



Guide

Utilisation de la flexibilité des installations PV dans l'intérêt du marché

UFM – CH 2026

Impressum et contact

Éditeur

Association des entreprises électriques suisses AES
Hintere Bahnhofstrasse 10
CH-5000 Aarau
Téléphone +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@electricite.ch
www.electricite.ch

Auteurs et autrices de la première édition

Prénom Nom	Entreprise	Fonction
Thomas Bischof	Elektra	Responsable Économie énergétique
Nadine Brauchli	AES	Responsable du département Énergie
Kristin Brockhaus	AES	Experte senior en économie énergétique et régulation
Alexander Büchi	EKZ	Responsable Économie énergétique
Peter Cuony	Groupe E	Head of Products for the electricity distribution division
Kay Flieger	BKW	Solution Manager
Jannick Gallmann	Axpo	Gestionnaire de portefeuille senior flex-pooling
Corinne Haeberling	Energie360	Innovation Manager lab360
Noémie Kipfer	Alpiq	Regulatory Analyst
Jürg Lienhart	EWZ	-
Dona Mountouri	Swissgrid	Senior Specialist Product and Market Design
Thomas Rechsteiner	Swissolar	Leiter Technik und Betriebswirtschaft
Claudio Maag	Eniwa	Suppléant Responsable de département suppléant Développement de l'entreprise
Carlo Schmitt	Axpo	Regulatory Manager
Christina Tzanetopoulou	AES	Experte senior en technique des réseaux / économie des réseaux

Commission responsable

L'organisation de projet ESready est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.



Chronologie

Date	Brève description
Mars 2025 – Septembre 2025	Élaboration par le groupe de travail de l'AES dédié au pilotage des IPE au niveau de l'énergie
29 septembre 2025 – 31 octobre 2025	Consultation auprès des commissions et des groupements d'intérêt
9 mars 2026	Approbation par la Direction
16 mars 2026	Information du Comité

Ce document a été élaboré avec l'implication et le soutien de l'AES et de représentants de la branche.

L'AES approuve ce document à la date du 9 mars 2026.

Copyright

© Association des entreprises électriques suisses AES

Tous droits réservés. L'utilisation des documents pour un usage professionnel n'est permise qu'avec l'autorisation de l'AES et contre dédommagement. Sauf pour usage personnel, toute copie, toute distribution ou tout autre usage de ce document sont interdits. Les auteurs déclinent toute responsabilité en cas d'erreur dans ce document et se réservent le droit de le modifier en tout temps sans préavis.



1. Table des matières

Préface	6
1. Synthèse des recommandations et perspectives	7
2. Introduction.....	8
3. Cas d'application pour l'utilisation au service du marché de la flexibilité des installations PV	9
3.1 Cas 1: utilisation de la flexibilité des installations PV à partir des signaux de prix du marché day ahead	10
3.1.1 Conditions réglementaires	10
3.1.2 Mécanisme.....	11
3.1.3 Exemple de rétribution	12
3.1.4 Conditions techniques	14
3.1.5 Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique	15
3.1.6 Recommandation.....	15
3.2 Cas d'application 2: Utilisation de la flexibilité des installations PV en vue de l'optimisation de l'équilibre	16
3.2.1 Conditions réglementaires	16
3.2.2 Mécanisme.....	16
3.2.3 Exemples de rétribution	17
3.2.4 Conditions techniques	18
3.2.5 Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique	19
3.2.6 Recommandation.....	19
3.3 Variantes de conception des cas d'application et considérations détaillées	20
3.3.1 Recours à la flexibilité des petites installations PV avec rétribution minimale	20
3.3.2 Utilisation en faveur du marché et pilotage de l'injection en vue de garantir l'équilibre dans les installations avec consommation propre	20
3.3.3 Utilisation des installations PV en vue de garantir l'équilibre au moyen d'incitations tarifaires	21
3.3.4 Utilisation combinée de la flexibilité des installations PV en vue de l'optimisation du marché et de la garantie de l'équilibre.....	22
3.3.5 Recours combiné à la flexibilité des installations PV pour l'optimisation du marché, l'équilibre et le SDL	22
4. Annexe	23
4.1 Acteurs et rôles	23
4.2 Possibilités de pilotage des installations PV	24
4.3 Déroulement des cas d'application	24
4.3.1 Cas d'application 1	24
4.3.2 Cas d'application 2	25
4.4 Installations PV en Suisse (état: 2024)	25



2. Liste des figures

Figure 1: succession temporelle des cas d'application	10
Figure 2: Représentation schématique de la piste de solution d'une rétribution proche du marché avec les acteurs impliqués	11
Figure 3: Illustration des revenus sur le marché de la production PV en prenant l'exemple de la première semaine de mai 2025	13
Figure 4: Représentation schématique de la piste de solution d'un pilotage à distance des installations PV avec les acteurs impliqués	16
Figure 5: Schéma des ordres de pilotage transmis par le gestionnaire de réseau et le fournisseur aux onduleurs d'une installation PV via différentes interfaces par l'intermédiaire d'un régulateur central du parc	18
Figure 6: Schéma d'un système de réglage qui régule l'injection (et non la production) (Source: Groupe E)	21

3. Liste des tableaux

Tableau 1: Possibilités de pilotage des installations PV dans les cas d'application	24
Tableau 2: Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique, cas d'application 1	25
Tableau 3: Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique, cas d'application 2	25
Tableau 4: Nombre et puissance de toutes les installations PV en Suisse, ainsi que les installations soumises à une rétribution dans le cadre du SRI	26



Préface

Le présent document est un document de la branche publié par l'AES. Il fait partie d'une large réglementation relative à l'approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l'électricité. Les documents de la branche contiennent des directives et des recommandations reconnues à l'échelle de la branche concernant l'exploitation des marchés de l'électricité et l'organisation du négoce de l'énergie, répondant ainsi à la prescription donnée aux entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) et par l'Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI).

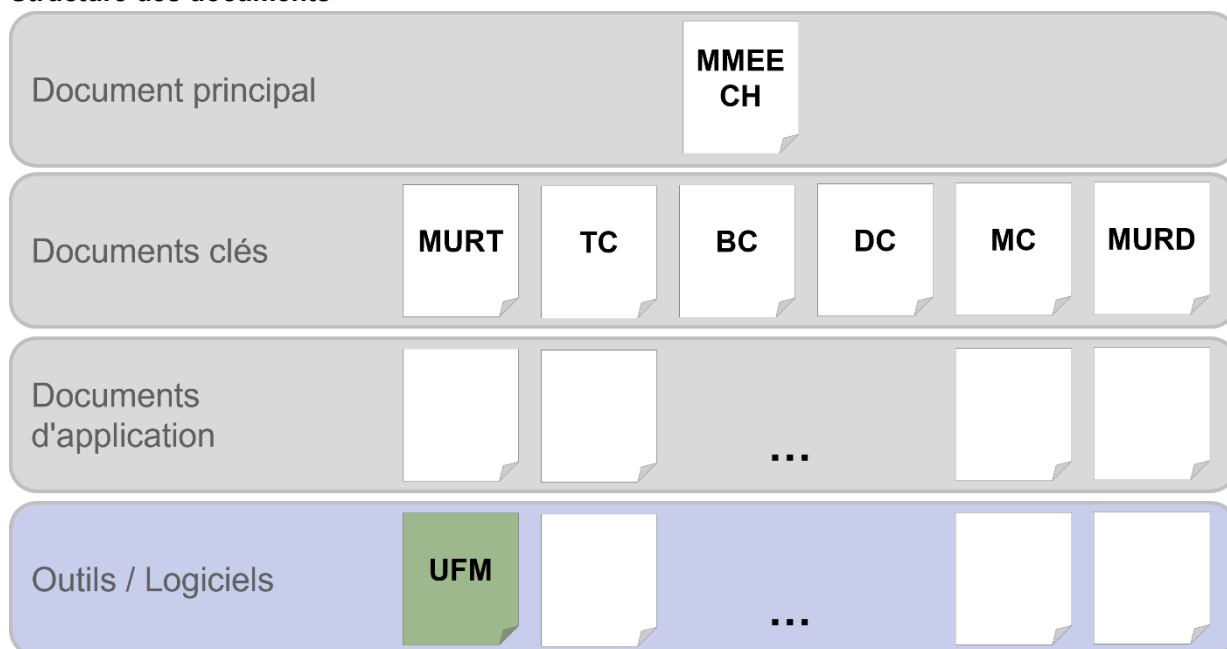
Les documents de la branche sont élaborés par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; ils sont régulièrement mis à jour et complétés. Les dispositions qui ont valeur de directives au sens de l'OApEI sont des normes d'autorégulation.

Les documents sont répartis en quatre catégories hiérarchisées:

- Document principal: «Modèle de marché pour l'énergie électrique — Suisse (MMEE – CH)»
- Documents clés
- Documents d'application
- Outils/logiciels

Le présent document «Utilisation de la flexibilité des installations PV dans l'intérêt du marché» est un outil/logiciel.

Structure des documents



1. Synthèse des recommandations et perspectives

- (1) Avec l'augmentation du nombre d'installations PV soumises à l'obligation de reprise et de rétribution, et bénéficiant d'une rétribution indépendante du prix du marché, il y a de plus en plus souvent des excédents de production que les fournisseurs (en particulier les fournisseurs de l'approvisionnement de base) doivent vendre sur le marché à des prix bas, voire négatifs. De plus, il devient plus difficile de respecter le programme prévisionnel annoncé en raison des influences météorologiques à court terme et donc des fluctuations de production. Ces deux aspects mettent le système énergétique face à de plus en plus de défis.
- (2) L'une des solutions possibles proposées est l'utilisation en faveur du réseau de la flexibilité des installations PV. Nous nous concentrons ici sur deux cas d'application visant à servir d'exemple à la branche pour la mise en œuvre:
 - Utilisation de la flexibilité des installations PV à partir des signaux de prix du marché day ahead (cas 1)
 - Utilisation de la flexibilité des installations PV à des fins d'optimisation de l'équilibre (cas 2)
- (3) Cas d'application 1: il est recommandé aux fournisseurs de proposer aux producteurs d'énergie PV une rétribution qui s'oriente vers les prix du marché (sur la base des prix du marché day ahead¹ + GO) afin que les producteurs d'énergie PV cessent l'injection à partir d'un prix défini bilatéralement (c.-à-d. en cas de prix bas et surtout négatifs), ce qui protège les fournisseurs des pertes et permet aux producteurs d'augmenter leurs recettes. Ce modèle de rétribution reste rare, mais face aux prix de plus en plus souvent négatifs, il devient plus attractif. Pour les installations ≥ 150 kW, la rétribution sera probablement basée exclusivement sur le prix day ahead à partir de janvier 2027, si les fournisseurs et les producteurs ne parviennent pas à s'entendre².
- (4) Cas d'application 2: il est recommandé aux fournisseurs ou aux responsables de groupe-bilan de proposer des contrats d'utilisation de leur flexibilité afin de gérer le besoin d'énergie d'ajustement. Ils pourraient ainsi diminuer leurs coûts liés à l'énergie d'ajustement, et les producteurs d'énergie PV pourraient engranger des gains supplémentaires grâce à la commercialisation de leur flexibilité. Les économies réalisées par les fournisseurs doivent au moins couvrir les coûts liés à la gestion et à l'indemnisation des producteurs d'énergie PV.
- (5) Différentes possibilités de conception pour les cas d'application 1 et 2 sont également présentées. Il s'agit notamment de l'utilisation orientée vers le marché de petites installations PV, d'installations à consommation propre et de l'utilisation combinée de la flexibilité des installations PV pour optimiser le marché et gérer les besoins en énergie d'ajustement.
- (6) Des modifications sont encore à prévoir dans le cadre réglementaire (ajustements du modèle de rémunération de reprise, de la structure du marché day ahead et intraday ainsi que de l'énergie de réglage), qui auront une influence sur l'utilisation de la flexibilité des installations PV en faveur du marché. Le guide sera donc régulièrement vérifié afin de s'assurer qu'il est à jour et révisé si nécessaire. Les présentes recommandations sont principalement basées sur les conditions-cadres qui s'appliqueront à partir de janvier 2026.

¹ Actuellement, les prix day ahead sont horaires. Courant 2026 ils passeront à des prix par tranche de 15 minutes.

² Cf. art. 15 LEne dans le cadre du «projet de loi pour l'accélération des procédures» (23.051), la consultation «Ouverture d'une consultation: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication avec entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2026 du 16 septembre 2025» et le communiqué de presse du Conseil fédéral du 25 février 2026.



- (7) Si plusieurs acteurs veulent utiliser la flexibilité d'une même installation, des conflits d'exploitation d'ordre technique ou économique peuvent émerger. Ce problème prend une importance particulière si un contrat donne droit à un accès multiple ou si l'utilisation a des répercussions sur d'autres acteurs du marché. L'AES approfondit sur d'autres plans³ la recherche de pistes pour résoudre ces conflits à l'avenir.

2. Introduction

- (1) Avec l'augmentation du nombre d'installations PV soumises à l'obligation de reprise et de rétribution, et bénéficiant d'une rétribution indépendante du prix du marché, les excédents de production sont de plus en plus fréquents et doivent être vendus à des prix bas, voire négatifs, sur le marché. En parallèle, il devient plus difficile de respecter et compenser les programmes prévisionnels, car le rayonnement solaire et la production PV sont plus compliqués à prévoir. Ces deux aspects mettent le système énergétique face à de plus en plus de défis qui nécessitent une solution, à savoir une meilleure intégration des installations PV dans le système énergétique. Les mécanismes de marché existants peuvent apporter une contribution significative à cet égard.
- (2) Une solution consiste à contrôler l'injection des installations PV dans le réseau. La puissance d'injection correspond à la puissance de production moins la puissance de consommation d'énergie. Afin de contrôler l'injection, il est possible d'augmenter la consommation propre (p. ex. en stockant localement la production) et/ou de réduire la production. Cette optimisation peut être effectuée de façon automatisée par le producteur d'énergie PV sur la base des signaux de prix ou par des tierces parties avec une commande à distance conformément à un accord contractuel. Les deux solutions (pilotage et optimisation de la consommation propre) nécessitent des incitations tarifaires et des conditions-cadres en conséquence.
- (3) L'objectif du présent document est de présenter les modèles que les fournisseurs (y compris ceux de l'approvisionnement de base) peuvent utiliser pour encourager les producteurs d'énergie PV à optimiser l'injection de leurs installations. Il se concentre sur les installations PV dans lesquelles l'énergie est vendue au gestionnaire de réseau de distribution remplissant la fonction de fournisseur de l'approvisionnement de base, soit environ 90 % de l'énergie PV injectée (cf. chapitre 4.4). Il présente les avantages que peuvent en tirer les fournisseurs et les producteurs d'énergie PV ainsi que les conditions requises, sans oublier les obstacles et les mesures permettant de contourner ceux-ci.
- (4) Il s'agit avant tout d'utiliser la flexibilité des installations PV à des fins commerciales. On entend par là l'utilisation de la flexibilité des installations PV dans le cadre de la gestion réglementée de l'électricité. L'objectif de l'utilisation en faveur du marché est de gérer l'énergie de manière plus rentable et plus efficace, tant pour le fournisseur que pour le producteur PV, grâce à l'utilisation de la flexibilité. Cela inclut également l'optimisation de l'énergie d'ajustement et des coûts de l'énergie d'ajustement. Si elle n'est pas utilisée en faveur du marché, la flexibilité peut aussi l'être en faveur du réseau ou du système⁴.

³ Document thématique Coordination de la flexibilité, document de prise de position Transmission d'informations lors de recours aux flexibilités

⁴ Une flexibilité présente un comportement en faveur du réseau lorsqu'elle contribue à l'exploitation stable de celui-ci, par exemple en prévenant ou en limitant les pénuries ou en délestant ou en repoussant l'exploitation du réseau. Un comportement en faveur du système signifie qu'elle contribue à garantir la stabilité physique de l'ensemble du système, par exemple en aidant au maintien de la fréquence ou de la tension.



- (5) L'utilisation de la flexibilité des installations PV à des fins en faveur du marché sera présentée à travers deux cas d'application concrets visant à servir d'exemples de mise en œuvre pour la branche. Le but n'est pas de traiter le sujet de l'utilisation en faveur du marché sous toutes ses facettes.
- (6) Les acteurs cités dans le présent document ainsi que leurs rôles et tâches s'appuient sur les définitions des rôles dans le modèle de marché pour l'énergie électrique – Suisse (MMEE – CH) et le Balancing Concept Suisse (BC-CH). Les acteurs sont brièvement expliqués en annexe.

3. Cas d'application pour l'utilisation au service du marché de la flexibilité des installations PV

- (1) Les cas d'application ciblent les défis décrits dans l'introduction. Il s'agit, d'une part, de l'optimisation de l'injection des installations PV sur le marché day ahead (cas 1) et, d'autre part, de l'optimisation de l'équilibre des fournisseurs et groupes-bilans (cas 2).
- (2) Dans le cas 1, le producteur d'énergie PV doit être incité par les signaux de prix à ne pas injecter sa production les jours où les prix du marché day ahead sont négatifs ou lorsque le marché n'est pas fermé en raison d'une offre excédentaire. Dans le cas 2, le fournisseur ou le responsable de groupe-bilan (RGB) obtient le droit de piloter l'injection de l'installation PV contre rétribution afin d'améliorer l'équilibre chez le fournisseur ou le groupe-bilan. L'amélioration de l'équilibre contribue à réduire les coûts d'approvisionnement en électricité du fournisseur et est donc considérée comme favorable au marché. L'introduction du modèle de prix unique à partir de janvier 2026 offre également la possibilité d'utiliser la flexibilité PV en faveur du système.
- (3) Les chapitres 3.1 et 3.2 détaillent les deux cas d'application en se concentrant chacun sur les variantes les plus simples à mettre en œuvre. D'autres variantes sont décrites sommairement au chapitre 3.3.
- (4) Les deux cas d'application se déroulent à des périodes différentes (cf. figure 1). Le cas 1 s'observe sur le marché, c'est-à-dire avant la clôture du négoce boursier du marché day ahead. Une optimisation du marché intraday serait aussi possible mais complexifierait les choses. Le cas d'application 2 se déroule dans le court laps de temps qui suit la clôture du négoce continu intraday, mais avant la date d'exécution, et donc en dehors des places de marché. Afin de compenser les écarts de prévision à court terme, le marché intraday est également disponible en amont en tant qu'instrument de marché. Celui-ci devrait être utilisé dans la mesure du possible. La mesure dans laquelle cette option est utilisée dépend également des contrats entre les fournisseurs, les prestataires de services et le groupe-bilan.



Figure 1

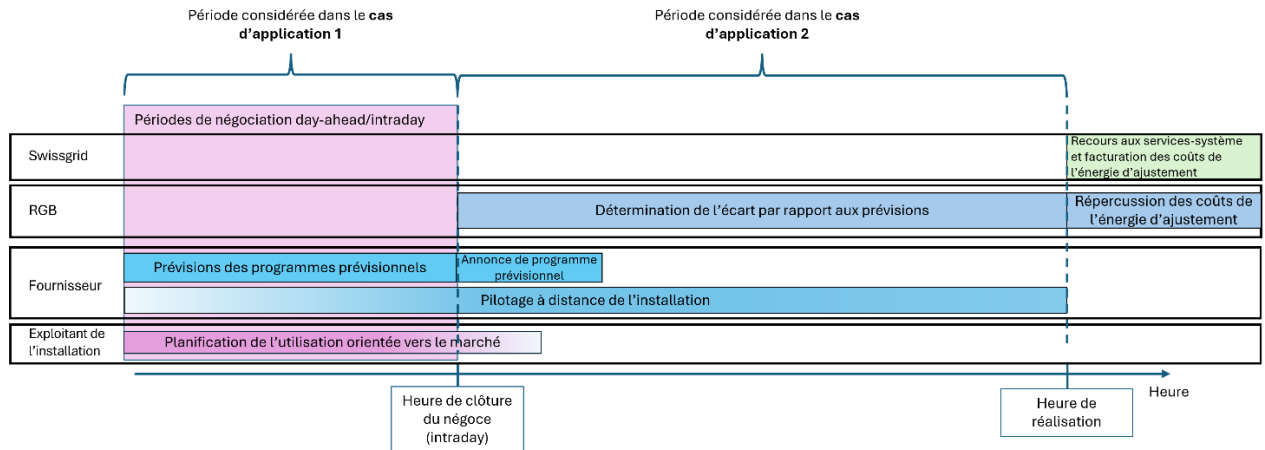


Figure 1: succession temporelle des cas d'application

- (5) Les deux cas d'application peuvent être supplantés par l'utilisation garantie de la flexibilité par le GRD. L'utilisation garantie a toujours la priorité (art. 17c, al. 5, LApEI). Cette priorité pourrait entraîner un conflit d'utilisation, dans la mesure où une utilisation de la flexibilité au service du réseau empêcherait à court terme une utilisation au service du marché et limiterait ainsi l'utilisation commerciale.

3.1 Cas 1: utilisation de la flexibilité des installations PV à partir des signaux de prix du marché day ahead

3.1.1 Conditions réglementaires

- (1) En leur qualité de fournisseurs de base selon l'art. 15 LEnE, les gestionnaires de réseau de distribution ont, dans leur zone de desserte, une obligation de reprise et de rétribution de l'électricité venant d'installations de production affichant ≤ 3 MW ou ≤ 5000 MWh de production annuelle. Les producteurs PV peuvent également vendre leur électricité à un autre fournisseur. À partir de janvier 2026, la rétribution sera basée sur les taux de rétribution convenus contractuellement ou sur le prix de marché de référence pour le photovoltaïque (PMR PV), pondéré en fonction du volume trimestriel au moment de l'injection. Pour les installations < 150 kW, il existe également une rétribution minimale si le PMR PV tombe en dessous de cette valeur. À partir de janvier 2027, le prix du marché horaire ou, à l'avenir, le prix du marché quart-horaire au moment de l'injection sera considéré comme le PMR PV, sauf accord contractuel contraire. Une rétribution minimale sera maintenue pour les installations < 150 kW. Malgré le nouveau mode de calcul du PMR PV, la rétribution minimale continuera d'être comparée au PMR trimestriel. Si celui-ci est inférieur à la rétribution minimale, la différence entre la rétribution minimale et le PMR PV sera versée (cf. consultation sur les modifications dans le domaine de l'Office fédéral de l'énergie, qui entreront en vigueur en juillet 2026).
- (2) Étant donné que le PMR PV trimestriel et la rétribution minimale ne permettent pas d'atteindre la dynamique et la granularité du prix du marché, les exploitants d'installations PV (installations < 150 kW et ≥ 150 kW jusqu'en janvier 2027) ne sont guère incités à adapter leur injection à la situation du marché. Toutefois, en raison du nombre croissant d'heures avec des prix négatifs en été, le PMR PV trimestriel moyen devrait également baisser. Par conséquent, une installation PV qui n'effectue pas d'injection lorsque les prix sont négatifs pourrait bénéficier d'une rétribution plus élevée aux prix du marché day



ahead qu'avec un RMP PV trimestriel pondéré en fonction du volume, malgré la baisse de production qui en résulte.

- (3) Le fournisseur de l'approvisionnement de base ou un fournisseur sur le marché peut également proposer des modèles de rétribution alternatifs aux producteurs PV. Il n'y a aucune obligation de rémunérer le RMP PV pondéré en fonction du volume trimestriel. Au lieu de cela, il peut proposer une rétribution orientée vers le marché et ainsi inciter les producteurs à ne plus effectuer d'injections en cas de prix négatifs. Toutefois, en vertu de la législation en vigueur à partir de janvier 2026, une rétribution alternative ne devrait être possible que pour les installations PV de plus de 30 kW. Pour les installations plus petites, il ne devrait guère être possible de verser une rétribution compétitive en raison du niveau élevé de la rétribution minimale.
- (4) Le fournisseur de l'approvisionnement de base peut vendre l'énergie reprise dans le cadre de l'approvisionnement de base. Toutefois, seuls les coûts de revient ou le prix harmonisé au niveau suisse conformément à l'art. 15, al. 1, LEne peuvent être pris en compte. Dans le cas d'une rétribution alternative, c.-à-d. selon les prix du marché sans prix négatifs, il en résulte toutefois une rétribution supérieure au PMR PV. Ces coûts ne seraient donc pas imputables à l'approvisionnement de base. Ainsi, le fournisseur de base est contraint de vendre sur le marché l'énergie reprise dans le cadre de ce modèle de rétribution. Il récupérerait certes le prix du marché rémunéré, mais il devrait supporter des coûts d'énergie d'ajustement et des frais de gestion qui ne sont pas couverts et qui devraient être imputés au producteur PV dans le cadre du modèle de rétribution.

3.1.2 Mécanisme

- (1) L'objectif est que le producteur PV n'injecte pas son électricité (déduction faite de sa consommation propre) dans le réseau lorsque les prix day ahead sont négatifs ou lorsque le marché n'est pas fermé en cas d'excédents. Pour cela, il doit percevoir une rétribution selon la granularité temporelle de la bourse (actuellement sur une base horaire, à l'avenir sur une base quart-horaire). L'accent est mis sur les installations PV > 30 kW, car les installations plus petites bénéficient d'une rétribution minimale élevée.

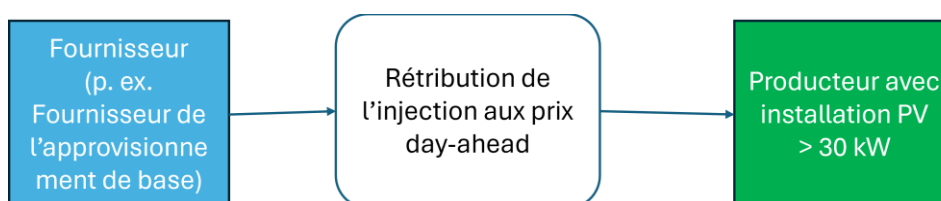


Figure 2: Représentation schématique de la piste de solution d'une rétribution proche du marché avec les acteurs impliqués

- (2) Producteurs et fournisseurs en profitent: si les producteurs d'énergie PV n'injectent rien pendant les heures où les prix sont négatifs, les fournisseurs peuvent s'éviter des coûts parfois très élevés (vente sur le marché pendant les heures où les prix sont négatifs). Le producteur PV peut bénéficier d'une rétribution plus élevée.



- (3) Le producteur PV doit programmer son installation de manière à ce qu'elle n'injecte pas d'électricité dans le réseau en cas de prix négatifs day ahead ou de non-fermeture du marché en cas d'excédents (déjà publiés la veille).
- (4) Dans ses prévisions et ses programmes prévisionnels, le fournisseur doit tenir compte du fait que les producteurs PV avec lesquels il a conclu un accord ne font pas d'injection d'électricité pendant les heures où les prix sont négatifs. Le fournisseur soumet son offre en bourse avec un prix limite sur la base de ses prévisions (par exemple, prix > 0: vendre X kWh d'énergie, prix < 0: ne pas vendre d'énergie). Un fournisseur sans accès direct à la bourse doit déléguer cette tâche à un prestataire de services.
- (5) La difficulté sera de pouvoir prévoir quelle quantité sera réduite par ce biais. La prévision (injection) peut être formulée et améliorée sur la base des données de mesure grâce à un algorithme d'apprentissage automatique. Le fournisseur peut convenir avec le producteur PV, par contrat, que ce dernier lui fournisse les données relatives à sa production et à sa consommation propre.
- (6) Un mécanisme similaire serait également possible sur le marché intraday. Toutefois, cela augmenterait la complexité et, comme mentionné précédemment, n'est pas l'objet du présent document.

3.1.3 Exemple de rétribution

- (1) Un prix négatif de l'électricité à lui seul ne suffira probablement pas à inciter les producteurs à cesser l'injection d'énergie: comme une rétribution est souvent aussi versée pour les garanties d'origine (GO), l'ajustement de l'injection n'est judicieux que lorsque les prix du marché sont inférieurs à zéro, par exemple à -10 CHF/MWh (pour un prix de GO de 10 CHF/MWh, soit 1 c./kWh⁵). Si la valeur de la GO continue de baisser en été, cette valeur sera réduite.
- (2) La figure 3 illustre l'impact du modèle de rétribution sur le rendement du fournisseur en prenant l'exemple d'une installation PV de 600 kWc et des prix du marché au cours de la première semaine de mai 2025. En semaine, les prix oscillent entre 60 et 150 CHF/MWh. Le week-end, ils deviennent très négatifs en raison d'une faible demande et d'une forte production d'électricité l'après-midi. La moyenne pondérée par les prix du marché n'est que de 7,7 CHF/MWh. En ajoutant le prix de la GO, on obtient une rétribution moyenne de 17,7 CHF/MWh et un revenu hebdomadaire de 232 CHF en cas d'injection complète (13,1 MWh). Avec une rétribution horaire et un ajustement de l'injection pendant les périodes de prix spot négatifs, la quantité d'énergie injectée diminue pour atteindre 9,1 MWh. Cependant, le revenu augmente considérablement pour atteindre 673 CHF, car les prix négatifs sont évités.

⁵ Pour faciliter la lecture, tous les prix sont indiqués ici en CHF/MWh ou en centimes/kWh, en partant d'un taux de conversion CHF/EUR de 1:1.



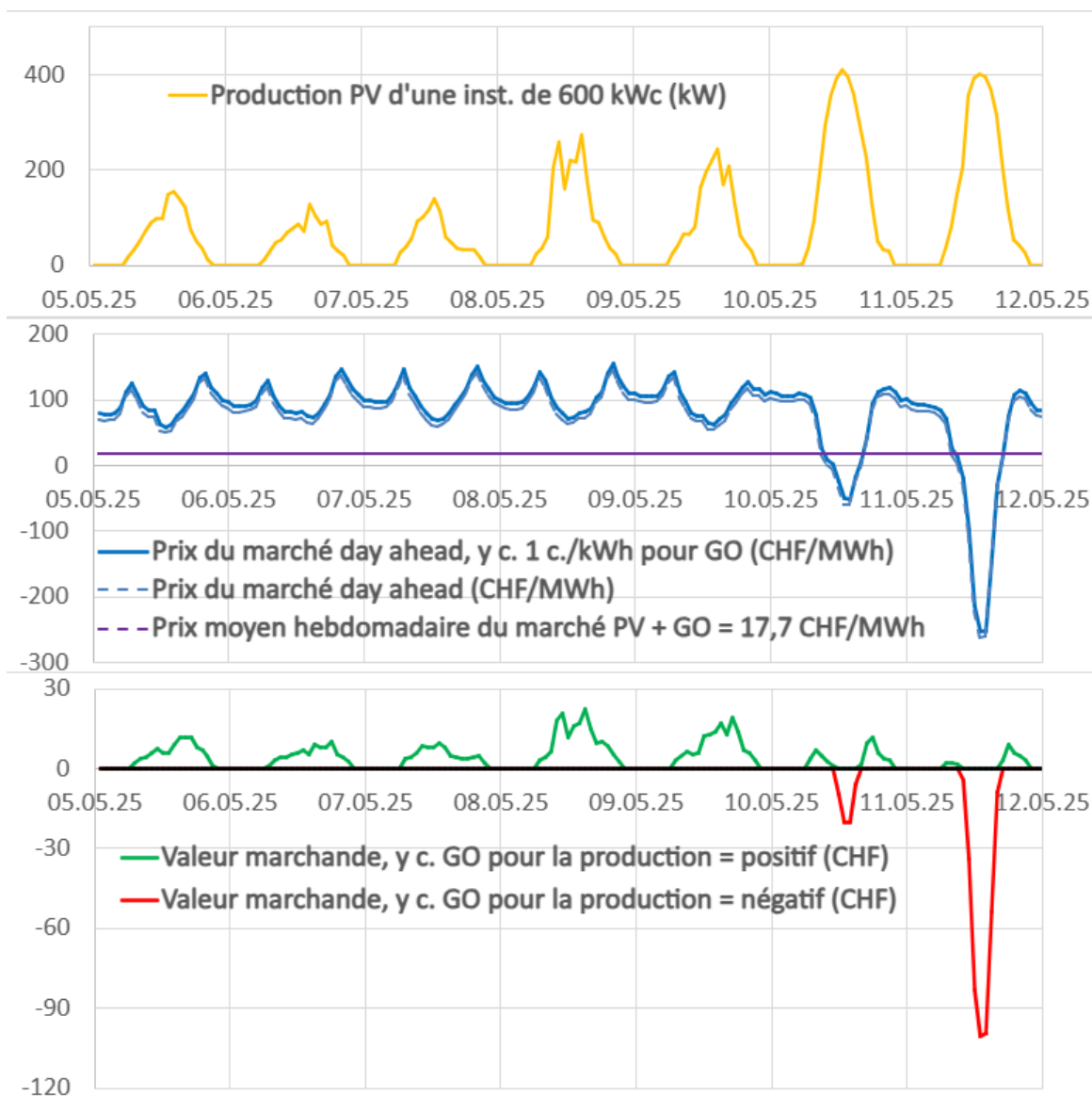


Figure 3: Illustration des revenus sur le marché de la production PV en prenant l'exemple de la première semaine de mai 2025

- (3) Même sur l'ensemble d'une année, le rendement du modèle de rétribution aux prix horaires du marché est plus intéressant pour le fournisseur: en 2024, une installation PV type produisant 1000 MWh/MWc et effectuant l'injection de la totalité de sa production dans le réseau aurait généré des recettes du marché de 46 216 CHF/MWc (sans tenir compte des GO). Si cette installation n'avait pas produit ni injecté d'énergie pendant les 292 heures où les prix du marché étaient négatifs, l'injection aurait chuté à 866 MWh/MWc, mais le revenu annuel généré sur le marché se serait hissé à 49 251 CHF/MWc. Cette différence n'était certes pas encore très marquée en 2024 et serait encore en grande partie atténuée par des prix relativement élevés des GO, mais on peut s'attendre à ce que le nombre d'heures où les prix du marché sont négatifs augmente dans les années à venir et que cet effet d'atténuation de la rétribution pour les GO se restreigne en raison de la baisse des prix de ces dernières. Ces deux effets font augmenter l'incitation financière.



- (4) Les exemples confirment qu'avec une rétribution basée sur les prix horaires du marché, on aboutit à une situation gagnante pour les producteurs d'énergie PV, les fournisseurs et le système global par rapport à une rétribution au PMR PV. Un tel modèle sera particulièrement rentable pour les producteurs PV disposant d'installations de 150 kW ou plus. Cependant, ce modèle de rétribution devrait également constituer une option intéressante pour les producteurs PV disposant d'installations entre 30 et 150 kW, en particulier dans le contexte de prix de plus en plus négatifs. Cela permet de réduire l'excédent d'énergie que les fournisseurs devraient vendre à perte et de verser une rétribution plus élevée aux producteurs. La rétribution totale est ainsi au moins égale ou supérieure, malgré une injection moindre. Dans l'exemple ci-dessus, outre les GO, l'indemnité de gestion, les coûts de l'énergie d'ajustement et les éventuels coûts de la rétribution minimale ne sont pas encore pris en compte. Ces coûts doivent encore être ajoutés au modèle de rétribution.
- (5) Une rétribution basée sur les prix du marché day ahead offre la perspective d'une meilleure rétribution qu'avec le PMR PV. On peut donc supposer que de tels modèles de rétribution seront de plus en plus proposés à partir de 2026.

3.1.4 Conditions techniques

- (1) Le fournisseur a besoin des données de mesure horaires ou quart-horaires de l'injection afin de pouvoir facturer sur la base de valeurs horaires ou quart-horaires. Ces données devraient être disponibles dans la plupart des cas grâce au déploiement des smart meters et en lien avec l'obligation légale en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2018 d'équiper toutes les nouvelles installations de production de ces appareils.
- (2) Pour que l'injection puisse se faire sur la base des signaux de prix du marché, le producteur PV doit recevoir le signal de prix avec une certaine avance. Les signaux de prix peuvent être mis à disposition par son fournisseur (via une API). L'avantage de cette solution par rapport à un organe officiel serait qu'elle permettrait de transmettre d'autres éléments de rétribution (en particulier la rétribution de GO, qui varie selon les fournisseurs). Le producteur disposerait ainsi d'un signal intégrant tous les aspects pertinents qui servirait de base au pilotage automatisé de l'injection.
- (3) Le pilotage peut s'effectuer par le biais d'un système de gestion de l'énergie local ou domestique (HEMS), déjà présent chez la plupart des producteurs d'énergie PV. Cependant, la plupart des HEMS sont actuellement encore principalement conçus pour répondre aux besoins locaux et non pour la communication. Afin de garantir cette dernière, il faut souvent du matériel supplémentaire sur place. Certains fournisseurs travaillent à rendre possible la communication via le cloud (ce qui suppose un accès local à Internet), Mais aucune expérience n'a encore été faite concernant la stabilité, la fiabilité, la disponibilité, la vitesse et la cybersécurité⁶ de cette solution. En principe, c'est au producteur d'énergie PV qu'il incombe de disposer d'un système HEMS.
- (4) Dans la mesure où la communication est garantie, le système HEMS peut prendre en charge le pilotage automatisé de l'installation. Il reçoit le signal de prix, le traite en fonction de seuils paramétrables (p. ex. prix minimum, supplément GO) et, sur cette base, génère des ordres de pilotage en vue de réduire la puissance ou l'injection, ou de couper l'alimentation. Ces ordres sont ensuite transmis à l'onduleur ou à d'autres appareils pilotables grâce à des protocoles de communication standardisés (comme

⁶ À l'avenir, des exigences spécifiques en matière de cybersécurité seront également requises pour les HEMS. Ce thème est traité dans un autre département de l'AES.



Modbus TCP). D'autres possibilités d'interfaces techniques pour les appareils de pilotage sont présentées dans les documents de la branche RR/IPE et AIR.

- (5) La solution la plus évidente consiste à automatiser le pilotage de l'installation PV par le biais du producteur d'énergie PV ou de son système HEMS. En principe, elle pourrait également être pilotée à distance par le fournisseur ou un prestataire de services (p. ex. un agrégateur, un RSS) (cf. chapitre 4.2).
- (6) Une autre exigence de la part du gestionnaire de réseau de transport sera que les installations effectuent des changements d'injection de manière linéaire sur 10 minutes, en commençant 5 minutes avant/après le changement⁷. Ce déroulement (rampe) devrait être techniquement réalisable via un système HEMS. Le réglage/la programmation des rampes devrait être effectué(e) en même temps que la programmation du pilotage des installations selon les prix du marché, car cela évite les retrofits et les coûts supplémentaires pour les producteurs.
- (7) Il convient également de tenir compte du fait que les processus de commutation et de commande pour la régulation de l'énergie (en particulier à cadence élevée) sont source d'usure. Les coûts d'amortissement accrus pour les onduleurs ou les éléments de commutation doivent également être pris en compte dans les accords conclus avec les producteurs d'énergie PV.

3.1.5 Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique

- (1) L'utilisation de la flexibilité des installations PV en faveur du marché nécessite un processus coordonné et automatisé entre les fournisseurs et/ou les prestataires de services et le producteur d'énergie PV. Pour cela, il faut que les informations soient échangées dans les temps et de manière automatisée entre les acteurs et que l'installation soit pilotable d'un point de vue technique. Le tableau 2 en annexe (chapitre 4.3.1) montre le déroulement chronologique des étapes nécessaires.

3.1.6 Recommandation

- (1) Avec les modifications apportées à la loi pour l'électricité, le développement des installations PV et, par conséquent, l'augmentation des quantités injectées et les prix de plus en plus négatifs, il devient économiquement intéressant pour les fournisseurs de proposer un modèle de rémunération basé sur les prix du marché et de vendre l'énergie sur le marché. Cela présente des avantages tant pour les fournisseurs que pour les producteurs: le fournisseur doit vendre moins d'énergie à des prix négatifs sur le marché, ce qui réduit ses pertes et le producteur peut générer un meilleur rendement.
- (2) Toutefois, en raison de la rétribution plus élevée, ce modèle de rétribution n'est pas applicable dans le cadre de l'approvisionnement de base. En cas de reprise avec GO, la rétribution devrait être inférieure au plafond correspondant, ce qui est difficile à estimer à l'avance. Lors de reprise sans GO (et à partir de juillet 2026 en cas de reprise avec GO), le modèle de rémunération basé sur les day ahead dépasserait le PMR PV (probablement à partir de janvier 2027 uniquement pour les installations < 150 kW).
- (3) Il faut donc pouvoir générer un montant suffisamment élevé en évitant les ventes lors de prix négatifs afin de couvrir les coûts de l'énergie d'ajustement et de la gestion. De plus, pour les installations d'une puissance comprise entre 30 kW et 150 kW, les coûts de la rétribution minimale doivent pouvoir être couverts. Tous les coûts doivent être pris en compte dans le modèle de rémunération.

⁷ Transmission Code 2.6 et Annexe 1: Prescriptions générales de groupe-bilan 7.2



- (4) Les producteurs PV avec consommation propre peuvent utiliser eux-mêmes la production non injectée dans le réseau.

3.2 Cas d'application 2: Utilisation de la flexibilité des installations PV en vue de l'optimisation de l'équilibre

3.2.1 Conditions réglementaires

- (1) La base réglementaire pour la conclusion de contrats d'utilisation de la flexibilité est l'art. 17c, al. 1 LA-pEI, qui prévoit que la flexibilité appartient au détenteur de flexibilité, c'est-à-dire au consommateur final, au producteur d'énergie PV ou au gestionnaire d'installation de stockage. Pour utiliser la flexibilité, il faut y accéder par le biais d'un contrat avec le détenteur de flexibilité.

3.2.2 Mécanisme

- (1) L'objectif est que le fournisseur, un prestataire ou le RGB (en fonction de celui qui gère les positions) utilise la flexibilité d'une installation PV pour réduire le besoin en énergie d'ajustement. Pour ce faire, il pilote l'installation de manière ciblée, ce qui permet en premier lieu de réduire ou d'optimiser les coûts de l'énergie d'ajustement que le fournisseur doit payer et qu'il répercute sur les consommateurs finaux. Le système global en profite également, car l'amélioration du programme prévisionnel ou une position des groupes-bilan allant dans le sens de la zone de réglage Suisse permet de réduire l'activation d'énergie de réglage et de mieux garantir la stabilité du système.
- (2) Le contrôle des installations visant à améliorer l'équilibre s'effectue dans le court laps de temps entre la clôture du marché (clôture du négoce sur le marché intraday) et le moment de la réalisation, c.-à-d. en dehors du marché (cf. figure 1).
- (3) Le cas d'application 2 complète l'équilibrage sur le marché intraday et offre la dernière possibilité d'effectuer des ajustements. Le marché intraday est un cadre important, bien établi et conforme au marché, qui permet de négocier la flexibilité et de compenser les changements à court terme. Cependant, il est encore peu utilisé à ce jour.
- (4) Pour que le fournisseur, un prestataire de services ou le RGB puisse améliorer l'équilibre, il doit être en mesure de faire des prévisions dans le bilan global du système.

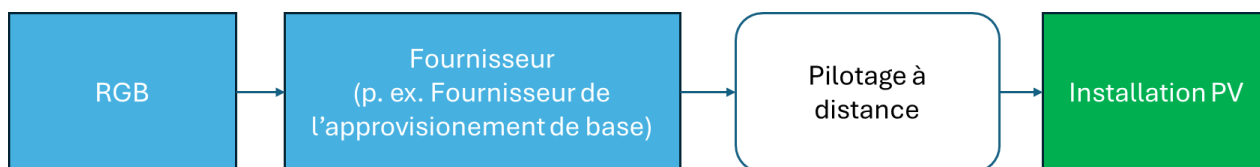


Figure 4: Représentation schématique de la piste de solution d'un pilotage à distance des installations PV avec les acteurs impliqués

- (5) L'amélioration de l'équilibre peut être réalisée aussi bien pour les grandes que pour les petites installations. Toutefois, pour les petites installations (< 150 kW), la rétribution doit être plus élevée, car leurs coûts d'opportunité sont supérieurs en raison de la rétribution minimale (cf. aussi chapitre 2.2.3). De plus, la charge liée à l'accord contractuel par quantité pilotable est plus importante dans le cas de nombreuses petites installations que pour les grandes. Un pilotage de l'installation en vue d'un équilibre amélioré est possible pour les producteurs d'énergie PV aussi bien sans qu'avec consommation



propre. Cependant, le modèle de rétribution est plus simple pour les producteurs PV sans consommation propre.

- (6) Il est possible de piloter soit la production, soit l'injection, la deuxième solution étant évidente et plutôt bien acceptée. Pour éviter des coûts élevés d'énergie d'ajustement, il pourrait toutefois être judicieux, selon la situation, non seulement de porter l'injection à zéro, mais aussi de continuer d'ajuster l'installation elle-même jusqu'à ce que la production soit nulle. Cette option peut être envisagée dans le cadre de la conclusion du contrat. Dans ce cas, le producteur PV réduirait non seulement l'injection, qui n'a généralement pas beaucoup de valeur au moment de l'ajustement, mais aussi sa propre consommation, qui a généralement une valeur nettement plus élevée en raison des coûts d'utilisation du réseau, des taxes et des redevances évités. Cela devrait être pris en compte dans la rétribution, qui devrait être proportionnellement plus élevée.
- (7) Pour pouvoir piloter l'installation, le fournisseur, le prestataire de services ou le RGB doit acquérir le droit de pilotage par le biais d'un accord contractuel avec le producteur d'énergie PV. Ce contrat doit définir les valeurs de référence ou les limites dans lesquelles ce pilotage peut avoir lieu (p. ex. contraintes de temps, quantité d'énergie) et la rétribution correspondante. Souvent, les responsables des services système (RSS) ont déjà accès aux installations de production et aux marchés correspondants. Il peut donc être judicieux que le RSS, en tant que prestataire de services de flexibilités, prenne en charge le contrôle pour le fournisseur ou le RGB, afin qu'ils n'aient pas à établir une troisième connexion pour contrôler l'installation de production.

3.2.3 Exemples de rétribution

- (8) Différentes approches de la rétribution sont envisageables et sont expliquées ci-dessous à titre de suggestion. La difficulté est que, dans de nombreux modèles de rétribution, la valeur d'une quantité d'énergie non produite doit être calculée et rémunérée. La recommandation de la branche AIR contient des propositions appropriées pour le calcul des quantités non injectées. Sur cette base, on peut réfléchir aux modèles suivants:
 - Forfait de flexibilité/rétribution fixe: une des possibilités consiste à proposer une rétribution forfaitaire pour la mise à disposition de la flexibilité, indépendamment de la fluctuation de sa valeur dans le temps ou du nombre de recours. Le forfait, combiné à la rétribution spot, devrait garantir au moins les mêmes revenus que sans pilotage. Avec un forfait, le producteur d'énergie PV peut compter sur des recettes fixes et planifiables, ce qui lui donne une sécurité d'investissement. D'un autre côté, le fournisseur peut simplifier considérablement l'optimisation de l'utilisation de l'installation en définissant un prix fixe pour l'utilisation de la flexibilité. Parallèlement, il doit s'acquitter de coûts même s'il n'utilise pas souvent la flexibilité.
 - Rétribution en fonction des événements lors du recours à la flexibilité: le fournisseur ne verse une rétribution que lorsqu'il fait effectivement appel à la flexibilité. La quantité d'énergie non produite pendant un recours à la flexibilité peut être rétribuée soit sur la base d'un pourcentage du prix day ahead ou intraday, soit sur la base d'un prix fixe au kWh également défini par contrat. Dans ce cas encore, les recettes sont prévisibles dans une certaine mesure pour le producteur d'énergie PV.
 - Partage des bénéfices basé sur la valeur/partage des économies: le producteur d'énergie PV touche une part des coûts de l'énergie d'ajustement évités par le fournisseur, ce qui permet d'orienter la rétribution vers la valeur réelle de la flexibilité au moment où l'on y a recours.



L'économie réalisée par le fournisseur résulte de la différence entre une base de coûts de référence (p. ex. coûts prévisionnels de l'énergie d'ajustement basés sur le déséquilibre sans utilisation de la flexibilité) et les coûts réels de l'énergie d'ajustement une fois la flexibilité utilisée. Il s'agit de calculer un prix si l'énergie d'ajustement est évitée.

- Partage dynamique des économies: pour étendre le modèle de partage des économies, on pourrait envisager une dynamisation du pourcentage de la part de rétribution pour le producteur. Comme le déséquilibre pour le fournisseur et le système n'est pas le même à tout moment, la valeur d'une flexibilité varie en permanence: plus l'écart par rapport au programme prévisionnel est important, plus Swissgrid doit mettre de l'énergie de réglage à disposition. Le prix de l'énergie d'ajustement qui en résulte est calculé sur la base de l'énergie de réglage demandée et augmente avec le déséquilibre du système en raison de l'ordre d'appel de l'offre. Le pourcentage de la rétribution pourrait alors être plus élevé en fonction de la mesure dans laquelle le déséquilibre a pu être réduit à ce moment-là par l'installation.

3.2.4 Conditions techniques

- (1) Pour la mise en œuvre technique, il est impératif que l'installation PV puisse être pilotée à distance. Pour ce faire, le fournisseur, le prestataire de services ou le RGB, peuvent utiliser des interfaces informatiques prévues précisément à cet effet (p. ex. régulateur du parc photovoltaïque avec interface de commercialisation directe). Une analyse de la situation concernant ces interfaces figure dans les documents de la branche RR/IPE et AIR. Les interfaces définies transmettent ensuite les informations à l'onduleur.

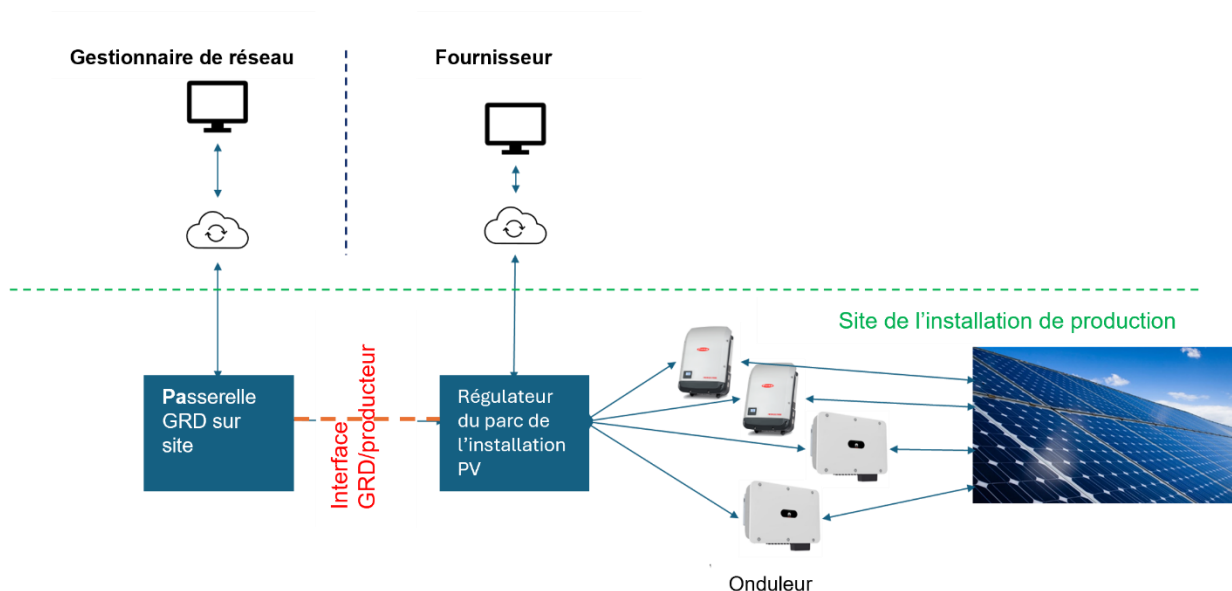


Figure 5: Schéma des ordres de pilotage transmis par le gestionnaire de réseau et le fournisseur aux onduleurs d'une installation PV via différentes interfaces par l'intermédiaire d'un régulateur central du parc

- (2) Une question récurrente est de savoir si le GRD, en tant que fournisseur de l'approvisionnement de base, peut également utiliser le système de commande et de réglage intelligent (SCRipER) (passerelle GRD). À cet égard, il convient de noter qu'une telle application ne constitue pas une utilisation en



faveur du réseau et qu'il existe des exigences élevées en matière d'obligation de séparation des activités (entre autres, aucune information économiquement sensible provenant de l'exploitation du réseau ne peut être utilisée à d'autres fins et, afin d'éviter toute subvention croisée illicite, le GRD doit facturer l'utilisation du SCRipER pour l'approvisionnement de base). Dans la pratique, le respect des obligations de séparation des activités devrait poser des difficultés considérables (par exemple en ce qui concerne la durée d'utilisation des flexibilités). Cela vaut en particulier lorsque le GRD approvisionne également des clients du marché en plus de l'approvisionnement de base. En outre, ces utilisations devraient probablement être régies par des contrats distincts. Afin de garantir le respect des obligations de séparation des activités (dans la mise en œuvre pratique), il est donc recommandé aux GRD, en leur qualité de fournisseurs de l'approvisionnement de base, d'utiliser d'autres systèmes (par exemple, des régulateurs de parc PV) pour contrôler les installations PV de leur clientèle.

- (3) Selon le modèle de rétribution, des capteurs supplémentaires tels que des pyranomètres ou d'autres compteurs peuvent être nécessaires afin d'établir des valeurs de référence pour les quantités d'énergie non produites. Actuellement, cet équipement fait défaut à de nombreuses installations PV. Les charges dépendent du site: pour les installations récentes équipées d'un régulateur central, les charges devraient être plutôt faibles, mais nettement plus importantes pour les installations décentralisées plus anciennes.
- (4) En raison du court laps de temps à disposition pour le pilotage, l'infrastructure choisie devrait être capable de mettre en œuvre des ordres de pilotage en temps réel. Comme base de données et pour un pilotage optimal, le fournisseur, le prestataire de services ou le RGB a besoin des données de production et de consommation propre ayant une base temporelle d'au moins 15 minutes, le mieux étant en temps réel. L'accès à ces données du HEMS du producteur PV doit être convenu contractuellement avec ce dernier.
- (5) Dans la plupart des cas, le fournisseur ou le prestataire de services pilotera l'installation (cf. chapitre 4.2). En principe, il serait également possible pour le producteur d'énergie PV de s'en charger, mais ce serait toutefois plus compliqué et plus coûteux à mettre en œuvre.
- (6) Comme déjà mentionné au chapitre 3.1.4, il convient de tenir compte du fait que les opérations de commutation et de pilotage pour la régulation de l'énergie (en particulier à cadence élevée) sont source d'usure.

3.2.5 Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique

- (1) Contrairement au cas d'application 1, dans lequel le producteur d'énergie PV réagit de manière continue et autonome aux signaux de prix, dans le cas d'application 2, c'est le fournisseur ou le prestataire de services qui intervient selon la situation de manière ciblée. Le tableau 3 en annexe (chapitre 4.3.2) montre la représentation chronologique des processus de coordination et de pilotage nécessaires.

3.2.6 Recommandation

- (1) Il peut être intéressant pour les fournisseurs de proposer aux producteurs d'énergie PV un contrat pour utiliser leur flexibilité afin de garantir l'équilibre des programmes prévisionnels. Cela leur permet de réduire considérablement les coûts de l'énergie d'ajustement et, à l'avenir, d'enregistrer des recettes supplémentaires grâce à un programme prévisionnel en faveur du système.



- (2) Ils peuvent procéder à ce dernier ajustement dans le court laps de temps entre la clôture du marché (clôture du négoce sur le marché intraday) et le moment de la réalisation, après avoir effectué des ajustements à court terme sur les marchés day ahead et intraday.
- (3) Les économies réalisées sur l'énergie d'ajustement doivent au moins compenser les dépenses et les coûts qui en découlent pour le pilotage des installations. Le pilotage doit également être rentable pour les producteurs d'énergie PV, qui doivent être rémunérés pour le manque à gagner lié à la baisse de production. La rétribution doit également être économiquement plus intéressante que si l'installation était uniquement optimisée pour le marché, sinon le producteur d'énergie PV commercialisera sa flexibilité de préférence pour l'optimisation du marché.

3.3 Variantes de conception des cas d'application et considérations détaillées

3.3.1 Recours à la flexibilité des petites installations PV avec rétribution minimale

- (1) La mise en œuvre d'une rétribution des installations PV aux prix du marché day ahead et de leur pilotage en vue d'améliorer l'équilibre est plus simple et plus avantageuse pour les grandes installations > 150 kW. Les installations PV d'une puissance inférieure à 150 kW auront droit à une rétribution minimale à partir de janvier 2026, celle-ci étant toutefois nettement inférieure pour les installations entre 30 et 150 kW par rapport aux installations de moins de 30 kW. Les cas d'application 1 et 2 constituent également une option pour les installations d'une puissance comprise entre 30 et 150 kW. Toutefois, dans un premier temps, ils ne devraient guère présenter d'intérêt pour les installations de moins de 30 kW.

3.3.2 Utilisation en faveur du marché et pilotage de l'injection en vue de garantir l'équilibre dans les installations avec consommation propre

- (1) L'utilisation en faveur du marché ainsi que le pilotage de l'injection en vue de garantir l'équilibre s'appliquent exactement de la même manière aux installations avec consommation propre qu'aux installations sans consommation propre, mais il est plus difficile de prévoir l'injection dans le premier cas. C'est la raison pour laquelle l'accès aux données devrait être réglementé par contrat.
- (2) Pour qu'une installation PV puisse réduire l'injection (et non la production) à zéro, le système de réglage doit disposer d'une mesure au point de fourniture. Le système de réglage peut faire partie d'un système HEMS, se trouver dans un régulateur de parc ou être intégré directement dans l'onduleur.



LIMITATION D'INJECTION AU POINT DE RACCORDEMENT

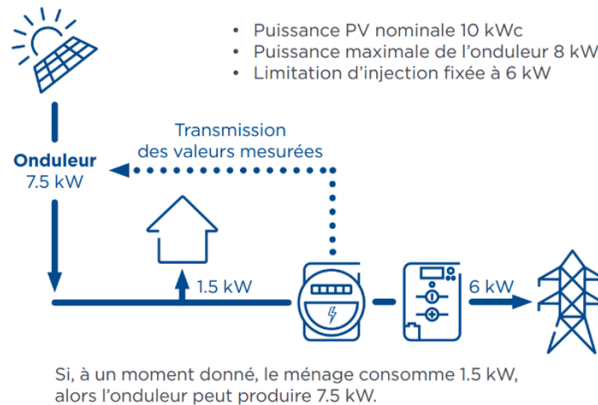


Figure 6: Schéma d'un système de réglage qui régule l'injection (et non la production) (Source: Groupe E)

3.3.3 Utilisation des installations PV en vue de garantir l'équilibre au moyen d'incitations tarifaires

- (3) Outre le pilotage à distance des installations PV par le fournisseur, le prestataire de services ou par le RGB pour minimiser l'énergie d'ajustement, on peut aussi envisager une incitation basée sur les prix. Pour ce faire, le RGB fournit un signal de prix indicatif concernant les coûts de l'énergie d'ajustement afin de provoquer un ajustement des installations PV (ou une injection supplémentaire d'installations déjà ajustées) et d'optimiser l'équilibre chez le fournisseur ou le RGB.
- (4) Afin de ne pas induire de réaction excessive au sein du groupe-bilan (GB) en raison de l'adaptation simultanée des installations PV, il est possible de lancer au sein du (sous-)GB des enchères par tours pour l'adaptation du programme prévisionnel («*ascending clock auction*»)⁸. Dans ce cas, le (sous-)GB envoie des propositions de prix aux producteurs, à la suite de quoi ces derniers répondent qu'ils sont prêts à adapter leurs programmes prévisionnels. Les installations PV sont rétribuées en conséquence pour cette adaptation. Ce fonctionnement suppose une infrastructure technique appropriée pour que les enchères puissent se dérouler de façon automatisée en peu de temps.
- (5) La tarification effective de l'adaptation au sein du GB se base sur les coûts ou prix prévisionnels de l'énergie d'ajustement du RGB. L'avantage de recourir à l'*ascending clock auction* est que le GB ne doit définir que son besoin d'adaptation quantitatif et que la détermination du prix fait partie de l'enchère, les prix du marché (*day ahead*) et les prix attendus de l'énergie d'ajustement posant les limites.
- (6) Avec le passage au modèle à prix unique depuis janvier 2026, l'état global du système peut également être pris en compte afin d'optimiser le GB et, le cas échéant, d'adopter une position favorable au système.
- (7) Le fonctionnement technique du système peut s'inspirer du produit services-système «PV4Balancing»⁹ de Swissgrid. La tarification efficace de la flexibilité représente un avantage dans ce cas.

⁸ Dans le cas d'une *ascending clock auction*, le prix est ajusté (augmenté) à plusieurs reprises sur la base d'un prix de départ en fonction de la révision de programme prévisionnel proposée, jusqu'à ce que l'adaptation de la puissance souhaitée soit atteinte. Cela permet d'éviter une réaction «excessive» des installations PV.

⁹ <https://www.swissgrid.ch/fr/home/newsroom/blog/2025/solaire-comme-ressource-pour-une-exploitation-stable-du-reseau-electrique.html>



- (8) Pour le pilotage des installations PV en vue de garantir l'équilibre, les installations qui disposent déjà d'un modèle de rétribution associé à des prix du marché sont nettement plus intéressantes, c'est-à-dire plus avantageuses, car c'est précisément aux heures de forte production PV que les prix du marché sont bas et que le pilotage entraîne donc moins de désavantages financiers pour les producteurs d'énergie PV.

3.3.4 Utilisation combinée de la flexibilité des installations PV en vue de l'optimisation du marché et de la garantie de l'équilibre

- (1) Une utilisation combinée des installations PV en vue de l'optimisation du marché et de la garantie de l'équilibre (cas d'application 1 et 2) est en principe possible.
- (2) À l'instar de la procédure appliquée sur le marché de l'énergie de réglage, le producteur est rétribué sur le plan du marché de l'électricité pour le programme prévisionnel selon le cas d'application 1, indépendamment du recours dans le cas 2. Le recours dans le cas 2 résulte de la différence entre la valeur prévue selon le cas 1 et le programme prévisionnel effectif.
- (3) Les variantes concrètes de mise en œuvre de cette utilisation combinée sont les suivantes: 1) l'injection serait ajustée sur le marché en raison de prix de l'électricité négatifs, mais revue à la hausse en vue d'optimiser l'énergie d'ajustement, ou elle serait effectuée en cas de prix positifs, mais ajustée pour optimiser l'énergie d'ajustement. 2) l'installation PV pourrait (de manière similaire) être davantage ajustée pour optimiser l'énergie d'ajustement (y compris la part qui était prévue pour la consommation propre). 3) lorsque des incitations en ce sens sont mises en place, il serait envisageable que les installations PV soient partiellement ajustées sur le marché de l'électricité afin de fournir une flexibilité supplémentaire pour optimiser l'énergie d'ajustement: par exemple, si un fournisseur peut piloter 100 MW de puissance PV et que l'installation en produit encore 50 MW en raison de la situation des prix sur le marché day ahead, le fournisseur aurait une double possibilité de pilotage de +/-50 MW pour l'équilibre ou l'optimisation du programme prévisionnel.

3.3.5 Recours combiné à la flexibilité des installations PV pour l'optimisation du marché, l'équilibre et le SDL

- (1) Au-delà de l'optimisation du marché et de l'équilibre, les installations PV peuvent également être utilisées pour les prestations de services-système. Dans ce cas, il convient d'examiner si, afin de réduire la complexité, le pilotage complet de l'installation ainsi que l'optimisation du marché doivent être pris en charge de manière groupée par le prestataire de services (SDV).
- (2) Dans le cas contraire, le prestataire de services doit connaître les seuils de prix de l'ajustement de l'injection basé sur le marché (cas d'application 1) pour chaque installation PV. Cela permet de préparer les enchères pour les prestations de services-système et de procéder à la disposition précise de la quantité que chaque installation PV doit produire.



4. Annexe

4.1 Acteurs et rôles

- (3) Sur le marché de l'électricité, les acteurs assument différents rôles et tâches (cf. MMEE et BC), une entreprise ayant souvent plusieurs rôles. Selon le MMEE, les domaines couverts sont les suivants:
- Tâches dans le modèle de groupe-bilan
 - Tâches dans le modèle d'utilisation du réseau
 - Tâches en relation avec le raccordement au réseau et l'exploitation du réseau
 - Tâches en relation avec la mise à disposition des données de mesure
- (4) Le présent document met l'accent sur les tâches dans le modèle de groupe-bilan, à savoir les tâches dans le cadre de la gestion du bilan d'ajustement. Les rôles et les tâches sont les suivants:
- (5) **Responsable de groupe-bilan (RGB):** les RGB sont responsables vis-à-vis de la société nationale du réseau de transport de trouver le meilleur équilibre possible entre le soutirage et l'injection de leur groupe-bilan au moment de la fourniture et du bon déroulement du programme prévisionnel. Cependant, il est rare qu'un acteur soit seulement RGB: dans de nombreux cas, il est également négociant, RSS, et, le plus souvent, fournisseur.
- (6) **Responsable de services-système (RSS):** dans le cadre de la gestion du bilan d'ajustement, les RSS fournissent des services-système à la société nationale du réseau de transport.
- (7) **Fournisseur:** les fournisseurs se procurent de l'énergie pour approvisionner leurs consommateurs finaux. On en distingue deux types: l'approvisionnement de base et le marché. Le fournisseur de base est aussi tenu de reprendre l'énergie conformément à l'art. 15 LENE, à moins que le propriétaire d'une installation ne vende l'électricité à un autre fournisseur. L'achat pour les consommateurs finaux et la reprise de l'énergie se basent sur des prévisions de consommation et de production. Les points de mesure de chaque consommateur final sont rattachés au fournisseur concerné et à un seul groupe-bilan. Les fournisseurs qui approvisionnent une grande partie des consommateurs finaux dans une zone géographique donnée gèrent généralement leur propre groupe-bilan et, le cas échéant, agissent également en tant que producteurs d'énergie PV. Les fournisseurs plus petits qui ne souhaitent pas gérer leur propre groupe-bilan concluent en général un contrat de prestations avec un RGB.
- (8) **Producteur:** un producteur est propriétaire d'une ou de plusieurs installations ou centrales de production ou de part de centrales. Il peut confier la gestion d'une centrale à un exploitant de centrale. Les producteurs doivent attribuer chacun de leurs points d'injection (= unités de production) à un seul fournisseur, qui est affecté à un groupe-bilan (art. 23, al. 1 OApEI). Les grands producteurs (professionnels) sont souvent aussi des RGB et des négociants afin de pouvoir commercialiser au mieux l'énergie produite.
- (9) **Exploitant de stockage:** un exploitant de stockage exploite un système de stockage avec ou sans consommation finale.
- (10) **Gestionnaire de réseau de distribution:** le GRD exploite le réseau de distribution et peut piloter les IPE en faveur du réseau. Il met les données nécessaires à la disposition des RGB, de la société nationale du réseau de transport, des fournisseurs et des producteurs. En outre, il gère l'attribution des points de mesure aux groupes-bilan, aux RSS, aux fournisseurs et aux producteurs.



4.2 Possibilités de pilotage des installations PV

Cas d'application	Mise en œuvre standard	Variante
1: optimisation sur le marché (day ahead)	Pilotage par le producteur d'énergie PV sur la base des prix du marché	Pilotage par les fournisseurs cf. commercialisation directe
2: optimisation de l'équilibre	Pilotage par les fournisseurs/le prestataire de services	Pilotage par le producteur d'énergie PV sur la base des prix de l'énergie d'ajustement internes aux GB

Tableau 1: Possibilités de pilotage des installations PV dans les cas d'application

4.3 Déroulement des cas d'application

4.3.1 Cas d'application 1

Responsible	Tâche	Collaboration	Rythme
Fournisseur	Conclusion d'un contrat d'injection/de rétribution avec un modèle de rétribution alternatif, y compris les niveaux de prix auxquels l'injection est arrêtée (p. ex. prix day ahead + GO) y compris indemnité de gestion	Producteur d'énergie PV	Avant le lancement du modèle de rétribution alternatif, une seule fois
Fournisseur	Mise à disposition des données: signaux de prix (p. ex. prix day ahead + GO)	Interface avec ses propres données ou Transparency Platform de REGRT-E	Une seule fois
Producteur d'énergie PV	Garantie du traitement automatisé des signaux de prix et pilotage de l'injection	–	Une seule fois
Producteur d'énergie PV	Traitement automatisé du signal de prix et, le cas échéant, ajustement automatisé de l'injection pendant les heures où les prix sont égaux ou inférieurs aux niveaux de prix prédéfinis	–	Tous les jours, la veille
Producteur d'énergie PV	Fourniture des données de mesure pour améliorer les prévisions de réduction potentielle des quantités	Fournisseur (éventuellement GB)	Quotidiennement, si possible en ligne
Fournisseur (éventuellement GB)	Utilisation des données de mesure pour améliorer les prévisions de réduction potentielle des quantités	Producteur d'énergie PV (en tant que fournisseur de données)	Quotidiennement



Fournisseur	Facturation de la production (p. ex. day ahead et GO) et indemnité de gestion	Producteur d'énergie PV	Chaque mois/selon contrat
-------------	---	-------------------------	---------------------------

Tableau 2: Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique, cas d'application 1

4.3.2 Cas d'application 2

Qui	Tâche	Collaboration	Rythme
Fournisseur/ groupe-bilan	Conclusion d'un contrat de pilotage/flexibilité avec des conditions définies	Producteur d'énergie PV	Avant le début de l'utilisation/la conclusion du contrat, une seule fois
Fournisseur/ groupe-bilan	Installation/activation du pilotage à distance (p. ex. via le régulateur du parc, le SCRipER ou l'interface)	Producteur d'énergie PV	Avant la mise en service du pilotage, une seule fois
Producteur d'énergie PV	Fourniture des données de mesure	Fournisseur (éventuellement GB)	Quotidiennement, si possible en ligne
Fournisseur/ groupe-bilan	Élaboration et envoi du programme prévisionnel	GB/Swissgrid	Tous les jours, possibilité d'optimisation en continu également
Fournisseur/ groupe-bilan	Prévisions en continu de la production et de la consommation propre et surveillance des écarts par rapport au programme prévisionnel	-	En continu
Fournisseur/ groupe-bilan	Envoi de l'ordre de pilotage pour la régulation (pour la correction du programme prévisionnel)	Producteur d'énergie PV	Selon la situation/en cas d'écart
Fournisseur/ groupe-bilan	Rétribution de la flexibilité mise à disposition	Producteur d'énergie PV	Chaque mois/selon contrat

Tableau 3: Responsabilités et flux d'informations: représentation chronologique, cas d'application 2

4.4 Installations PV en Suisse (état: 2024)

(1) En Suisse, l'injection d'électricité photovoltaïque est rétribuée selon quatre modèles différents (voir figure 6):

- Rétribution de reprise (obligation de rétribution du GRD): pour environ 90 % de la puissance PV installée, l'électricité injectée dans le réseau est rétribuée par le GRD. Les installations d'une puissance ≤ 3 MW ou d'une production annuelle ≤ 5000 MWh ont droit à une rétribution de reprise (art. 15, al. 2 LEnE).



- Système de rétribution de l'injection (SRI) avec versement par Pronovo: la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) a été introduite en 2009 et transférée dans le SRI en 2018. Toutes les installations ≥ 500 kW et les installations ≥ 100 kW qui ont été intégrées au nouveau système d'encouragement à partir de 2018 doivent commercialiser elles-mêmes l'électricité (commercialisation directe) et touchent en plus une prime d'injection de Pronovo (différence entre le taux de RPC et le prix de marché de référence trimestriel). Au total, 663 MW d'installations PV font aujourd'hui partie du SRI, ce qui correspond à 9,3 % de la puissance PV installée.
- Prime de marché flottante (PMf): introduite en Suisse en 2025 en tant que nouvel instrument d'encouragement, elle est accordée aux installations PV sans consommation propre à partir d'une puissance de 150 kW par le biais d'une procédure d'enchères. Le premier tour d'enchères s'est achevé avec succès le 1^{er} mai 2025 par l'attribution de 5 offres pour une puissance totale de 2,2 MW. Du point de vue de la quantité, de telles installations sont encore négligeables à l'heure actuelle. Les installations qui bénéficient de la prime de marché flottante doivent commercialiser directement leur électricité.
- Les installations > 3 MW ou > 5000 MWh pour lesquelles les GRD n'ont pas d'obligation de rétribution et qui ne bénéficient pas du SRI ou de la prime de marché flottante sont négligeables (du point de vue de la puissance).

	Situation fin 2024	Nombre d'installations	Puissance (MW)	Dont SRI (MW)	Dont SRI (%)
<30	<30kW	250'997	2'977	78.3	2.6
<150	30kW-150kW	27'912	1'672	175.4	10.5
≥ 150	≥ 150 kW	6'758	2'490	408.9	16.4
	Total	285'667	7'139	663	9.3

Tableau 4: Nombre et puissance de toutes les installations PV en Suisse, ainsi que les installations soumises à une rétribution dans le cadre du SRI^{10,11}

¹⁰ <https://opendata.swiss/fr/dataset/elektrizitatsproduktionsanlagen>

¹¹ <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/retribution-de-injection.html/>

