-39'638	-0.31
			9%	-79'161	-0.61
Papier/Imprimerie	98.6%	14.4	0%	-96'064	-0.44
			23%	-271'062	-1.23

Tableau 21 : influence d'une augmentation de la composante tarifaire « puissance » sur la rentabilité d'installations photovoltaïques de deux entreprises

Afin d'évaluer l'importance de ces répercussions, nous avons analysé la sensibilité de deux indicateurs économiques (VAN et TEC) sur un cas concret en variant le pourcentage *composante puissance* du tarif électrique du réseau, tout en gardant les autres variables constantes. Un extrait des résultats obtenus, illustrant la dégradation de la rentabilité liée à l'augmentation de la partie puissance, est présenté dans le tableau ci-dessous.

Composante tarifaire liée à la puissance	0%	1%	2%	5%	10%	15%
VAN [CHF]	-39'638	-43'905	-48'207	-61'307	-83'680	-106'576
TEC [-]	-0.31	-0.34	-0.37	-0.48	-0.65	-0.83

Tableau 22 : évolution de la rentabilité d'une installation en fonction de l'importance de la composante tarifaire « puissance »

En comparant ces résultats et ceux de la section 4.3.1, il est constaté que le pourcentage *composante puissance* a une plus grande influence sur la rentabilité d'une installation que le taux de consommation propre. Ce constat reste valable pour des entreprises où un taux de consommation propre élevé n'est pas possible.

4.3.4 LE PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Le prix de l'électricité sur le réseau permettant aux entreprises de valoriser les kWh consommés sur place évoluera pendant les prochaines années. Cette section vise à évaluer l'influence de cette évolution sur la rentabilité des installations PV destinée à la consommation propre. Dans *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2015* (2012), le bureau Prognos a estimé cette évolution jusqu'en 2050 considérant deux scénarios:

- *Weiter wie bisher* (WWB) avec une augmentation moyenne du prix de 22% en 40 ans : +0.55% par année (hypothèse : augmentation linéaire)
- *Neue Energiepolitik* (NEP) avec une augmentation moyenne du prix de 42% en 40 ans : +1.05% par année (hypothèse : augmentation linéaire)

L'influence sur la rentabilité des installations PV potentielles de quelques-unes des entreprises représentatives est indiquée dans le tableau suivant :

Branche de l'entreprise concernée	Puissance installation [kWp]	Taux de conso propre [%]	Scénario Prognos	Évolution VAN [CHF]	Évolution TEC [-]
				<i>Par rapport à une situation sans augmentation de prix</i>	<i>Par rapport à une situation sans augmentation de prix</i>
Alimentation	516	36%	WWB	+ 25'952	+ 0.10
			NEP	+ 50'321	+ 0.19
Chimie	217	99%	WWB	+ 21'669	+ 0.17
			NEP	+ 42'443	+ 0.33
Ciment / Tuiles	1'913	98%	WWB	+ 169'817	+ 0.18
			NEP	+ 335'647	+ 0.36
Métal / Fer	2'078	85%	WWB	+ 161'382	+ 0.17
			NEP	+ 318'607	+ 0.33
Métaux non-ferreux	1'586	100%	WWB	+ 143'680	+ 0.19
			NEP	+ 284'180	+ 0.38
Métaux / Machines	640	91%	WWB	+ 59'094	+ 0.16
			NEP	+ 115'532	+ 0.32
Machines	1'082	90%	WWB	+ 94'510	+ 0.18
			NEP	+ 186'929	+ 0.35
Autres industries	151	63%	WWB	+ 12'836	+ 0.13
			NEP	+ 24'884	+ 0.25

Tableau 23 : changement de la rentabilité d'installations de quelques entreprises sélectionnées en fonction du scénario d'évolution des prix à 2050

L'augmentation du prix de l'électricité permet de mieux valoriser l'électricité photovoltaïque destinée à la consommation propre et influence favorablement la rentabilité des investissements dans les installations PV. Cependant l'évolution des prix permet seulement aux installations marquées en rose dans le tableau d'atteindre un niveau de rentabilité suffisant (TEC>0) pour les deux scénarios. On remarque qu'il s'agit seulement de grandes installations dont la puissance dépasse les 1'000 kWp. Les petites restent dans le négatif, même en cas de taux de consommation propre élevé.

L'analyse de sensibilité (Figure 17) du chapitre 4.2 illustre l'effet d'une valorisation économique plus ou moins forte de l'électricité consommée en propre à l'échelle nationale.

4.4 Les garanties d'origine GO et la consommation propre

Le constat suivant est établi pour les garanties d'origines en lien avec la consommation propre :

- il arrive que les exploitants de centrales PV destinées à la consommation propre émettent et valorisent des GO (état au printemps 2014)
- l'OENE interdit explicitement cette pratique dès le 1.1.2015
- l'émission de GO améliorerait la rentabilité des installations destinées à la consommation propre et permettrait de réduire significativement les subventions nécessaires

Il est logique que l'OENE veille à la crédibilité du système en interdisant l'émission de GO pour l'électricité consommée en propre (et non injectée sur le réseau).

Cette disposition pénalise toutefois les investissements dans les installations PV destinées à la consommation propre. L'électricité non injectée sur le réseau ne peut participer au système des GO, ce qui implique qu'aucune valeur économique n'est considérée pour la nature renouvelable de l'électricité produite. Autrement dit, lorsque l'on considère de la production électrique consommée localement, la situation est la même pour un CCF fossile ou une installation PV du point de vue des GO.

Par ailleurs, d'un point de vue de politique énergétique au niveau national, il est intéressant d'initier des investissements aux endroits économiquement les plus favorables (combinaison de toits permettant des installations bon marché, d'une adéquation entre les profils de production et de consommation locale, et d'une valeur élevée de la part énergie du tarif de l'électricité sur le réseau) pour maximiser l'électricité PV produite globalement. Dans le bilan national, il importe peu de considérer que c'est l'industriel A (où l'installation PV se trouve physiquement) ou l'industriel B (qui n'a pas d'installation PV mais qui souhaite utiliser une électricité avec des GO) qui utilise l'électricité produite. Les GO pourraient favoriser les investissements des installations PV dans l'industrie et il serait contreproductif de se priver de cette possibilité consistant à dématérialiser la « plus-value écologique » de l'électricité consommée en propre.

L'impact économique des GO, qui viendrait se substituer et/ou compléter les aides à l'investissement est illustré par la Figure 24. Pour estimer la valeur des GO, il faut préciser que cette dernière dépend entièrement du marché (bon-vouloir des clients). Les GO sont souvent intégrées dans des produits d'électricité verte proposés par les distributeurs d'énergie. Elles peuvent aussi être vendues sur des bourses d'éco-courant telles que Ökostrombörse-Schweiz ou GEMP (Green Energy Marketplace). En calculant la moyenne du prix de vente final résultant des enchères entre 2011 et 2013 ayant eu lieu sur ces deux bourses pour de l'énergie solaire produite sur des installations PV de plus de 50 kWp, nous arrivons à une valeur de 7 cts/kWh pour la plus-value-écologique du photovoltaïque. Cette valeur semble toutefois élevée, particulièrement en perspective d'une augmentation de l'offre. Les auteurs estiment qu'une valeur de l'ordre de 3 cts/kWh, correspondant à des cas réels d'installations mises en service en 2013 pourrait théoriquement revenir aux installations destinées à la consommation propre.

Cet effet positif économique devait être signalé par la présente étude même s'il va à l'encontre d'une disposition légale récente. Une disposition alternative (qui reste à inventer), permettant de comptabiliser et de valoriser au niveau national la nouvelle électricité renouvelable produite et consommée localement serait bienvenue.

4.5 Secteur tertiaire

Le secteur tertiaire et le secteur secondaire se partagent les 32 TWh d'électricité consommés en 2012 par les clients commerciaux de manière égale : 16 TWh chacun (OFEN, juil. 2013). Cependant, dans le secteur tertiaire, ces 16 TWh sont consommés par 295'344 entreprises alors que dans le secteur secondaire, ils ne le sont que par 72'768 entreprises. Cela justifie la concentration de cette étude sur ce deuxième secteur. Mais étant donné l'importance économique du secteur tertiaire en Suisse, nous avons choisi d'évaluer la compatibilité de quelques entreprises typiques de ce secteur avec le modèle de consommation propre. L'analyse porte sur un supermarché, un bâtiment administratif (occupé par exemple par une assurance) et un hôtel. Les mécanismes sont similaires à ceux observés pour l'industrie

	Supermarché	Bâtiment administratif	Hôtel
Puissance PV installée [kWp]	66.8	47.7	110.6
Taux de consommation propre	96.5%	88.9%	36.8%
Taux d'auto-provisionnement	15.4%	14.9%	32.3%
Coût au kWp [CHF/kWp]	2'602	2'770	2'380
Valorisation au kWh consommés localement [cts/kWh]	19.1	19.1	20.9
TEC [-]	-0.36	-0.64	-1.05

Tableau 24 : comparaison de la comptabilité du profil de 3 entreprises du secteur tertiaire. Le TEC négatif indique que pour ces installations la parité réseau (rentabilité) n'est pas atteinte

Le profil basé sur un supermarché est le plus compatible avec la consommation propre, suivit du bâtiment administratif et en dernier de l'hôtel. L'hôtel, bien qu'ayant une consommation relativement stable sur la semaine et l'année, ne consomme pas suffisamment pendant la journée pour pouvoir profiter de la surface de toit disponible. Ceci montre bien la limite de certaines branches du secteur tertiaire avec des consommations par entreprises moins élevées que dans le secteur secondaire. Il en découle aussi que le taux d'auto-provisionnement est en général plus élevé dans le secteur tertiaire que dans le secteur secondaire.

Afin d'atteindre un taux de consommation propre élevé, les profils de consommation et production doivent donc être encore plus fortement calqués l'un sur l'autre que dans le secteur industriel. Le bâtiment administratif avec une consommation très faible pendant le week-end en fait les frais et n'atteint, avec la variante optimale, que 88.9% de consommation propre malgré une taille d'installation relativement petite. La comparaison des TEC démontre, comme chez les industries, que plus le taux de consommation propre est haut, plus l'installation est rentable.

La Figure 23, ci-dessous, permet de mieux comprendre les différences entre le profil plutôt optimal du supermarché et celui moins idéal de l'hôtel.

La taille d'installation optimale d'un point de vue technique est la même pour les deux entreprises, environ 100 kWp. Cependant, pour la même installation, le supermarché a un taux de consommation propre de 96.5% tandis que celui de l'hôtel tourne autour des 36%. Seule une installation de maximum 15 kW permettrait à l'hôtel d'atteindre un taux de consommation aussi élevé que le supermarché. En raison de sa taille réduite, le coût de l'installation serait alors plus élevé. Le bilan financier serait meilleur que pour la variante optimale mais encore négatif donc non rentable (TEC : -0.5). Le graphique correspondant au supermarché ne contient que la variante optimale. Cela signifie premièrement que le taux de consommation propre pour celle-ci est supérieur à 95% et deuxièmement qu'il n'y a aucune difficulté particulière d'installation sur la

totalité de la surface de toit disponible. Cette situation est optimale et probablement valable pour de nombreux commerces à consommation électrique relativement élevée (>300'000 kWh/an), due par exemple à un système de réfrigération. Dans le cas du supermarché étudié, une aide limitée permettrait d'atteindre le seuil de rentabilité.

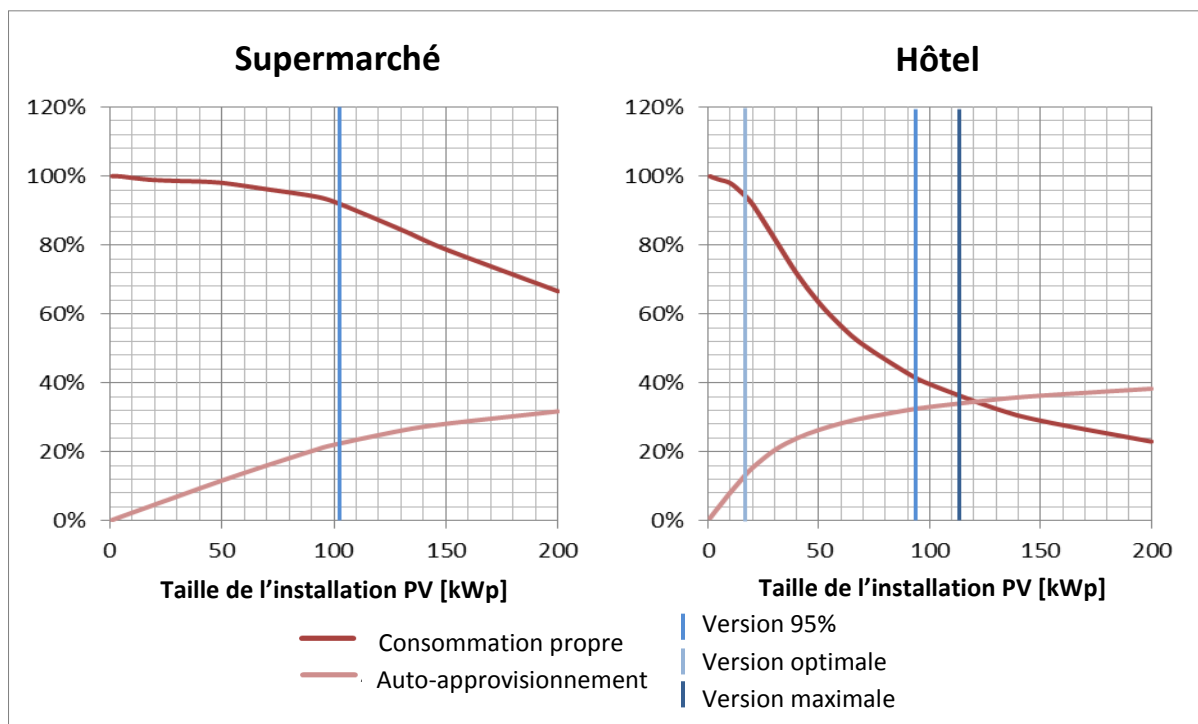


Figure 23 : représentation des profils de consommation propre d'un supermarché et d'un hôtel

Evaluation qualitative sommaire du potentiel du secteur tertiaire :

La détermination du potentiel de consommation propre du secteur tertiaire ne fait pas partie de la présente étude et devrait être déterminé séparément de manière exhaustive. De manière sommaire et qualitative, il est toutefois estimé ci-après.

Constat et analyse : les entreprises tertiaires sont plus nombreuses et ont une consommation électrique plus faible que celles du secteur industriel (moyenne de 55 contre 230 MWh/an). Cela conduit à un potentiel de consommation propre plus bas et à des installations PV plus petites (donc plus chères), mais également à un coût d'achat de l'électricité et un potentiel de valorisation pour la consommation propre plus élevés. Les paramètres observés dans cette étude pour le secteur industriel indiquent que le premier effet négatif est dominant.

Les perspectives de consommation propre pour le secteur tertiaire sont moins favorables que pour le secteur industriel. Toutefois, ce potentiel reste très intéressant en regard des objectifs poursuivis par la stratégie énergétique 2050 de la Confédération. Les auteurs estiment, de manière sommaire, que le potentiel du secteur tertiaire se situe entre 1,2 et 2,8 TWh/an (comparé au 4 TWh/an du secteur industriel), tout en étant caractérisé par un taux d'auto-alimentation supérieur à celui du secteur industriel.

5. Modèle d'affaires pour la consommation propre

5.1 Introduction

Dans ce chapitre l'investissement dans une installation PV destinée à la consommation propre va être analysé du point de vue de l'investisseur.

Deux variantes principales sont décrites : l'investissement par l'industrie, et l'investissement par un tiers. Un cas particulier intéressant de la deuxième variante survient lorsque l'EAE de l'industrie investi dans l'installation. Dans ces deux variantes, l'investisseur est une personne morale. Les hypothèses financières pour les analyses de ce chapitre sont en majorité reprises de le chapitre 4.3 (paramètres d'influence). Elles sont rappelées ci-dessous dans le chapitre 5.2.

Par mesure de simplification, les investissements par des privés, coopératives ou caisses de pension, ainsi que les projets bénéficiant de la RPC ne sont pas considérés dans cette analyse.

Les coûts et revenus sont décrits. Un cas représentatif (industriel consommateur de classe C6) est étudié. La sensibilité aux principaux paramètres est décrite graphiquement pour permettre d'évaluer l'effet des mesures à prendre pour atteindre tout ou partie du potentiel théorique de 4 TWh/an.

5.2 Les coûts et les revenus d'une installation PV destinée à la consommation propre

5.2.1 DESCRIPTION DES COÛTS

- Les coûts liés à l'investissement

L'investissement dans l'installation PV (CHF/kWp tout compris) devra être amorti pendant sa durée de vie technique. Pour tenir compte des coûts du capital, un montant annuel sous forme d'une annuité est considéré.

Les principaux paramètres sont une durée de vie technique de 25 ans, et un taux de rémunération du capital de 4,5%.

- Les coûts opérationnels de l'installation

Des coûts opérationnels (maintenance, réparations, nettoyage, administration, remplacement des onduleurs à mi-vie de l'installation, ...) de 4 cts/kWh sont considérés. Ce montant est utilisé pour l'établissement des tarifs RPC.

- Les impôts liés à l'installation

Il a été tenu compte d'un taux d'imposition global de 20% sur les revenus net en lien avec l'installation PV (Lammersen & Schwager, 2005).

- L'utilisation des toits (location)

L'utilisation du toit d'un industriel par un tiers investisseur peut être rémunérée par un loyer. Compte tenu de la valeur de l'électricité produite et des surfaces employées, ce loyer a un caractère symbolique. Ce loyer peut-être au maximum de l'ordre de 0,5 cts/kWh (soit un petit 5% de la valeur de l'électricité produite) ou 0,35 CHF/m² de toiture et par an, lorsque le toit est occupé à 50% par des panneaux.

5.2.2 DESCRIPTION DES REVENUS

- Les aides et subventions

Il s'agit des aides décrites dans cette étude : l'une à l'investissement CHF/kWp et l'autre à la production en cts/kWh. D'autres subventions locales sont possibles.

- La valorisation de l'électricité consommée en propre

L'électricité consommée localement a pour valeur la diminution de la facture d'électricité.

La diminution de la facture concernera la partie de la facture liée à l'énergie mais non celle liée à la puissance souscrite. En pratique les tarifs des distributeurs comportent généralement une composante du tarif liée à la puissance pour la partie transport (réseau) et parfois pour la partie énergie (voir exemples pratiques du Tableau 11). La composante puissance sera perdue pour la valorisation.

Le profil de production PV est typiquement favorable par rapport aux structures tarifaires HP/HC. Autrement dit, l'électricité photovoltaïque consommée en propre peut être valorisée à un prix légèrement supérieur au tarif moyen (voir exemple pratique du Tableau 9).

Le montant valorisé pour la consommation propre correspondra au prix moyen de l'électricité, ajusté de la perte de la composante puissance et du gain lié aux périodes tarifaires⁹.

- La valorisation de l'électricité excédentaire (injectée sur le réseau)

L'exploitant du réseau doit acheter l'électricité injectée à un prix minimum, auquel il se procure l'énergie, moins 8% (forfait pour coûts administratifs). Les prix varient selon l'exploitant. Pour cette étude nous retenons la valeur moyenne de 8 cts/kWh. Nous précisons que cette valeur a relativement peu d'influence pour une centrale PV dont la grande majorité de la production est destinée à être valorisée par consommation propre.

A ce montant, s'ajoute la possibilité de valoriser la plus-value écologique sous forme de garanties d'origine (GO) qu'il est possible d'obtenir pour l'électricité injectée sur le réseau. En particulier lorsque le propriétaire de l'installation serait l'EAE, cette dernière peut revendre à d'autres clients prêts à payer un supplément pour l'origine renouvelable de l'électricité. L'EAE est idéalement placée pour valoriser cette GO.

- L'émission et la valorisation de garanties d'origine

L'OEn interdisant l'émission de GO pour la partie consommée en propre dès le 1.1.2015, aucun revenu n'est considéré dans le modèle. Toutefois, à titre purement illustratif, l'effet hypothétique d'un revenu de GO (en cts/kWh) peut être déduit de la Figure 24 Cet effet est identique aux autres effets exprimés en cts/kWh, tels qu'une augmentation de l'électricité (par exemple de la taxe RPC passant de 0,6 à 1,1 cts/kWh) ou une réduction des coûts d'entretien (par exemple de 4 à 3,5 cts/kWh).

⁹ les moyens d'augmenter la valeur de l'électricité consommée en propre (par exemple système de stockage ou groupage par Arealnetz) n'ont pas été considérés dans cette étude.

5.3 Description des variantes

Modèle I : investissement par l'entreprise

L'entreprise peut décider d'un investissement financier (allocation de son capital). Cette démarche est toutefois rare. En général l'entreprise réserve en effet l'emploi de son capital pour son activité principale, qui lui procure un meilleur retour sur investissement. Il peut toutefois y avoir des exceptions, par exemple lorsque des liquidités excédentaires peuvent être investies (en précisant que l'installation PV représente un actif vendable) ou lorsque la production d'énergie renouvelable est plus rentable que l'activité principale (situation des scieurs allemands qui ont diversifié leur activité en devenant aussi producteurs d'énergie).

L'entreprise peut être motivée par d'autres considérations pour investir : image positive, engagement volontaire (par exemple convention AEnEC ou engagement environnemental), stratégie d'approvisionnement en énergie (source locale sécurisée, stabilité des coûts futurs).

Modèle II : investissement par un tiers

Le tiers investisseur va en principe être motivé par la rentabilité financière de l'installation. L'investissement est de type obligataire (revenus limités mais réguliers et prévisibles). Le modèle comporte toutefois un risque : en cas de modification (ou cessation) de l'activité industrielle, la valorisation locale risque de ne plus être entièrement possible. La valorisation de l'électricité sera alors péjorée puisqu'un timbre d'acheminement vers un nouveau client renchérit son coût.

Le tiers investisseur devra veiller à la vente de l'électricité consommée en propre à l'industriel par un contrat à long terme. L'industriel, par son volume de consommation électrique, est en principe éligible et garde le droit de s'approvisionner sur le marché libre de l'énergie. Il n'est pas obligé d'acheter l'électricité produite sur son toit. Par ailleurs, l'industriel pourrait être à terme démarché par un nouveau vendeur d'énergie électrique proposant des tarifs défavorables à la consommation propre (augmentation de la partie puissance). Le tiers investisseur se doit donc d'éviter de convenir de facturer l'équivalent de la partie énergie électrique non appelée (dont la base tarifaire pourrait être à terme modifiée, en dehors de son contrôle).

Ce constat nous amène au cas particulier où le tiers investisseur est à même d'offrir un « paquet » à l'industriel comprenant l'énergie électrique totale dont il a besoin. Le tiers investisseur pourrait ainsi s'associer avec un service de « trading » de l'électricité. Dans ce contexte, un fournisseur d'électricité pourrait se spécialiser dans l'activité de consommation propre chez les industriels et proposer une tarification ad-hoc (c'est-à-dire sans partie liée à la puissance). Ce fournisseur aurait la possibilité de valoriser l'électricité photovoltaïque produite, y compris la partie injectée sur le réseau.

Ce tiers investisseur associé avec une société de trading pourrait bien entendu être directement l'EAE de l'industriel. Ce cas ouvre la voie à des possibilités intéressantes, comme par exemple la possession et « location » des actifs par un investisseur purement financier à l'EAE, ou encore une priorisation des investissements de sites PV en fonction de critères liées aux réseaux électriques.

Récapitulatif des modèles

Coût ou revenu	Modèle I : Investissement par l'entreprise	Modèle II : Investissement par un tiers, par exemple EAE
Coûts liés à l'investissement initial (amortissement, emprunt, ...)	à considérer	idem modèle I
Subventions à l'investissement	à considérer	idem modèle I
Coûts opérationnels (maintenance, entretien)	à considérer	idem modèle I
Impôt sur les revenus nets de l'installation	à considérer	idem modèle I, (personne morale)
Coût de location du toit	n'intervient pas	à considérer
Vente ou valorisation de l'électricité produite en consommation propre	prestation « en nature », dont le coût ne dépend plus du marché	vente de substitution, risque/opportunité selon la variation du prix du marché
Vente de l'électricité excédentaire injectée sur le réseau	en principe au tarif minimum	meilleure possibilité de valorisation si EAE
Vente des garanties d'origines GO (sous réserve de conformité légale)	Revenu additionnel selon valeur du marché	meilleure possibilité de valorisation si l'investisseur est l'EAE

Tableau 25 : description des coûts et revenus des modèles d'affaires

Force est de constater que les coûts et revenus des modèles I et II sont très proches. De petites différences peuvent survenir : le tiers investisseur du modèle II pourra bénéficier d'effet de volume s'il construit et opère plusieurs installations. Une EAE du modèle II pourra également valoriser le surplus d'électricité injectée avec une marge. D'un autre côté, l'entreprise n'aura pas besoin de payer un loyer pour la toiture.

Les paramètres économiques importants, à savoir les coûts d'investissements (net après d'éventuelles aides) et la valorisation du courant consommé en propre, sont en principe identiques dans les deux modèles. Pour cette raison, une seule simulation économique, valable pour les 2 modèles est effectuée ci-après.

Les modèles I et II diffèrent par la nature des investisseurs. Compte tenu de la rentabilité offerte (profil similaire à une obligation, faibles risques et revenus), on constate que ce genre d'investissement convient mieux à des services industriels ou à des caisses de pensions qu'à des particuliers. Il serait par exemple pertinent, pour ce genre d'activité, de chercher à favoriser les investissements des EAE, qui pourraient avoir recours aux capitaux des caisses de pension si nécessaire.

5.4 Evaluation des modèles et recommandations

Pour évaluer les deux modèles, un cas d'exemple commun, réel et représentatif de l'étude est illustré. Les paramètres et hypothèses suivants sont employés :

Paramètres et hypothèses

Paramètres fixes

Branche d'industrie	Métaux / Machines
Classe de consommation selon Elcom	C6
Installation PV (taille)	640 kWp
Installation PV (coût, tout compris)	1'690 CHF/kWp
Productivité PV	950 kWh/an/kWp
Frais opérationnels production PV	4 cts/kWh
Frais de location du toit	0,5 cts/kWh
Durée de vie technique	25 ans
Taux de consommation propre	90.5 %
Taux d'auto-provisionnement	16.4 %
Taux de rémunération du capital propre	4,5 %
Taux de rémunération du capital étranger	3,0 %
Part de fonds propres	30 %
Taux d'imposition marginal	20 %
Durée d'amortissement comptable	idem durée de vie technique
Durée d'amortissement de l'emprunt	idem durée de vie technique
Rétribution électricité consommée en propre	13.6 cts/kWh soit 15,5 cts (voir Tableau 9, p. 30) - 12% (voir Tableau 12, p. 33)
Rétribution électricité injectée	8 cts/kWh
<u>Paramètres variés pour l'analyse de sensibilité</u>	
Aide à l'investissement	0 CHF/kWp (varié de 0 à 600 CHF/kWp)
Effet opérationnel (aide, variation prix, GO, ...)	0 cts/kWh (varié de 0 à 5 cts/kWh)

Simulation économique

Une analyse de type DCF a été effectuée avec les paramètres mentionnés. Les indicateurs économiques sont indiqués dans le Tableau 26.

	Entreprise ou tiers investisseur	
	30% fonds propre	100% fonds propres
VAN [CHF]	-200'826.-	
TEC [-]	-0.19	-0.31
TRI [%]	-3.2%	1.2%

Tableau 26 : rentabilité de l'installation PV avec différents types d'investissement

Les valeurs de VAN et TEC négatives montrent que les paramètres employés ne permettent pas d'atteindre une rentabilité suffisante permettant de justifier l'investissement, même avec un recours à l'emprunt (effet de levier). Autrement dit, malgré un coût de production de l'électricité PV relativement attractif, la valorisation au tarif industriel de 13,6 cts/kWh ne permet pas d'être rentable par pure consommation propre.

Quelle aide est nécessaire pour rendre cet investissement rentable ? Compte tenu du taux de rémunération du capital considéré dans le calcul de la VAN (4,5%), l'expérience pratique de la RPC montre que l'atteinte d'une VAN légèrement positive peut suffire.

La représentation graphique ci-dessous montre quelle combinaison d'aide à l'investissement (CHF/kWp) et/ou « de revenu supplémentaire par kWh » sont nécessaires. Le revenu supplémentaire par kWh peut être une augmentation des coûts de l'électricité, une baisse des coûts opérationnels, une aide par kWh produit ou encore l'émission d'une GO.

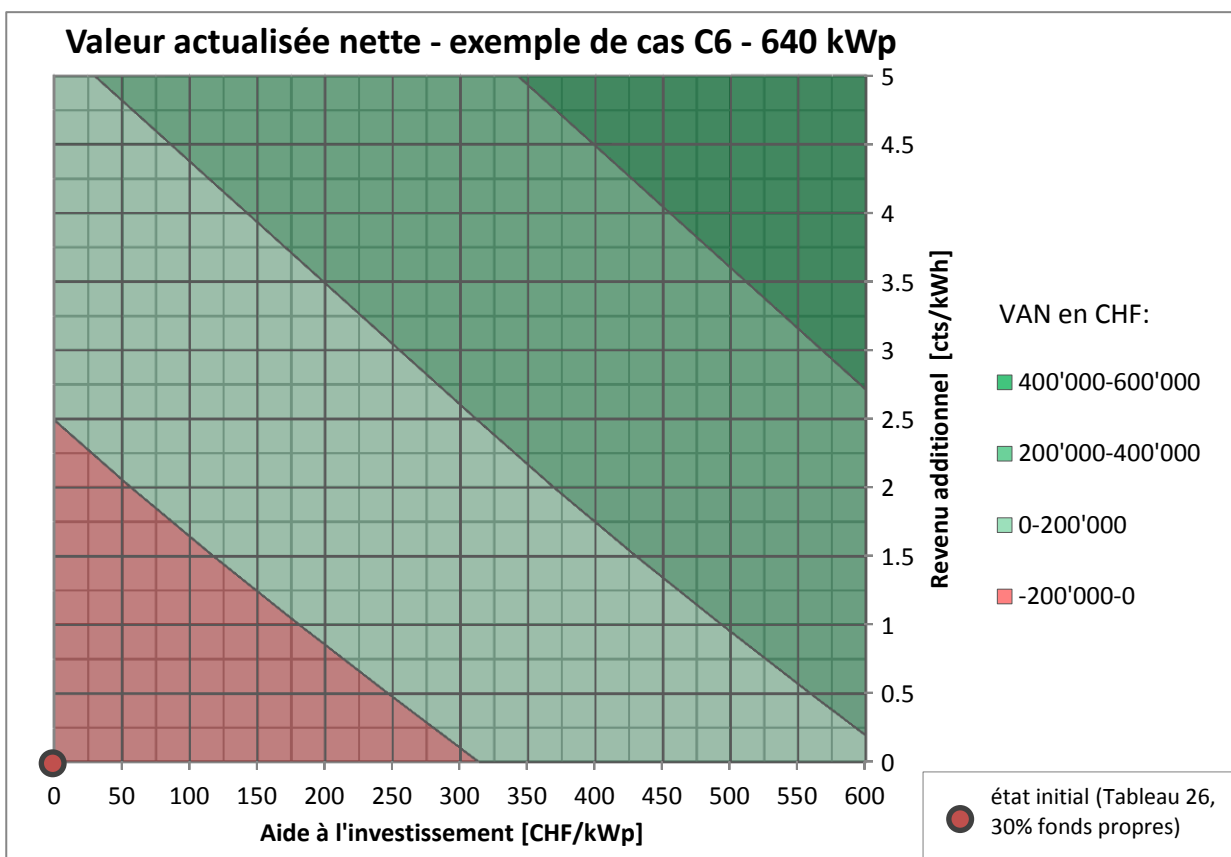


Figure 24 : valeur actualisée nette en fonction d'une aide à l'investissement en CHF/kWp et du prix des garanties d'origines en cts/kWh

6. Obstacles

Le tableau ci-dessous regroupe les obstacles identifiés à la consommation propre recensés lors de l'étude :

Obstacle	Mécanisme	Fréquence 1 à 10	Impact 1 à 10
Faible taux de consommation propre (technique)	Les profils de production PV et de consommation ne sont pas toujours bien adaptés (HP/HC, saisons). Possibilité limitée d'amélioration (stockage journalier, déplacement des pointes).	4	8
Faible valorisation de l'électricité (commercial)	Revenus (substitution de l'électricité du marché) trop faibles. Causes possibles : coût PV trop élevé, composante puissance trop élevée dans l'électricité du marché, incertitude quant à l'évolution du prix du marché.	6	8
Tarifcation défavorable (commercial)	La tarification du GRD (réseau) ou du fournisseur d'énergie ont une forte composante liée à la puissance de pointe. La partie puissance liée au réseau est un point réglementé. La partie puissance liée à l'énergie sera réglée par le marché.	2	6
Effet de seuil dans la tarification (commercial)	La consommation propre fait diminuer les achats d'énergie. L'industriel change de classe et doit payer un tarif unitaire plus élevé.	1	1
Résistance des GRD (commercial)	Les GRD agissent pour reporter les frais d'utilisation du réseau non couverts par la consommation propre (par exemple par la création d'un « groupe » de consommateurs)	2	4
Raccordement électrique (projet)	Le GRD peut exiger certaines modifications onéreuses (modification d'une station MT propriété de l'industriel, étude et mesures pour éviter les perturbations électrique en cas de raccordement direct sur le TGBT).	2	3
Propriété différenciées (projet)	Les bâtiments et l'installation PV n'ont pas les mêmes propriétaires, ce qui provoque des problèmes pratiques (reconnaissance de la propriété de l'installation pour recourir à des fonds étrangers, accès nécessaire à l'entretien, démontage de l'installation pour entretien du toit, assurances RC réciproques, ...) Problème non spécifique à la consommation propre	6	2

Tableau 27 : obstacles identifiés à la consommation propre

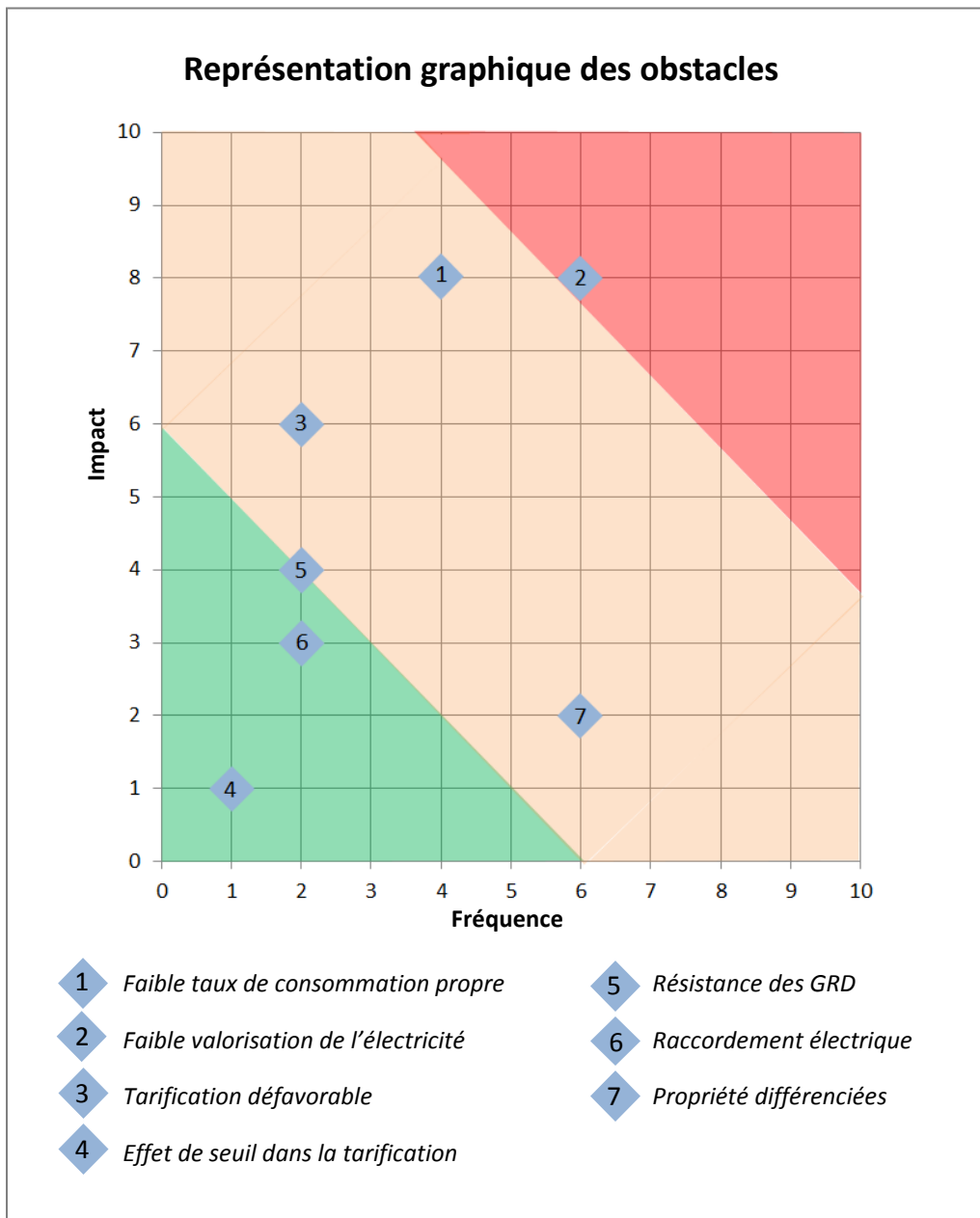


Figure 25 : représentation graphique des obstacles identifiés à la consommation propre

7. Valorisation thermique de l'électricité par consommation propre

En raison de tendances à long terme (augmentation du coût des produits pétroliers et augmentation de la taxe sur le CO₂), le coût de l'énergie thermique devient relativement élevé pour les applications industrielles.

L'ordre de grandeur du coût du combustible thermique est de 10 cts/kWh (estimation avec un litre de mazout à 1 CHF représentant un contenu énergétique de 10 kWh). A ce montant vient s'ajouter la taxe CO₂ (supplément de 15% pour le niveau actuel de 60 CHF/t CO₂). A noter que ce supplément risque de doubler selon les scénarios déjà inclus dans la loi sur le CO₂. De plus, les pertes de transformation (rendement de combustion de la chaudière) et de distribution sont à considérer. Ces éléments amènent le coût de l'énergie thermique pour l'industriel à environ 13,5 cts/kWh th en base HT (y compris taxe CO₂ à 60 CHF/t).

Ce niveau de coût de l'énergie thermique est proche de celui de l'électricité pour l'industriel. Dès lors, la question d'une extension du potentiel de consommation propre sous forme d'utilisation thermique, en particulier pour à haute température, peut se poser. Dans le cadre de la présente étude, cette question n'a pas été approfondie. Il faudrait d'une part quantifier le coût de la transformation de l'énergie photovoltaïque en énergie thermique en incluant le coût d'une nouvelle infrastructure (par exemple résistance électrique venant préchauffer l'air d'un brûleur à combustible) et le coût d'une régulation étendue (faisant le lien entre la production électrique photovoltaïque et les consommations électrique et thermique). Pour quantifier le potentiel global, il serait par ailleurs nécessaire d'investiguer les profils de charge thermique au ¼ d'heure typique de l'industrie suisse, ce qui implique un effort de recherche important.

En admettant que les mécanismes observés sur le marché de l'énergie lors de la rédaction de cette étude perdurent (baisse des prix de l'électricité en raison du subventionnement de l'électricité renouvelable en Allemagne, augmentation de la taxe CO₂, et augmentation du prix des produits pétroliers), il sera économiquement possible d'augmenter la partie d'électricité photovoltaïque valorisée localement par une utilisation complémentaire en énergie thermique. Cette possibilité pourrait permettre de justifier la construction d'installations PV pour certains cas défavorables observés dans cette étude (issus des secteurs alimentaires ou de la construction), notamment lorsqu'en raison du profil de consommation, un taux de consommation propre élevé (seuil de 95%) implique une taille d'installation PV trop petite pour être efficace.

Il faut toutefois relever que la valorisation thermique d'électricité photovoltaïque relève de mesures économiques artificielles (favorisation d'un type d'énergie et pénalisation d'un autre) allant à l'encontre de la valeur « physique » des types d'énergies (l'électricité étant entièrement convertible contrairement à l'énergie thermique). De ce point de vue, il est plus judicieux de satisfaire les besoins thermiques par des pompes à chaleurs et d'alimenter ces dernières par de l'électricité photovoltaïque (locale ou du réseau). Une autre alternative est de rémunérer l'énergie non consommé en propre (injectée sur le réseau) de manière attractive, par exemple en permettant une valorisation par attestation de courant vert.

A noter que la thématique de la valorisation thermique de l'électricité pour le cas de procédés industriels risque de se poser de manière générale et non uniquement dans le cas de la valorisation par consommation propre. En effet, le niveau du prix de l'électricité industrielle (Tableau 11) est déjà compétitif par rapport au prix de la chaleur thermique mentionné ci-dessus. Cette situation « anormale » résulte de distorsions du marché de l'électricité et de contraintes légales différentes selon le type d'énergie concerné.

8. Conclusions et recommandations

8.1 Conclusions

L'industrie suisse consomme environ 16 TWh/an. Il serait théoriquement possible d'installer sur les toits des industries suisses des installations PV pouvant produire environ 4 TWh/an. De ce potentiel, compte tenu des conditions cadres économiques actuelles, **environ 1 TWh/an** pourrait être installé à court ou moyen terme. La production PV correspondante serait utilisée sur site, de manière prépondérante **en consommation propre**. Les toits industriels pourraient même produire entre 0,5 à 1 TWh/an supplémentaires mais avec une valorisation par consommation propre réduite, ce qui nécessiterait un subventionnement traditionnel de type RPC.

La valorisation économique de l'énergie consommée en propre est limitée par le coût de l'électricité substituée. Compte tenu de la nature industrielle des sites, ce montant correspond au tarif des gros consommateurs et est relativement faible. Par ailleurs, l'électricité substituée comporte une composante de coût liée à la puissance souscrite qui ne peut être valorisée pour la consommation propre. La **valorisation de l'électricité consommée en propre**, dans le cadre de cette étude **varie entre 11 et 17 cts/kWh**. Ce chiffre a été déterminé après déduction d'une part non récupérable liée à la puissance.

Malgré la baisse des coûts des installations PV et leur niveau actuel relativement attractif, la valorisation de l'électricité consommée en propre ne permet pas (encore) une rentabilité suffisante pour initier le déclenchement d'investissements d'installations PV sur les toits industriels. Aujourd'hui, seuls les cas les plus favorables, soutenus par des investisseurs se satisfaisant d'un rendement minime de leurs capitaux, sont réalisés hors du système RPC.

Pour cette raison, l'étude a déterminé le niveau d'aide nécessaire (avec un système identique à « l'option » introduite dans la RPC) pour déclencher les investissements permettant d'atteindre le potentiel identifié. Ainsi, pour **réaliser 1 TWh/an** de production photovoltaïque destinée à la consommation propre, **500 millions de francs, soit une moyenne de 476 CHF/kWp**, seraient requis. Les incitations favorisant la consommation propre ont deux avantages significatifs par rapport à la RPC traditionnelle : d'une part l'atteinte du résultat nécessite nettement moins de moyens financiers, et d'autre part le prix de l'électricité sur le marché ne subit pas de pression à la baisse par l'arrivée forcée d'électricité subventionnée. **L'électricité consommée en propre est en effet valorisée à un tarif convenu**, ce qui a un effet stabilisant.

L'investisseur dans l'installation PV peut être l'industriel lui-même ou un tiers. Un cas particulier pertinent est rencontré lorsque l'investisseur dans l'installation est également le fournisseur d'énergie (EAE) de l'industriel, en raison de l'étroite relation existant entre l'électricité consommée en propre et l'électricité substituée pendant toute la durée de vie de l'installation.

La consommation propre est attractive par la valeur ajoutée apportée par l'absence de coût de transport de l'électricité vers l'utilisateur. Le **revers de la médaille est que cette valeur ne contribue plus au financement et à l'entretien du réseau de distribution**. La quantité de 1 TWh/an correspond à un ordre de grandeur de 50 millions de CHF par année qui échapperaient aux réseaux électriques. Ce mécanisme pourrait conduire les GRD à modifier leur politique de tarification des frais des réseaux pour maintenir tout ou partie des revenus provenant des consommateurs ayant recours à la consommation propre. Ils pourraient relativement facilement créer un groupe spécifique de clients comme déjà relevé par la CEATE-N et/ou « concentrer » 70% de leur facturation sur la puissance maximale souscrite comme le prescrit déjà l'OApEl.

C'est la principale menace au développement de la consommation propre, qui doit toutefois être relativisée par les avantages que cette méthode offre par rapport au système RPC : l'installation d'une capacité de production renouvelable à moindre coût, une action stabilisante sur les prix du marché de l'électricité (qui permet de protéger les investissements dans les infrastructures traditionnelles actuelles) et des coûts d'intégration des nouvelles infrastructures PV au réseau réduits, voire négligeables (production sur le lieu de consommation).

La consommation propre sera favorisée par toute action renchérissant le coût de l'électricité substituée. Par exemple, l'augmentation de la taxe RPC prévue (passant de 0,6 à 1,1 cts/kWh) va mécaniquement favoriser la consommation propre. Un autre mécanisme aurait pu favoriser la consommation propre : l'émission et la valorisation de garanties d'origines (GO). Une disposition de l'OENE entrant en vigueur au début 2015 interdit toutefois cette pratique. Un nouveau type de reconnaissance (qui reste à inventer), récompensant la valeur de l'électricité écologique non injectée sur le réseau mais contribuant au bilan national pourrait être une piste alternative intéressante.

En conclusion, la consommation propre sur les toits industriels est un **moyen efficace et économique d'augmenter significativement la production photovoltaïque en Suisse**. Cette nouvelle production, de par sa consommation sur le lieu de production, est compatible avec l'infrastructure actuelle des réseaux. Ce mode de production ne peut toutefois se généraliser qu'avec la collaboration positive et intéressée des GRD et EAE.

L'atteinte du potentiel de 1 TWh/an de consommation propre en milieu industriel n'a rien de négligeable dans le cadre de la politique énergétique 2050 de la Confédération, puisqu'elle correspond à installer 7 millions de m² de panneaux soit 4,6 fois la puissance PV installée en Suisse en 2012.

8.2 Recommandations

Les résultats et enseignements récoltés au cours de l'étude amènent les auteurs à effectuer les recommandations suivantes :

- i) Faire progresser la consommation propre pour l'industrie suisse. L'OFEN peut agir en
 - allouant une partie des moyens de la RPC sous forme d'aides à l'investissement progressives
 - associant les GRD à la montée en puissance de la consommation propre.
 - veillant à une application proportionnée des GRD de la composante puissance facturée aux utilisateurs ayant recours à la consommation propremais également, en s'assurant que le financement du réseau électrique reste assuré à long terme

- ii) Approfondir par des études spécifiques les aspects suivants
 - les possibilités d'augmentation du taux de consommation propre par stockage d'électricité, déplacement des pics de charge, groupement d'utilisateurs et de producteurs
 - la possibilité d'émission de « GO alternatives » pour l'électricité écologique contribuant au bilan national sans être injectée sur le réseau
 - le potentiel de consommation propre de la branche des services
 - le potentiel de consommation propre par la transformation et valorisation en autres types d'énergie (thermique, chimique)
 - les interactions et synergies possibles avec le stockage hydraulique

- iii) Démontrer par l'exemple
 - une zone industrielle test avec production et consommation propre d'un groupe d'industrie (partie technique), en considérant la compétitivité des entreprises et en associant un investisseur vendeur d'électricité (partie économique)

Auteurs
Fonction

François Bauer
Sous-Directeur
Responsable du Mandat

Lionel Perret
Sous-Directeur

Nadine Mounir
Bachelor HSG, stagiaire

Jean-Marc Aeschlimann
Ing. Dipl. HES en génie électrique

PLANAIR SA; FBR/NMR/JMA/LPT; La Sagne, 28 mars 2014

Contact : François Bauer, Planair SA, Crêt 108a, 2314 La Sagne, mail : francois.bauer@planair.ch

Abréviations principales

EAE	Entreprise d'alimentation en électricité
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, loi allemande comprenant notamment l'encouragement financier des énergies renouvelables
EICom	Commission fédérale de l'électricité
GO	Garantie d'origine
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
kWp	Puissance maximale d'une installation PV
kWh	kilo Watt heure (unité d'énergie électrique)
LEne	Loi fédérale sur l'énergie (RS 730.0)
OEné	Ordonnance fédérale sur l'énergie (RS 730.01)
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PV	photovoltaïque
RPC	Rétribution à prix coûtant
TRI	Taux de rentabilité interne (indicateur économique en %)
TEC	Taux d'enrichissement en capital (indicateur économique, sans unité)
VAN	Valeur actualisée nette (indicateur économique en CHF)
Vopt	Variante de taille d'installation photovoltaïque pour laquelle les coûts d'installation sont « optimum » (ne comprennent pas de surcoût)
Vmax	Variante de taille d'installation photovoltaïque pour laquelle la surface maximale du toit est utilisée (avec des surcoûts de construction)
V95%	Variante de taille d'installation photovoltaïque pour laquelle au moins 95% de l'énergie produite peut être valorisée par consommation propre

Table de références

- BKW. (jan. 2013). *Stellungnahme zur Energiestrategie 2050*. Berne.
- CEATE-N. (2013). *Initiative parlementaire Libérer les investissements dans le renouvelable sans pénaliser les gros consommateurs, Rapport de la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national*. Bern.
- Elcom. (2014). *Die kantonalen Strompreise im Vergleich*. Consulté le 02. 10, 2014, sur Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom: <http://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/Map/ShowSwissMap.aspx>
- europ'energies. (2012). Suisse : la concurrence commence à jouer sur l'électricité. *europ'energies*, 4.
- Groupe E SA. (jan. 2013). *Consultation : Stratégie énergétique 2050*. Granges-Paccot.
- Lammersen, L., & Schwager, R. (2005). *The Effective Tax Burden of Companies in European Regions*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Märtel, C. (2014). *PV Eigenverbrauch*. Consulté le 02. 10, 2014, sur Solaranlagen-Portal: <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/eigenverbrauch>
- OFEN. (2011). *Evolution des prix de l'électricité en Suisse, Rapport du Conseil fédéral donnant suite au postulat 08.3280 Stähelin du 4 juin 2008*. Ittingen: Confédération Suisse.
- OFEN. (2013). *Statistique globale suisse de l'énergie 2012*. Berne: Confédération Suisse.
- OFEN. (juil. 2013). *Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor, Resultate 2012*. Ittingen: Confédération Suisse.
- OFEN. (oct. 2013). *Rapport explicatif concernant la révision de l'ordonnance sur l'énergie (OEn, RS 730.01), Mise en oeuvre de l'initiative parlementaire 12.400 (consommation propre, remboursement du supplé-ment et rétribution unique)*. Ittingen: Confédération Suisse.
- Planair SA. (2013). *Groupement des cantons FR, GE, JU, NE et VD, Déploiement du photovoltaïque dans les zones industrielles, Rapport de synthèse*. La Sagne.
- Prognos AG. (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050: Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2015*. Basel: Confédération suisse.
- REC. (2013). *Studie zur Wirtschaftlichkeit von gewerblichen Eigenverbrauchsanlagen in Deutschland*. München: REC Solar Germany GmbH.
- Romande Energie. (n.d.). *Ouverture du marché de l'électricité*. Consulté le 01 20., 2014, sur <http://investor.romande-energie.ch/~media/Files/R/Romande-Energie/Attachments/fr-march-lectrique-en-suisse-4.pdf>
- Viessman. (2013). *TopTechnik - Effizienter Eigenverbrauch von Solarstrom*. Allendorf (DE).

Liste des illustrations (tableaux et figures)

Tableaux

Tableau 1 : évolution de la rémunération des kWh consommés localement en € cent/kWh (Märtel, 2014).....	17
Tableau 2 : prix de l'électricité et rentabilité de la consommation propre pour trois types.....	19
Tableau 3 : critères utilisés pour la stratification des entreprises.....	22
Tableau 4 : coûts des installations PV considérés dans l'étude.....	26
Tableau 5 : valeurs constantes utilisées pour le calcul du coût de production photovoltaïque au kWh.....	26
Tableau 6 : définition des catégories de consommation de l'Elcom et interprétation pour l'étude.....	27
Tableau 7 : prix moyen de l'électricité 2013 selon la catégorie de consommation (source Elcom).....	28
Tableau 8 : variations du tarif des composantes énergie et réseau entre heures creuses et heures pleines ainsi qu'entre été et hiver.....	29
Tableau 9 : calcul du tarif d'électricité pondéré selon les catégories de consommation (source : Elcom).....	30
Tableau 10 : répartition typique opérée par les GRD des heures pleines et creuses sur une semaine.....	30
Tableau 11 : pourcentage du tarif de l'électricité basé sur la puissance maximale soutirée.....	32
Tableau 12 : consommation électrique, potentiel photovoltaïque, taux de consommation propre et d'auto-alimentation (pour la variante optimale) par branche d'activité économique *chiffres déterminés par calcul proportionnel.....	33
Tableau 13 : projection des coûts d'installation au kWp selon l'OFEN.....	37
Tableau 14 : récapitulatif conduisant au tarif de valorisation de l'électricité consommée en propre.....	38
Tableau 15 : données financières à valeur constante utilisées pour l'analyse économique.....	42
Tableau 16 : comparaison de la rentabilité des installations potentielles de deux entreprises avec des taux de consommation propre différents en raison de variations hebdomadaires.....	42
Tableau 17 : comparaison du prix de valorisation des kWh produits et consommés en propre pour deux entreprises ayant des taux de consommation propre différents en raison de variations saisonnières.....	43
Tableau 18 : comparaison de la rentabilité des variantes optimales et 95% de 3 entreprises.....	44
Tableau 19 : évolution de la rentabilité d'une installation en fonction du taux de consommation propre.....	44
Tableau 20 : comparaison de la rentabilité des variantes optimales et maximales de deux entreprises.....	46
Tableau 21 : influence d'une augmentation de la composante tarifaire « puissance » sur la rentabilité d'installations photovoltaïques de deux entreprises.....	47
Tableau 22 : évolution de la rentabilité d'une installation en fonction de l'importance de la composante tarifaire « puissance ».....	47
Tableau 23 : changement de la rentabilité d'installations de quelques entreprises sélectionnées en fonction du scénario d'évolution des prix à 2050.....	48
Tableau 24 : comparaison de la comptabilité du profil de 3 entreprises du secteur tertiaire. Le TEC négatif indique que pour ces installations la parité réseau (rentabilité) n'est pas atteinte.....	50
Tableau 25 : description des coûts et revenus des modèles d'affaires.....	55
Tableau 26 : rentabilité de l'installation PV avec différents types d'investissement.....	57
Tableau 27 : obstacles identifiés à la consommation propre.....	58
Tableau 28 : description des branches économiques selon la méthode de stratification.....	69

Figures

Figure 1 : profil d'un industriel de la branche économique Métaux / Machines. Comparaison du taux de consommation propre et d'auto-alimentation.....	8
Figure 2 : courbe de charge et production photovoltaïque sur une semaine du mois de mars 2012 d'un industriel de la branche économique « autres industries ».....	9
Figure 3 : composition du prix de l'électricité selon l'Elcom.....	10
Figure 4 : situation de grid parity pour la Suisse Romande (Planair SA, 2013).....	11
Figure 5 : évolution de la rentabilité de la consommation propre (Eigenverbrauch) en comparaison avec une injection sur le réseau (Einspeisung) en Allemagne (Viessman, 2013). Dans la zone 1 l'injection est économiquement plus favorable que la consommation propre et dans la zone 2 c'est l'inverse. Strompreis Privatkunden-Tarif = Prix de l'électricité pour les clients privés (en centime d'euro) Einspeisevergütung = Rémunération pour le courant injecté (en centime d'euro).....	18
Figure 6 : consommation électrique par branche d'activité économique du secteur secondaire (Source des données : OFEN).....	21
Figure 7 : consommation moyenne d'électricité par entreprise selon la branche d'activité économique (source des données : OFEN).....	21
Figure 8 : répartition du nombre d'entreprises et de leur consommation par catégorie Elcom.....	23
Figure 9 : profil de consommation et production PV pour une entreprise de la branche économique Machines avec représentation de la relation taux de consommation propre/auto-alimentation	24
Figure 10 : critères d'orientation et d'ombrages proches	25
Figure 11 : moyenne cantonale du prix de l'électricité avec ses composantes pour la catégorie de consommation C3 (150 à 500 MWh/an)	28
Figure 12 : tarif moyen cantonal des composantes énergie et réseau du prix de l'électricité pour la catégorie de consommation C4 (500 à 1'500 MWh/an)	29
Figure 13 : valorisation de la consommation propre (sans considération des frais fixes d'abonnement)	31
Figure 14 : représentation du potentiel PV lié à la consommation propre par rapport aux données de consommation électrique des différents secteurs au niveau suisse (base 2012)	34
Figure 15 : potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide unique au kWp avec agrandissement de la zone pertinente. L'aide unique à l'investissement est comparable au « droit d'option » de la RPC.....	36
Figure 16 : comparaison du potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide unique au kWp selon la base de coût considérée	37
Figure 17 : comparaison du potentiel photovoltaïque atteignable en fonction d'une aide à l'investissement suivant trois variantes de prix de l'électricité sur le marché.....	38
Figure 18 : potentiel photovoltaïque en fonction d'une aide au kWh.....	39
Figure 19 : montant total de l'aide financière distribuée par GWh/an d'énergie solaire produite.	40
Figure 21 : cas illustratifs différents pour la consommation propre et le taux d'auto-alimentation. La ligne bleue verticale correspond à la taille d'installation PV Vopt	45
Figure 20 : influence du taux d'auto-alimentation sur le taux de consommation propre atteignable par entreprise	45
Figure 22 : représentation de la relation entre les taux de consommation propre et d'auto-alimentation de deux entreprises à profil différent	45
Figure 23 : représentation des profils de consommation propre d'un supermarché et d'un hôtel	51
Figure 24 : valeur actualisée nette en fonction d'une aide à l'investissement en CHF/kWp et du prix des garanties d'origines en cts/kWh	57
Figure 25 : représentation graphique des obstacles identifiés à la consommation propre	59

Annexe

Tableau des branches économiques

Un code comprenant la catégorie de consommation, le numéro de la branche économique et la classe de taille est attribué à chaque sous-division.

Niveau 1		Niveau 2		Catégorie de consommation Elcom	Code par sous-division	Nombre d'entreprises par sous-division
Code	Branche économique	Code	Classe de taille [ETP]			
b01	Alimentation	cl1	1 - 5	c2	b01cl1c2	1'602
		cl2	6 - 19	c3	b01cl2c3	519
		cl3	20 - 99	c6	b01cl3c6	280
		cl5	> 100	c6	b01cl5c6	120
b02	Textile	cl1	1 - 5	c2	b02cl1c2	1'260
		cl2	6 - 19	c3	b02cl2c3	168
		cl3	20 - 99	c4	b02cl3c4	103
		cl5	> 100	c6	b02cl5c6	23
b03	Papier / Imprimerie	cl1	1 - 5	c2	b03cl1c2	1'763
		cl2	6 - 19	c4	b03cl2c3	489
		cl3	20 - 99	c6	b03cl3c6	207
		cl5	> 100	c7	b03cl5c7	65
b04	Chimie	cl1	1 - 5	c3	b04cl1c3	354
		cl2	6 - 19	c4	b04cl2c4	174
		cl3	20 - 99	c6	b04cl3c6	195
		cl5	> 100	c7	b04cl5c7	99
b05	Ciment / Tuiles	cl1	1 - 5	c4	b05cl1c4	5
		cl2	6 - 19	c6	b05cl2c6	16
		cl3	20 - 99	c7	b05cl3c7	11
		cl5	> 100	c7	b05cl5c7	6
b06	Autres minéraux non ferreux	cl1	1 - 5	c2	b06cl1c2	819
		cl2	6 - 19	c3	b06cl2c3	252
		cl3	20 - 99	c6	b06cl3c6	157
		cl5	> 100	c6	b06cl5c6	19
b07	Métal / Fer	cl1	1 - 5	c2	b07cl1c3	36
		cl2	6 - 19	c3	b07cl2c6	31
		cl3	20 - 99	c6	b07cl3c7	36
		cl5	> 100	c6	b07cl5c7	21
b08	Métaux non ferreux	cl1	1 - 5	c3	b08cl1c3	65
		cl2	6 - 19	c4	b08cl2c4	38
		cl3	20 - 99	c6	b08cl3c6	26
		cl5	> 100	c7	b08cl5c7	22
b09	Métaux / Machines	cl1	1 - 5	c2	b09cl1c2	6'076
		cl2	6 - 19	c3	b09cl2c3	2'412
		cl3	20 - 99	c4	b09cl3c4	1'274
		cl5	> 100	c6	b09cl5c6	412

Niveau 1		Niveau 2		Catégorie de consommation Elcom	Code par sous-divisions	Nombre d'entreprises par sous-divisions
Code	Branche économique	Code	Classe de taille [ETP]			
b10	Machines	cl1	1 - 5	c1	b10cl1c1	1'102
		cl2	6 - 19	c3	b10cl2c2	616
		cl3	20 - 99	c4	b10cl3c3	521
		cl5	> 100	c6	b10cl5c6	205
b11	Autres industries	cl1	1 - 5	c2	b11cl1c2	8'496
		cl2	6 - 19	c3	b11cl2c3	2'198
		cl3	20 - 99	c4	b11cl3c4	808
		cl5	> 100	c6	b11cl5c6	146
b12	Construction	cl1	1 - 5	c0	b12cl1c0	28'363
		cl2	6 - 19	c1	b12cl2c1	8'086
		cl3	20 - 99	c2	b12cl3c2	2'812
		cl5	> 100	c3	b12cl5c3	260

Tableau 28 : description des branches économiques selon la méthode de stratification