Livre blanc mars 2026

Intégration du photo-voltaïque compatible avec le système

swissgrid

Sommaire

Introduction 3

Résumé 5

Situation initiale et approche 8
Situation initiale 8
Problématique et approche 9

Défis 11
Réseau et exploitation du système 11
Marché et groupes-bilan 12
Prosommateurs et propriétaires d'installations 13
Conclusion intermédiaire sur les défis 13

Champs d'action 14

Mesures 15
Mesures du champ d'action Exploitation (du système) 15
Mesures du champ d'action «Économie énergétique et marché» 18
Mesures du champ d'action «Prosommateurs et propriétaires d'installations» 21
Mesures du champ d'action «Infrastructure de réseau» 23
Mesures du champ d'action «Pilotabilité et incitations» 26
Mesures du champ d'action «Données» 27

Mise en œuvre et conclusion 28

Liste des abréviations 30

Introduction

En tant que société nationale du réseau de transport, Swissgrid est responsable de l'exploitation non discriminatoire, fiable et performante du réseau de transport. Swissgrid pose ainsi les bases essentielles à un approvisionnement sûr en électricité en Suisse. Même si aucune installation photovoltaïque n'est directement raccordée au réseau de transport[1] en Suisse, l'injection de courant provenant d'installations photovoltaïques connaît une croissance rapide et influence le système électrique à de nombreux égards. Swissgrid doit coordonner ces interactions. La conversion du parc de centrales électriques, consistant à délaisser les grandes centrales au profit de nombreuses petites installations décentralisées et basées sur des onduleurs, a également des répercussions importantes sur le comportement du système électrique.

Afin que Swissgrid puisse garantir à tout moment et pour les années à venir une exploitation sûre et fiable du réseau de transport, il est essentiel que le développement du photovoltaïque en Suisse (indépendamment du niveau de réseau) soit compatible avec le système ou vienne le soutenir. Swissgrid s'engage à intégrer le photovoltaïque afin de permettre la mise en œuvre de la stratégie énergétique côté réseau, de minimiser les coûts de développement du réseau et de garantir durablement la stabilité du système.

En complément des initiatives déjà en cours au sein de la branche suisse de l'électricité, et axées principalement sur l'adaptation à court terme des processus et des réglementations (p. ex. documents de la branche), Swissgrid a donc pris l'initiative de rédiger le présent livre blanc. Ce dernier vise à mener une réflexion systémique globale autour des défis liés à l'intégration des installations photovoltaïques en conformité avec les valeurs cibles de la loi sur l'électricité, et de proposer les mesures (à long terme) nécessaires à une mise en œuvre réussie dans une perspective systémique.

Ce livre blanc, intitulé «Intégration du photovoltaïque compatible avec le système», est censé produire une impulsion et amorcer la discussion de tous les acteurs concernés sur le thème du développement et de l'intégration du photovoltaïque en Suisse. Les mesures proposées contri-

[1] Le réseau de transport suisse – également appelé réseau à très haute tension – constitue le niveau de réseau 1 et est généralement exploité aux niveaux de tension 220 kV et 380 kV. Pour être raccordée directement au réseau de transport, une installation de production doit avoir une puissance d'au moins 150 MVA.

buent à l'adaptation des processus et des directives au sein de la branche de l'électricité, et constituent des recommandations pour les décideurs politiques et les autorités.

La procédure sélectionnée s'est concentrée sur la création d'un groupe d'experts temporaire sous la direction de Swissgrid. Ce groupe d'experts est composé d'une sélection de spécialistes issus de la branche suisse de l'énergie, qui disposent d'une vaste expérience dans l'intégration d'installations photovoltaïques. Les membres incarnent différentes perspectives et fonctions au sein du système énergétique (par exemple, gestionnaires de réseau de distribution, responsables de groupe-bilan[2], acteurs du marché, représentants de la branche photovoltaïque), tout en partageant leur expertise et leur point de vue propres. Toutefois, ces experts ne sont pas intervenus en tant que représentants officiels de leur entreprise respective (en d'autres termes, le présent document ne reflète pas nécessairement le point de vue officiel de leurs organisations).

La rédaction du présent document n'aurait pas été possible sans la collaboration constructive, respectueuse et ouverte des expert(e)s.

Expert(e)	**Poste**	**Organisation**	**Perspective**
Dr. Christof Bucher	Professeur chargé des systèmes photovoltaïques	Haute école spécialisée bernoise	Recherche photovoltaïque
Dr. Turhan Demiray	Research Director	Centre de recherche sur les réseaux	Recherche réseaux
Dr. Andreas Ebner	Managing Director Business Unit Grid Planning and Projects	BKW	Réseau de distribution
Matthias Egli	Gérant	Swissolar	Branche photovoltaïque
Holger Feser	Senior Originator	Alpiq	Régulation, marché
Thomas Reinthaler	Head of National & International Relations	Swissgrid	Réseau de transport
Alice Scho-Freise	Head Dispatching & Balancing	Axpo	Groupe-bilan

[2] Un groupe-bilan est une entité virtuelle constituée à des fins comptables. Chaque point d'injection et de soutirage suisse (p. ex. les centrales électriques et les consommateurs finaux) est affecté à un seul groupe-bilan, qui est géré par un responsable de groupe-bilan (RGB). Un groupe-bilan permet de regrouper et de comptabiliser toutes les injections et tous les soutirages, ainsi que les transactions énergétiques.

Résumé

La Suisse se trouve en pleine transformation de son système énergétique. Dans ce contexte, le photovoltaïque est devenu un pilier du mix électrique suisse qui doit jouer un rôle clé dans la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050. Avec une puissance photovoltaïque nouvellement installée d'environ 1,8 gigawatt (GW) en 2024 et une puissance totale cumulée d'environ 8 GW, les installations photovoltaïques ont fourni environ 10% de la consommation d'électricité suisse en 2024. En 2025, cette part devrait atteindre 14%.

Cependant, le développement rapide du photovoltaïque s'accompagne de défis considérables, car son intégration dans le système électrique suisse n'a pas encore fait l'objet d'une approche globale. Ces défis sont encore renforcés par la structure très décentralisée des installations photovoltaïques (majoritairement des petites et moyennes installations sur les toits) et par la forte fragmentation de la branche suisse de l'électricité. Les défis à relever concernent notamment la garantie de l'exploitation du système, le raccordement au réseau, le développement et la planification à long terme du réseau, la rentabilité et l'intégration des installations photovoltaïques au marché, la disponibilité des données ainsi que les besoins en flexibilité et en stockage.

Au vu des processus et des conditions générales actuels, il est difficilement envisageable d'intégrer jusqu'à 40 GW[3] de puissance photovoltaïque installée dans le système électrique suisse.

Swissgrid a donc pris l'initiative de rédiger le présent livre blanc afin d'élaborer des mesures permettant une intégration du photovoltaïque compatible avec le système.

À partir des défis identifiés et des champs d'action définis, Swissgrid propose un ensemble complet de mesures qui abordent différents horizons temporels, acteurs et niveaux de détail. Seule une interaction cohérente entre les directives, les signaux du marché, les incitations et les processus permettra d'intégrer jusqu'à 40 GW de puissance photovoltaïque installée.

Nous présentons ci-dessous une sélection de quelques mesures clés proposées:

- **Exploitation sûre du système:** même avec la suppression des grandes centrales et la décentralisation de la production d'électricité, Swissgrid doit disposer à tout moment de moyens suffisants pour garantir une exploitation sûre du système (maintien de la fréquence, maintien de la tension, stabilité dynamique). La masse rotative (stabilisante) supprimée doit être compensée par d'autres installations. Il convient d'examiner si elle peut être partiellement fournie par la production et le stockage décentralisés eux-mêmes. Pour ce faire, il convient d'établir des conditions générales appropriées pour ces installations (par exemple des exigences minimales et des paramètres standard).

  En outre, il est nécessaire d'établir des directives uniformes (y compris une mise en œuvre efficace) pour les installations photovoltaïques, notamment autour de leur comportement en cas de perturbations de la communication, de coupures de réseau, et aussi de la cybersécurité.

- **Raccordement réduit au réseau:** il n'est pas pertinent de dimensionner le réseau électrique pour la totalité de la puissance photovoltaïque installée (jusqu'à 40 GW), que ce soit sur le plan technique ou économique. Les gestionnaires de réseau de distribution doivent pouvoir convenir, contre indemnisation, d'une plus vaste[4] réduction à long terme de la puissance de raccordement au réseau. La limitation est effectuée au point de raccordement au réseau, et le propriétaire de l'installation peut consommer lui-même ou stocker l'énergie qui ne peut pas être injectée dans le réseau. Grâce à cette mesure, l'énergie n'est pas «gaspillée». Même en réduisant le raccordement au réseau à 50% de la puissance photovoltaïque installée, cela représente seulement 15% d'énergie ne pouvant pas être injectée dans le réseau au cours de l'année.

[3] Les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN, publiées en 2021, prévoient déjà une puissance photovoltaïque installée de 37,5 GW dans le scénario ZERO Basis pour 2050.

[4] La réglementation légale actuelle, associée au document de branche de l'AES, permet de limiter le raccordement au réseau à 70% de la puissance CC installée de l'installation photovoltaïque.

- **L'injection suit les signaux du marché:** la manière et le lieu d'utilisation ou de vente de l'électricité produite par les installations photovoltaïques doit être choisis en fonction du marché, c'est-à-dire en réaction à l'offre et à la demande. Si le prix du marché est négatif, il ne doit pas y avoir d'incitation financière pour l'injection. Afin de positionner au mieux l'injection photovoltaïque sur le marché, il semble que la variante la plus appropriée consiste à remplacer l'obligation actuelle d'achat par le fournisseur local de l'injection photovoltaïque par l'obligation pour l'exploitant de l'installation de désigner un commercialisateur. L'optimisation de la consommation propre et de la consommation locale (par exemple, regroupement pour consommation propre [RCP] et communauté électrique locale [CEL]) doivent être des sources de revenus centrales pour les installations photovoltaïques. La commercialisation de la flexibilité (c'est-à-dire l'adaptation de la production et de la consommation du prosommateur[5]) est une autre source essentielle qui devrait à l'avenir contribuer davantage à l'amortissement de l'installation.

- **Concentration sur la capacité plutôt que sur la maximisation du rendement annuel:** alors que la production d'électricité est déjà suffisante à certaines heures (notamment en été), il est impossible de prévoir un excédent structurel de production en Suisse en hiver, même à long terme. Si le photovoltaïque doit aussi contribuer en hiver de manière significative à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, la capacité photovoltaïque installée (kWc) doit continuer à augmenter – comme le prévoit la stratégie énergétique 2050 – même si chaque kilowattheure (kWh) d'électricité photovoltaïque produit n'est pas nécessaire à tout moment. Les incitations à l'augmentation de la capacité doivent donc être dissociées des incitations à l'exploitation (à savoir quand et comment l'installation est exploitée).

- **Seules les installations flexibles sont des installations d'avenir:** en raison de l'augmentation du nombre d'installations photovoltaïques alimentant le réseau au même moment et de la rémunération orientée vers le marché, les recettes liées à l'injection diminuent, voire deviennent négatives, notamment pendant les périodes de forte production photovoltaïque (midi des mois d'été). Pour que les installations photovoltaïques restent rentables à l'avenir, elles doivent pouvoir réagir de manière flexible aux prix et aux conditions générales du système et du réseau. Pour y parvenir, l'idéal consiste à combiner un stockage et/ou des consommateurs flexibles behind-the-meter (prosommateurs), sans oublier un système de gestion de l'énergie et de la puissance. La flexibilité des installations photovoltaïques ne sera donc pas une option à l'avenir, mais un prérequis.

- **La coordination et l'échange de données sont essentiels pour exploiter la flexibilité:** l'augmentation de la flexibilité décentralisée disponible nécessite un processus de bout en bout défini de manière uniforme pour accéder aux flexibilités et échanger les données nécessaires à cet effet. Cela s'avère indispensable pour prioriser les types de flexibilité, la transmission («mise en cascade») de l'appel de flexibilité entre les différents acteurs et gérer l'interface avec le propriétaire de l'installation. L'attribution de la flexibilité doit être fondée sur le marché et prendre en compte les limitations techniques du réseau. Pour la mise en œuvre, une plateforme centrale de flexibilité dotée d'un mécanisme de coordination semble être la variante la plus appropriée. La mise en œuvre concrète d'une telle coordination locale de la flexibilité est à l'étude dans le cadre du projet pilote «Coordination TSO-DSO».

[5] En installant un système photovoltaïque, les consommateurs deviennent également des producteurs («prosommateurs»)

Aperçu des mesures clés

Même en cas de production décentralisée, il faut des moyens d'exploitation suffisamment sécurisés pour maintenir la stabilité du système.

La rétribution de l'injection doit suivre les signaux du marché. Les subventions doivent être axées sur la capacité (kWc).

Installations photovoltaïques «viables» = combinaison avec un accumulateur et/ou une consommation flexible behind-the-meter (prosommateur).

Le raccordement au réseau pour couvrir 100% de la puissance installée de l'installation photovoltaïque n'est pas pertinent ⟶ réduction de la puissance de raccordement au réseau.

Une capacité installée suffisante est nécessaire pour l'approvisionnement. Mais pas chaque kilowattheure d'électricité produit à tout moment.

Besoin de coordination pour une flexibilité décentralisée: les acteurs doivent recevoir les données nécessaires en temps utile. Y compris le mécanisme de priorisation et de mise en cascade.

Ces mesures, ainsi que les recommandations d'action détaillées dans le livre blanc, doivent inciter les acteurs concernés, des propriétaires d'installations aux institutions politiques et aux autorités, à faire progresser en toute sécurité le développement et l'intégration du photovoltaïque dans le système global.

Source: BKW

Situation initiale et approche

Situation initiale

Importance du photovoltaïque dans le mix électrique suisse

La Suisse se trouve en pleine transformation de son système énergétique. À cet égard, l'intégration d'installations photovoltaïques décentralisées, qui connaissent une croissance importante et rapide, est un élément central de la stratégie énergétique 2050. Au cours des dernières années, le photovoltaïque est passé d'une technologie de niche à un pilier de l'approvisionnement en électricité en Suisse. En 2024, un nouveau record a été atteint pour les installations neuves, avec une puissance PV nouvellement installée d'environ 1800 mégawatts (MW). Ainsi, la puissance photovoltaïque installée cumulée est passée à 8170 MW fin 2024, soit 8,17 gigawatts (GW). Cela équivaut pratiquement au niveau du pic de demande actuel, le «peak load», de la Suisse en été (environ 7 à 8 GW).

En 2024, la production annuelle d'électricité issue du photovoltaïque s'élevait à environ 6 000 gigawattheures (GWh), soit environ 10% de la consommation d'électricité en Suisse. En 2025, cette part devrait atteindre 14%.

En 2025, le nombre d'installations photovoltaïques en Suisse a dépassé la barre des 300 000. La Suisse se caractérise par la prédominance des petites et moyennes installations sur les toits. La taille moyenne de toutes les installations photovoltaïques installées est d'environ 25 kilowatts (kW). La médiane se situe autour de 11 kW. Environ 40% de la production d'électricité photovoltaïque est assurée par des installations de moins de 30 kW.[6]

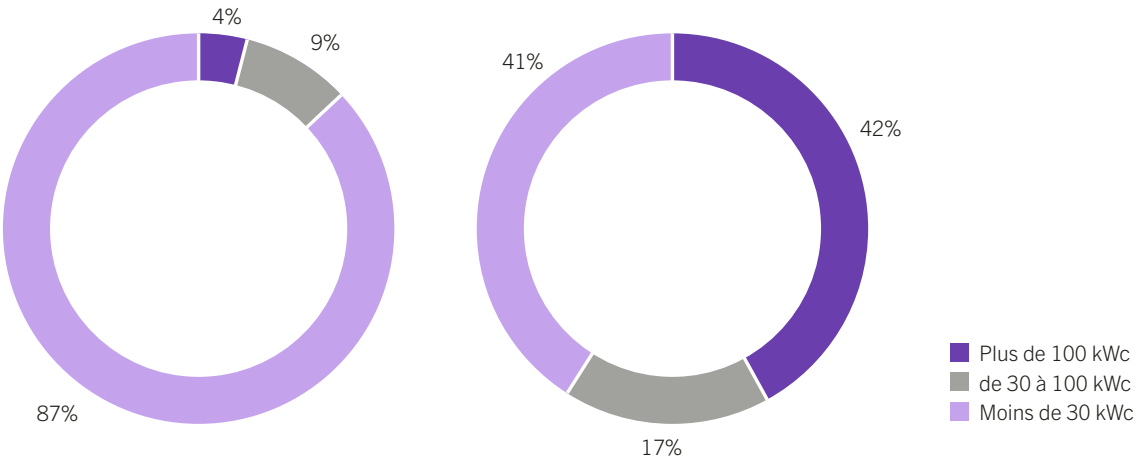
La part des installations photovoltaïques avec stockage sur batterie est également en constante augmentation. Pour les nouvelles installations photovoltaïques, il est désormais habituel d'intégrer un stockage sur batterie.

Conditions générales politiques et légales

Le 9 juin 2024, la population suisse s'est prononcée à près de 70% en faveur d'une nouvelle législation sur l'électricité («Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables»). Cette loi fixe des objectifs contraignants et ambitieux de développement des énergies renouvelables:

- **D'ici à 2035:** au moins 35 térawattheures (TWh) d'électricité par an provenant de nouvelles énergies renouvelables (hors énergie hydraulique)
- **D'ici à 2050:** 45 TWh d'électricité par an provenant de nouvelles énergies renouvelables (hors énergie hydraulique). Selon les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN, environ 80% de cette énergie devrait provenir du photovoltaïque (environ 34 TWh). Cela implique une puissance photovoltaïque installée de 37,5 GW[7]

Nombre et puissance installée des installations photovoltaïques par taille



Nombre d'installations photovoltaïques
par catégorie de puissance

Puissance photovoltaïque installée
par catégorie de puissance

[6] Source: Évaluation par Swissgrid de la banque de données Pronovo en mai 2025
[7] Voir le document OFEN, 2021 Perspectives énergétiques 2050+ – Rapport technique p. 318: Scénario ZERO Basis; puissance photovoltaïque installée 37,5 GW

La loi prévoit de nombreuses mesures pour atteindre les objectifs:

- **Dispositifs de subventions:** les subventions existantes telles que la rétribution unique et la rétribution du courant injecté sont prolongées et harmonisées au moins jusqu'en 2035. La rémunération de l'injection d'électricité solaire est indexée sur le prix du marché, mais aussi combinée à une rémunération minimale.

- **Regroupements virtuels dans le cadre de la consommation propre (RCPv):** depuis 2025, plusieurs ménages ou entreprises peuvent regrouper virtuellement leurs compteurs d'électricité afin d'optimiser leur consommation propre.

- **Communautés électriques locales (CEL):** depuis 2026, les CEL peuvent utiliser le réseau public à des tarifs réduits d'utilisation du réseau pour s'approvisionner mutuellement en électricité autoproduite.

- **Obligation d'installations solaires:** les nouvelles constructions de plus de 300 m^2 de surface de bâtiment imputable sont soumises à l'obligation d'installations solaires (photovoltaïque ou solaire thermique).

Conformément à ces directives politiques, il faut s'attendre à un développement très dynamique des capacités photovoltaïques en Suisse. Selon les prévisions de croissance actuelles, la puissance photovoltaïque installée devrait presque tripler au cours des dix prochaines années.

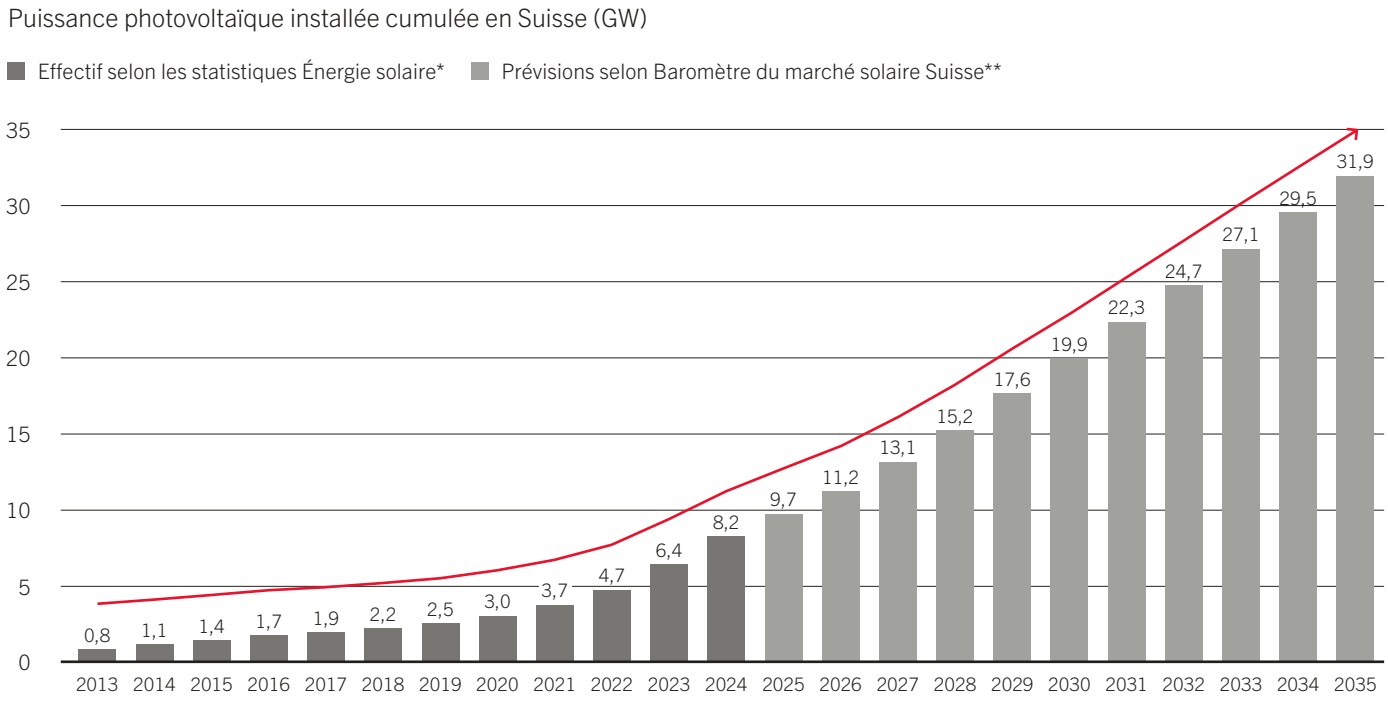
Le 26 novembre 2025, le Conseil fédéral a approuvé les révisions partielles de l'ordonnance sur l'énergie et de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables. Ce document fixe notamment les objectifs intermédiaires du développement de la production d'électricité renouvelable en Suisse d'ici à 2030. Pour le photovoltaïque, un objectif de 18,7 térawattheures (TWh) a été défini pour 2030, ce qui confirme l'ordre de grandeur des objectifs de capacité mentionnés ci-dessus.

Problématique et approche

La forte croissance de la capacité photovoltaïque est à la fois réjouissante et nécessaire dans la perspective de la mise en œuvre de la stratégie énergétique 2050. Toutefois, elle s'accompagne de défis considérables liés à l'intégration du photovoltaïque dans le système électrique suisse, car aucune solution optimale n'a été trouvée pour le moment. Ce défi est encore renforcé par la structure très décentralisée des installations photovoltaïques (majoritairement des petites et moyennes installations sur les toits) et par la fragmentation de la branche de l'électricité en Suisse.

Les défis concernent notamment les aspects suivants:
- Garantie de l'exploitation du système malgré la diminution du nombre de grandes centrales «classiques» en Europe et la réduction de la masse rotative et stabilisante associée dans le système
- Raccordement au réseau, développement du réseau et planification à long terme du réseau (notamment dans le réseau de distribution)

Développement du photovoltaïque en Suisse



* Office fédéral de l'énergie (OFEN): statistiques de l'énergie solaire 2024, juillet 2025.
** Swissolar: Baromètre du marché solaire Suisse 2024 - Développements, tendances et perspectives du marché photovoltaïque suisse, novembre 2024.

Objectif

Le présent livre blanc vise à proposer des solutions à la question suivante:

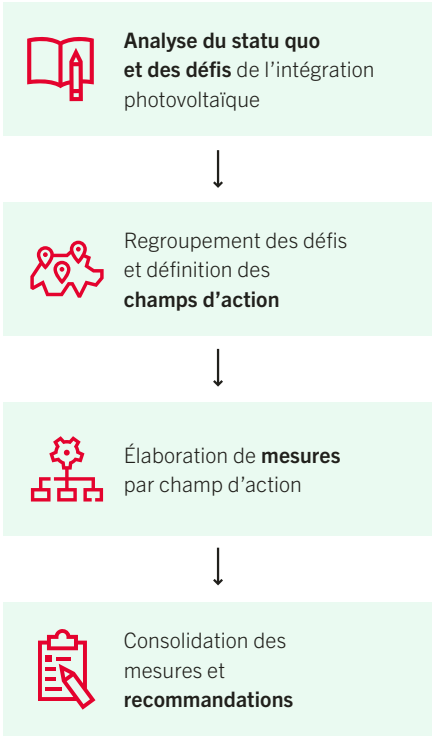
«Comment pouvons-nous **établir des conditions générales** (techniques, réglementaires, économiques, organisationnelles) pour **intégrer de manière sûre et durable dans le système électrique suisse** les objectifs de développement fixés par la «Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables» (priorité au photovoltaïque)?»

- Rentabilité et intégration au marché
- Disponibilité des données et processus de prévision
- Besoin en flexibilité et en stockage, notamment pour couvrir les besoins en électricité en hiver
- Harmonisation réglementaire et adaptation des processus

Approche

Le groupe d'experts a suivi les étapes suivantes.

Approche pour élaborer le livre blanc



Analyse de la situation actuelle (défis et causes)

Une analyse complète de la situation initiale actuelle a permis d'identifier **les défis existants** liés à l'intégration des installations photovoltaïques dans le système énergétique suisse. En outre, les causes de chaque défi ont également été examinées.

Définition des champs d'action

Au total, six champs d'action ont été définis à partir des conclusions relatives aux défis (cf. chapitre Champs d'action).

- **«Exploitation (du système)»**
- **«Économie énergétique et marché»**
- **«Prosommateurs et propriétaires d'installations»**
- **«Infrastructure de réseau»**

À cela s'ajoutent les deux champs d'action prévalents que sont **la «pilotabilité et les incitations à utiliser la flexibilité» et les «données».**

Développement de mesures par champ d'action

Au cours d'une étape suivante, le groupe d'experts a développé des solutions concrètes pour chaque champ d'action, avec différents horizons de mise en œuvre (du court au long terme). Au vu de la nécessité à long terme d'intégrer le photovoltaïque, le groupe d'experts n'a pas tenu compte du cadre légal actuel, c'est-à-dire qu'il a délibérément inclus des mesures nécessitant une adaptation du droit existant.

Consolidation des mesures

En conclusion, le groupe d'experts a consolidé les mesures de manière à ce que la somme des mesures proposées soit cohérente ou non contradictoire, et qu'elle donne une vue d'ensemble possible et viable qui permette une intégration compatible avec le système d'un grand nombre d'installations photovoltaïques en Suisse. Cette vue d'ensemble est exposée dans le présent livre blanc. Elle doit contribuer aux discussions en cours sur l'adaptation des processus et des directives au sein de la branche de l'électricité, et servir de recommandation aux décideurs politiques et aux autorités.

Défis

L'intégration du photovoltaïque dans le système électrique suisse soulève de nombreux défis. Ceux-ci peuvent être classés en trois catégories principales: réseau et exploitation du système, marché et groupes-bilan, prosommateurs et propriétaires d'installations.

Réseau et exploitation du système

Le développement rapide des installations photovoltaïques décentralisées pose des défis considérables aux gestionnaires de réseau[8]. Les réseaux traditionnellement conçus pour une production centralisée à grande échelle doivent désormais gérer des flux de charge bidirectionnels et des schémas d'injection et de prélèvement très fluctuants.

Raccordement au réseau et développement du réseau

L'obligation absolue de raccordement et d'achat actuellement en vigueur[9] oblige les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) à dimensionner leur infrastructure de réseau en fonction des injections maximales. La réglementation légale sur l'utilisation de la flexibilité garantie par les GRD au service du réseau, adoptée en 2026, permet de réduire la puissance de raccordement au réseau des installations photovoltaïques à 70% et constitue un pas important dans la bonne direction. Toutefois, en raison de l'absence de garanties en matière de raccordements flexibles et de limites d'injection dynamiques, le développement du réseau reste nécessaire pour répondre à certains besoins seulement quelques heures par an. En parallèle, le développement du réseau est nettement plus lent que celui du photovoltaïque. En effet, les longues procédures d'autorisation, les nombreuses démarches administratives et les obstacles liés à l'aménagement du territoire pour les réseaux contrastent avec l'augmentation rapide des installations photovoltaïques, dont l'installation n'est qu'en partie soumise à déclaration, dans l'objectif d'une mise en œuvre rapide de la stratégie énergétique.

Possibilités d'accès et commande d'urgence

Aujourd'hui, bon nombre d'installations photovoltaïques ne peuvent pas être commandées à distance ou leur pilotabilité n'est pas suffisamment exploitée.

La commande d'urgence du GRD côté réseau est importante pour éviter les pannes de courant locales. Cependant, de nombreux obstacles se dressent lors de la mise en œuvre:

- Un paysage de gestionnaires de réseau fortement hétérogène et fragmenté en Suisse
- Aucune obligation de mise en œuvre de la commande d'urgence pour les GRD
- Absence de communication standardisée entre l'installation photovoltaïque (ou le système de gestion de l'énergie) et le GRD
- Absence de mise en cascade standardisée de la commande d'urgence entre les gestionnaires de réseau
- Absence d'application technique de la réglementation légale selon laquelle la flexibilité garantie au service du réseau supplante tous les autres signaux de flexibilité[10]

De plus, la commande d'urgence du GRD côté réseau n'est ni conçue ni adaptée pour rendre exploitable la flexibilité des installations photovoltaïques. Il est également important de souligner l'absence actuelle d'une interface standardisée permettant aux différents acteurs et appareils de communiquer entre eux.

Flexibilité

Conformément à la base légale, la flexibilité d'un prosommateur peut être exploitée par différents acteurs (GRT, GRD, fournisseur et agrégateur). Sans une coordination suffisante, les activations risquent d'être contradictoires ou multiples, en l'absence d'une répartition claire des rôles et d'une définition des priorités. Il n'existe pas non plus de cascade établie pour transmettre les demandes de commande entre les gestionnaires de réseau et l'exploitant de l'installation.

Exploitation du système

Le démantèlement des grandes centrales électriques conventionnelles entraîne une diminution de la masse rotative dans l'ensemble du système électrique, alors que la masse rotative assure de manière inhérente une stabilisation du système grâce à son inertie. La perte de cette inertie, qui va de pair avec l'arrêt des grandes centrales, n'est pas encore suffisamment compensée par des sources alternatives. Actuellement, il n'existe pas de marché avec des incitations financières pour l'inertie ni d'exigences contraignantes pour les (petites) installations.

[8] En tant que société nationale du réseau de transport, Swissgrid est propriétaire et gestionnaire du réseau de transport (GRT) (niveaux de tension 220 kV et 380 kV). Les réseaux électriques à plus basse tension sont gérés par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD). Dans le présent document, le terme «gestionnaire de réseau» fait référence à la fois au GRT et aux GRD. Dans le cas contraire, les rôles (soit GRT, soit GRD) sont explicitement mentionnés.

[9] L'obligation de raccordement s'applique à toutes les installations photovoltaïques, alors que l'obligation d'achat ne concerne que les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 MW ou d'une production annuelle inférieure ou égale à 5000 MWh (art. 15, al. 2 de la loi sur l'énergie)

[10] Art. 17c, al. 5 de la loi sur l'approvisionnement en électricité

Le maintien de la tension dans le réseau de distribution est un aspect essentiel à intégrer lors du raccordement d'installations photovoltaïques, mais il est souvent limitatif. En revanche, les effets de la production décentralisée en termes de tension sur l'exploitation du réseau de transport ne sont pas encore clairs. De plus, les possibilités techniques offertes par les systèmes d'onduleurs et de batteries stabilisant le système sont encore peu exploitées et il n'existe pas de directives uniformes.

En ce qui concerne la production d'énergie, la grande simultanéité de la production photovoltaïque combinée à une faible charge (renforcée par la consommation propre) peut entraîner un déséquilibre entre l'offre et la demande. Cela se manifeste actuellement par le nombre croissant d'heures à prix négatif. Les capacités de stockage journalier et saisonnier ainsi que les incitations financières / axées sur le marché à l'augmentation des installations photovoltaïques, en lien avec la part d'électricité d'hiver et la limitation de l'injection, ne sont pas suffisantes.

À cela s'ajoutent les risques liés à la cybersécurité: les onduleurs (ainsi que d'autres installations d'un prosommateur comme les bornes de recharge et les systèmes de gestion de l'énergie [EMS]) peuvent de plus en plus souvent être contrôlés à distance via Internet. Des directives insuffisantes et un manque de prise de conscience du problème augmentent le risque que des acteurs externes puissent déstabiliser le système électrique par ce biais.

Marché et groupes-bilan

Prévisions et optimisation

Avec l'augmentation de la production et de la consommation décentralisées, le paysage actuel des fournisseurs d'électricité en Suisse se heurte à ses limites. En effet, de nombreux fournisseurs et GRD ne disposent pas des ressources humaines et techniques nécessaires pour relever les défis. De plus, la pression sur les coûts d'optimisation est faible, car les coûts de l'énergie d'ajustement sont facturés dans l'approvisionnement de base. La qualité insuffisante des prévisions est l'une des principales raisons des grands déséquilibres dans les groupes-bilan. Les prévisions sont difficiles, car il est souvent impossible d'accéder aux données de mesure nécessaires au calibrage de modèles. Cela concerne également le manque de «visibilité» de la production, du stockage et de la consommation «behind-the-meter», qui nécessite des approches innovantes en matière de modélisation et de prévisions.

Disponibilité des données et modèles de prévision

Pour des raisons de protection des données, les données des Smart Meters (compteurs intelligents) pertinentes pour la facturation, si disponibles, sont envoyées au fournisseur une seule fois par jour pour le report. Les Smart Meters ne sont pas conçus pour répondre aux besoins de l'exploitation du réseau et ne peuvent donc pas être utilisés de manière judicieuse à cette fin. Certes, les mesures internes aux appareils sont à la disposition du propriétaire de l'installation, mais elles sont peu exploitées par d'autres acteurs. Il manque une vue d'ensemble de l'utilisation des données pour les prévisions et la commande. De plus, la forte fragmentation des fournisseurs et des GRD rend difficile un flux d'informations et un échange de données en temps voulu.

Rétribution et commercialisation

En matière de rétribution, les installations photovoltaïques bénéficient encore souvent de tarifs d'injection statiques avec une rétribution minimale. Par conséquent, en période de demande faible ou nulle, notamment lorsque les prix sont négatifs, il n'y a pas d'incitations financières à ne pas injecter de l'énergie dans le réseau. En outre, les tarifs d'injection fixes conduisent à une maximisation de la quantité d'énergie, indépendamment de la saison et de la demande. Les fournisseurs, ou leurs groupes-bilan, manquent de possibilités pour limiter de manière ciblée l'injection d'énergie photovoltaïque. La pilotabilité, si disponible, est du ressort du GRD, qui doit utiliser les systèmes de commande et de régulation exclusivement au service du réseau.[11] Les acheteurs de flexibilité, par exemple les groupes-bilan, qui doivent éviter les déséquilibres, ou les commercialisateurs de flexibilité, doivent mettre en place leur propre système de commande et de régulation.

Sur le marché intra-day suisse, et lorsque la compensation n'est pas possible au sein du groupe-bilan, la liquidité nécessaire à la compensation des positions entre les groupes-bilan est souvent manquante. L'absence d'accord sur l'électricité empêche un accès efficace au marché intra-day de l'UE (Intraday Market Coupling).

En parallèle, les incitations telles que les tarifs variables de l'énergie et du réseau font défaut du côté des consommateurs pour ajuster la demande en électricité à la production. De plus, il arrive que la consommation d'énergie soit encore gérée selon les anciens modèles de production et les incitations ne sont pas encore adaptées aux nouveaux cycles de production, par exemple les tarifs de nuit et les tarifs bas et les signaux de télécommande centralisée.

Le concept de pooling existant visant à intégrer les ressources décentralisées dans le marché des services système (PSS) a permis aux agrégateurs de regrouper et de commercialiser des installations décentralisées. Malgré tout, il n'est pas conçu pour un déploiement à grande échelle.

Prosommateurs et propriétaires d'installations

L'implantation et la configuration des installations photovoltaïques s'avèrent de plus en plus compliquées en raison de l'adaptation permanente des spécifications techniques et de la multiplication des réglementations. Le manque de contrôle des réglages des installations photovoltaïques déployées est un facteur d'incertitude majeur dans l'exploitation du réseau. Il manque un standard de communication uniforme pour une automatisation efficace du bâtiment. Les ajouts d'équipements aux installations existantes sont complexes et coûteux, ce qui explique la grande difficulté à mettre en œuvre les normes/prescriptions nécessaires sur l'ensemble du territoire. Les conditions générales techniques et réglementaires ne sont pas encore adaptées au nouveau contexte où les consommateurs finaux deviennent des producteurs et des propriétaires de flexibilité.

Conclusion intermédiaire sur les défis

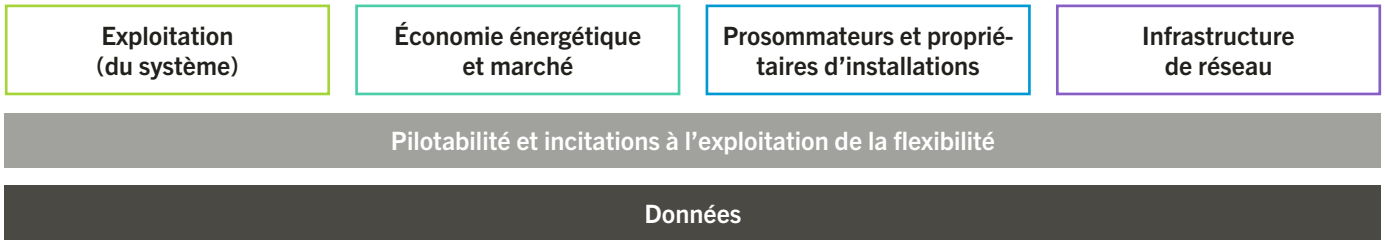
Les défis identifiés montrent clairement qu'une intégration du photovoltaïque compatible avec le système nécessite une approche coordonnée avec tous les acteurs impliqués. De nombreux défis sont imbriqués les uns dans les autres et pourront être abordés seulement avec un paquet de mesures coordonnées.

[11] Art. 19a Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité

Champs d'action

Afin de structurer la multitude de défis et les mesures nécessaires pour les relever, voici les six champs d'action que nous avons définis:

Les six champs d'action



Les champs d'action «Données» et «Pilotabilité et incitations à utiliser la flexibilité» sont transversaux, car ils ont une influence sur tous les autres domaines. Il n'est pas toujours possible de distinguer entièrement les différents défis et mesures, mais la définition des champs d'action facilite la vue d'ensemble et la consolidation des mesures.

Concrètement, voici les thèmes qui sont abordés dans les différents champs d'action:

Exploitation (du système)
- Exploitation opérationnelle du réseau et du système (maintien de la tension et de la fréquence, gestion des congestions, effets dynamiques)
- Exigences d'exploitation des installations
- Cybersécurité

Économie énergétique et marché
- Market Design pour l'achat / la vente d'électricité (photovoltaïque) (marché de gros, approvisionnement de base, rétribution minimale)
- Commercialisation de la flexibilité
- Coordination de l'exploitation de la flexibilité

Prosommateurs et propriétaires d'installations
- Implantation et configuration d'installations photovoltaïques
- Rentabilité des investissements dans les installations
- Interaction de la flexibilité décentralisée «behind-the-meter» (prosommateur)

Infrastructure de réseau
- Raccordement de la puissance convenue au réseau, y compris dimensionnement du réseau par topologie de réseau (ville/campagne)
- Prescriptions pour le raccordement des installations au réseau
- Accélération de l'extension du réseau au même rythme que le développement de la production

Pilotabilité et incitations à l'exploitation de la flexibilité
- Mise à disposition et coordination de l'exploitation de la flexibilité et réglementation de l'accès
- Incitations et pilotabilité (à distance) des installations

Données
- Données (données de base et données de suivi) en rapport avec les installations et la production photovoltaïques
- Processus de collecte, de transmission et de traitement des informations
- Cas d'utilisation des données (y compris les prévisions)

Mesures

Les mesures recommandées pour une intégration durable du photovoltaïque dans le système électrique sont expliquées ci-après par champ d'action. Un résumé des mesures par champ d'action est proposé à la fin de chaque chapitre.

Mesures du champ d'action Exploitation (du système)

Maintien de la stabilité du système

Swissgrid a pour mission de veiller à ce que la stabilité du système soit assurée à tout moment dans le système électrique suisse et, en coopération avec les gestionnaires de réseau de transport européens, dans le système électrique européen. Cela concerne aussi bien la fréquence et la tension que la stabilité dynamique et la puissance de court-circuit. Même dans un système énergétique avec un mix de production de plus en plus décentralisé, il est nécessaire de disposer de moyens d'exploitation suffisamment sécurisés pour maintenir ces paramètres. Ces moyens d'exploitation garantis pour maintenir la stabilité du système peuvent être partiellement mis à disposition par la production et le stockage décentralisés. Mais pour que ces installations soutiennent le système, il est nécessaire d'établir des conditions générales correspondantes, comme des exigences minimales et des réglages standard.

Il faut que Swissgrid surveille et analyse en permanence la stabilité dynamique et la disponibilité d'une inertie du système et d'une puissance de court-circuit suffisantes, et ce, aussi bien dans la phase de planification de l'exploitation du système qu'en temps réel.

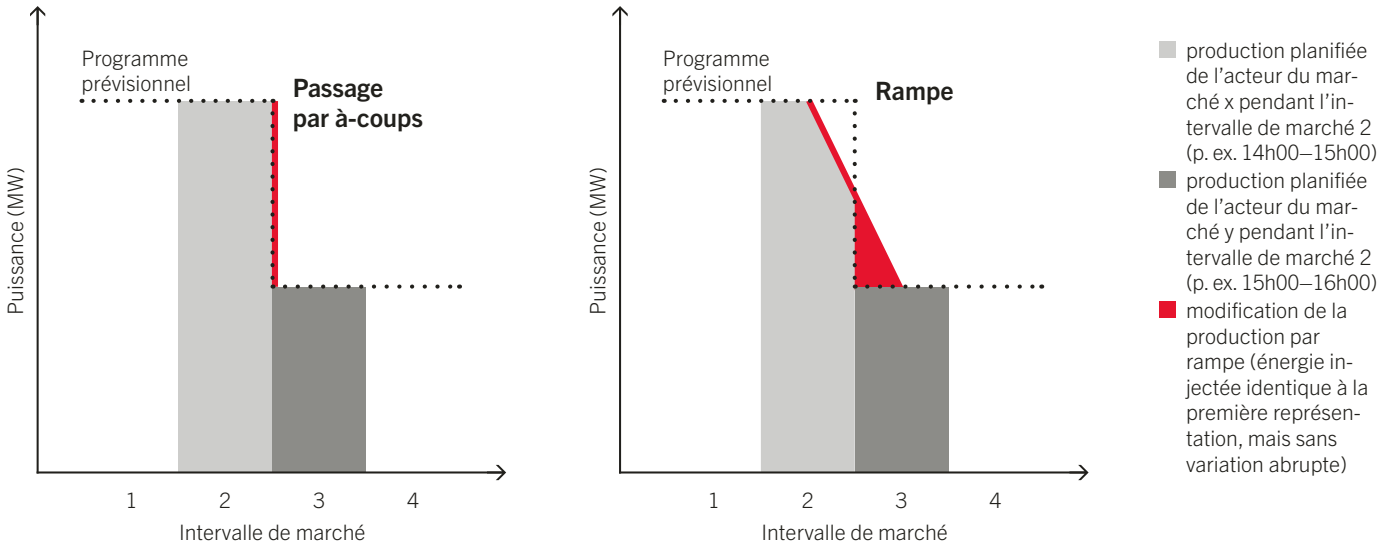
La fermeture de grandes centrales électriques en Europe (notamment les centrales thermiques et nucléaires) fait perdre au système électrique sa «masse rotative» ou son «inertie». Cet effet positif et stabilisateur du système a été apporté gratuitement par les grands générateurs des centrales électriques en tant que «sous-produit». La disparition de cette inertie doit être compensée par d'autres installations. Cette compensation pourrait reposer, du moins en partie, sur des installations avec onduleur, comme des installations photovoltaïques ou des batteries. La fourniture de l'inertie pourrait être définie comme une condition de raccordement[12] ou achetée par Swissgrid en tant que service indemnisé. À cet effet, il conviendrait d'examiner la nécessité d'établir des prescriptions techniques et de compléter le marché SDL existant par un produit (de marché) spécifique pour l'inertie.

[12] Les installations pourraient être conçues de manière à soutenir automatiquement le système en temps normal («Stability by Design»).

Introduction de rampes pour le photovoltaïque en cas d'injection commandée

Le passage de l'indemnisation de l'injection photovoltaïque des tarifs d'injection fixes à des prix axés sur le marché entraîne des ajustements planifiés de la production photovoltaïque entre les différents intervalles de marché, par exemple le passage d'une heure ou d'un quart d'heure à l'autre. Lorsqu'un grand nombre d'installations photovoltaïques adaptent brusquement leur injection en raison de la modification des prix du marché, cela entraîne des problèmes de fréquence à chaque changement d'heure ou de quart d'heure. Ce phénomène est connu sous le nom de «deterministic frequency deviations». Pour éviter cela, les groupes-bilan responsables de l'injection des centrales électriques doivent dès aujourd'hui gérer leurs programmes prévisionnels (ou le passage d'une unité de temps du marché à la suivante) avec une rampe. En d'autres termes, le passage ne doit pas se faire par à-coups, mais de manière progressive. La même règle doit s'appliquer aux installations photovoltaïques, faute de quoi les groupes-bilan risquent fortement de ne pas pouvoir remplir leur obligation d'indication des rampes. C'est pourquoi les appareils de commande concernés des installations photovoltaïques doivent être configurés de sorte que l'injection suive également des rampes en cas de modification délibérée/commandée, par exemple en réaction aux prix du marché.

Rampes lors du changement de programme prévisionnel



Contrôle des réglages d'exploitation des installations photovoltaïques et relevé des réglages

Lorsque l'on implante une nouvelle installation photovoltaïque, un organisme de contrôle indépendant doit vérifier, conformément aux directives actuelles, si toutes les prescriptions électrotechniques ont été respectées. Ce rapport de sécurité doit être mis à la disposition du gestionnaire de réseau concerné.

À l'avenir, nous recommandons que les réglages d'exploitation au point de raccordement au réseau (selon les conditions techniques au niveau de l'onduleur ou dans l'EMS) soient également vérifiés et confirmés par l'organisme de contrôle, dans le cadre du rapport de sécurité. Actuellement, ce n'est pas encore le cas. Cela permettrait d'éviter un mauvais fonctionnement de l'installation en raison de réglages incorrects. En effet, plus les installations photovoltaïques joueront un rôle essentiel dans la fourniture de prestations pour l'ensemble du système (voir la mesure Stabilité du système), plus les réglages corrects seront importants.

En outre, les installations photovoltaïques doivent être soumises à une obligation de lecture sur site des réglages, notamment des réglages de protection, sur les onduleurs, et ce, même après la mise en service, c'est-à-dire en cours d'exploitation.

Il est important de ne pas attendre le contrôle effectué dans le cadre du rapport de sécurité pour saisir correctement les réglages. Il est donc nécessaire que les professionnels qui procèdent à l'installation et à la mise en service des installations photovoltaïques soient formés et sensibilisés de manière appropriée à l'exploitation sûre et efficace des systèmes photovoltaïques et à leur paramétrage. Il convient d'examiner l'éventualité d'une certification de la formation à la mise en service d'installations photovoltaïques, axée sur l'intégration au réseau.

Exigences minimales en matière de cybersécurité

La numérisation et la décentralisation présentent des opportunités, mais aussi des risques. Alors que les (grandes) unités de production étaient présentes en nombre raisonnable par le passé, l'approvisionnement énergétique suisse est aujourd'hui déjà réparti entre des centaines de milliers d'installations décentralisées. Cela implique donc un niveau de protection défini et solide contre d'éventuelles cyberattaques afin de préserver les installations décentralisées et leur commande. Car ici aussi, plus le rôle du photovoltaïque dans l'approvisionnement en électricité est important, plus le nombre de cibles d'attaque potentielles est grand. Il est donc nécessaire d'établir des exigences minimales contraignantes en matière de cybersécurité, y compris pour les installations photovoltaïques. Ces exigences doivent en outre être mises en œuvre et contrôlées efficacement (y compris pour les installations déjà existantes).

Comportement des installations en cas de perturbation de la communication

Les installations décentralisées fonctionnent généralement sans commande centrale. A l'avenir, elles gagneront nettement en importance au sein du système électrique et elles fourniront de plus en plus de prestations actives, telles que la flexibilité ou les services système. Afin d'améliorer la prévisibilité du comportement des installations photovoltaïques en cas d'interruption (de la communication), les nouvelles installations doivent être construites selon la fonction «fail-safe». Cela signifie qu'elles peuvent fonctionner temporairement en toute sécurité (du point de vue du réseau) même sans commande externe et/ou sans communication fonctionnelle. Il incombe donc aux gestionnaires de réseau d'élaborer des directives indiquant qu'en cas de panne de communication, les installations doivent basculer dans un état sûr, défini au préalable par le gestionnaire de réseau. Cela permet de s'assurer, même sans commande/communication active, que les installations photovoltaïques ne perturbent pas activement le système électrique par leur comportement et que leur état d'exploitation reste prévisible.

Comportement des installations en cas d'interruption du réseau

Outre la défaillance de la communication, il convient également de définir un mode d'exploitation pour les installations photovoltaïques ou les prosommateurs, qui détermine le comportement de reconnexion au réseau des installations en cas de séparation du réseau (interruption de l'approvisionnement/«black-out»). En définissant directement dans l'installation le comportement des installations dans de tels cas (exceptionnels), il est possible de minimiser un élément d'incertitude significatif, à savoir le comportement inconnu des installations photovoltaïques décentralisées, lors de la phase très exigeante et fragile de la reconstruction du réseau.

Résumé des recommandations du champ d'action «Exploitation (du système)»

@Swissgrid:
- Fourniture des moyens d'exploitation suffisants pour la stabilité du système
- Surveillance continue de la stabilité dynamique
- Acquisition de l'inertie (directives de raccordement et/ou produit du marché)
- Introduction de rampes de programme prévisionnel pour le photovoltaïque
- Directives (uniformes) pour la contribution attendue des installations décentralisées à la stabilité du système

@Gestionnaires de réseau:
- Spécifications techniques concernant la possibilité de lire les réglages d'exploitation de l'installation photovoltaïque
- Définition des exigences relatives au comportement des installations photovoltaïques en cas de perturbations dans la communication avec le gestionnaire de réseau

@Législateur/ESTI:
- Intégration du contrôle des réglages d'exploitation dans le rapport de sécurité
- Prescriptions minimales en matière de cybersécurité (y compris mise en œuvre et contrôle effectifs)

@Branche photovoltaïque:
- Formation et, le cas échéant, certification du personnel spécialisé dans la mise en service et le paramétrage d'installations photovoltaïques (axée sur l'intégration au réseau)

Source: BKW

Mesures du champ d'action «Économie énergétique et marché»

Injection photovoltaïque orientée vers le marché et choix du commercialisateur

La manière et le lieu d'utilisation ou de vente de l'électricité produite par les installations photovoltaïques doit être choisis en fonction du marché, c'est-à-dire en réaction à l'offre et à la demande. Si le prix du marché est négatif, il ne doit pas y avoir d'incitation financière pour l'injection d'électricité dans le réseau.

Comme toutes les installations photovoltaïques n'ont pas/ne peuvent pas avoir un accès direct au marché de gros de l'électricité («bourse de l'électricité»), l'injection de l'électricité photovoltaïque dans le réseau doit être achetée puis placée sur le marché par un acteur intermédiaire (= commercialisateur). En outre, un regroupement par le biais d'un/de plusieurs commercialisateurs permet d'atteindre la taille pertinente pour participer au marché de gros.

Pour ce faire, il semble que la variante la plus appropriée consiste à remplacer l'obligation actuelle d'achat par le fournisseur local de l'injection photovoltaïque par l'obligation pour l'exploitant de l'installation de désigner un commercialisateur. Ainsi, à l'avenir, ce ne serait plus le gestionnaire de réseau/fournisseur local qui serait tenu d'acheter et de commercialiser l'électricité photovoltaïque, mais le propriétaire de l'installation photovoltaïque qui devrait choisir un commercialisateur. Le choix du commercialisateur doit être simple et facile (obligation d'affiliation analogue à celle de l'assurance maladie de base ou du fournisseur d'accès à Internet). Dans la situation actuelle, cette solution est avantageuse car les commercialisateurs spécialisés sont mieux positionnés pour placer l'électricité photovoltaïque sur le marché de gros que les nombreux fournisseurs locaux. Pour le propriétaire de l'installation, la concurrence entre les commercialisateurs permet de choisir en fonction de la préférence de commercialisation, par exemple la sécurité des prix ou la maximisation des recettes.

Commercialisation de la flexibilité

Outre la commercialisation de l'injection, le propriétaire de l'installation photovoltaïque ou le prosommateur peut également proposer sa flexibilité sur le marché. Par flexibilité, on entend une adaptation de l'injection ou du soutirage initialement prévu. Cela signifie que le prosommateur réduit ou augmente, en cas de besoin (= appel par un tiers), l'injection dans le réseau ou son soutirage sur le réseau. Cette procédure est généralement automatisée et confiée à un système de gestion de la puissance et de l'énergie, idéalement en combinaison avec un stockage local sur batterie et/ou des terminaux contrôlables (cf. champ d'action Prosommateurs).

À cet égard, il convient de faire la distinction entre la flexibilité garantie au service du réseau et la flexibilité offerte volontairement. Conformément à l'article 17c de la loi sur l'approvisionnement en électricité, le gestionnaire du réseau de

distribution dispose d'une utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau. Cela se fait sans rétribution. Ici, le gestionnaire de réseau ne peut pas réguler plus de 3% de l'énergie produite annuellement au point de raccordement. Dans la plupart des cas, une réduction statique de la puissance de raccordement au réseau à 70% de la puissance CC installée permet de réduire le besoin de développement du réseau induit par le photovoltaïque.

L'exploitant de l'installation peut commercialiser volontairement une plus grande flexibilité contre rétribution. Selon les besoins, le client peut être un gestionnaire de réseau, Swissgrid ou un acteur du marché. Ces derniers utilisent la flexibilité soit

- au service du réseau: par exemple, redispatch local, national ou international
- au service du système: par exemple, réglage de fréquence ou
- au service du marché: par exemple, optimisation des prix du marché ou de l'énergie d'ajustement

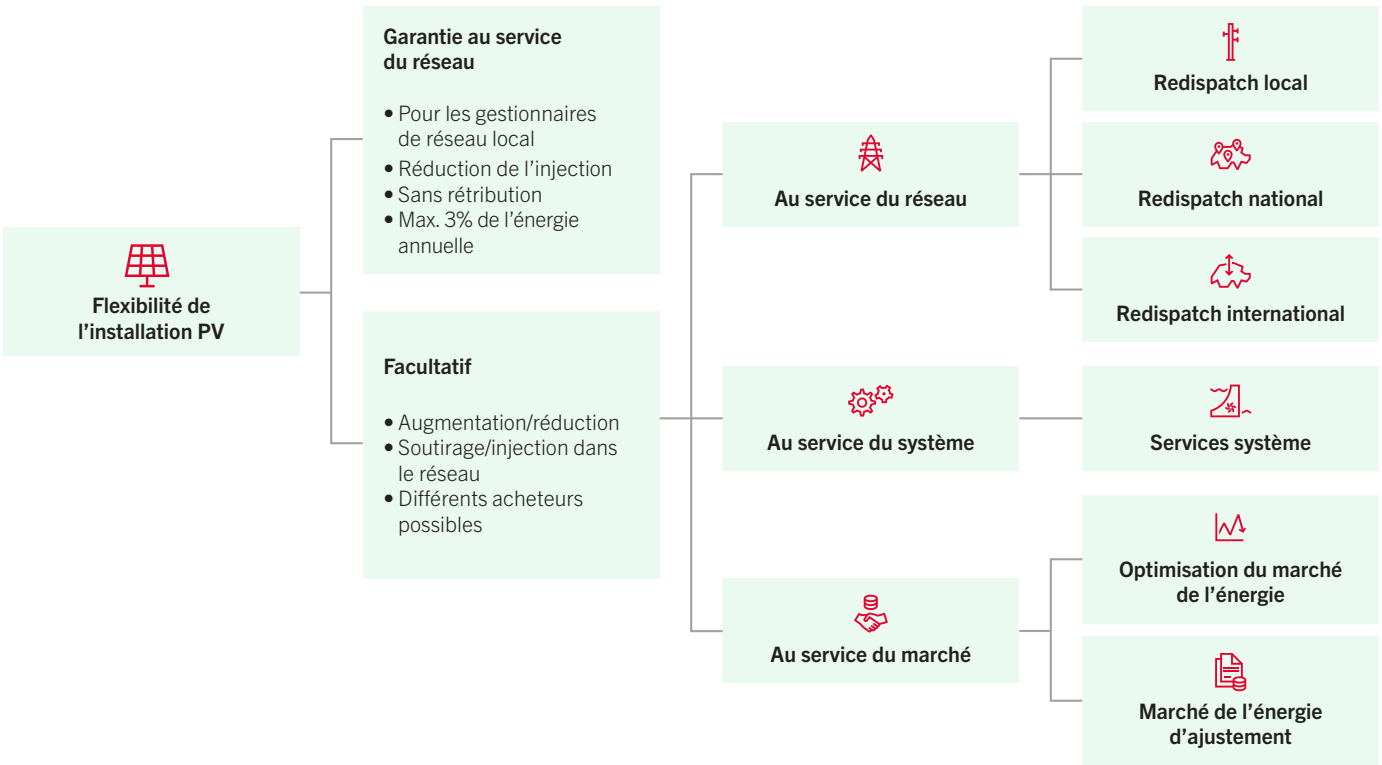
Pour des raisons pratiques, la commercialisation se fait généralement via un agrégateur.

Compte tenu de la baisse des prix de gros et des rétributions du courant injecté pour l'électricité photovoltaïque, la commercialisation de la flexibilité doit constituer à l'avenir une source de revenus importante pour les installations photovoltaïques et/ou les prosommateurs (cf. champ d'action Prosommateurs).

Coordination de la flexibilité décentralisée

Comme il existe différents acheteurs et différentes utilisations de la flexibilité décentralisée, il est nécessaire de coordonner cet accès à la flexibilité décentralisée. Dans le cas contraire, divers acteurs pourraient lancer des appels multiples ou contradictoires. Les appels de tiers pourraient également entraîner des congestions locales du réseau. Tous les acteurs impliqués et concernés (acheteurs de flexibilité, fournisseurs, groupe-bilan concerné, gestionnaires de réseau) doivent donc disposer en temps réel des informations et données nécessaires, harmonisées et calibrées. En cas de commercialisation par des tiers, un concept d'information est notamment nécessaire pour protéger toutes les personnes / tiers concernés par l'appel de flexibilité (notamment le fournisseur et le groupe-bilan) des conséquences financières négatives.

Possibilités de commercialisation de la flexibilité



Il pourrait par exemple s'agir d'un déséquilibre dû à un appel de flexibilité, d'un Foregone Revenue Issue ou d'un effet de rattrapage. Cette coordination doit également inclure un mécanisme de priorisation et de mise en cascade. D'une part, cela permet d'assurer la priorité de l'appel de flexibilité garanti au service du réseau. D'autre part, la transmission d'un appel entre différents acteurs / niveaux de réseau est rendue possible. Pour ce faire, il convient de définir une norme d'échange d'informations pour tous les acteurs.

Le cadre techniquement autorisé pour une exploitation de la flexibilité est défini par le gestionnaire de réseau à partir des conditions physiques locales du réseau. En d'autres termes, la commercialisation de la flexibilité orientée vers le marché s'effectue dans le cadre des limites contraignantes imposées par le gestionnaire local du réseau[13]. L'interaction entre la commercialisation et les prescriptions d'injection côté réseau peut être assurée par une plateforme de flexibilité / de coordination (cf. besoin de coordination mentionné ci-dessus).

Résumé des recommandations du champ d'action «Économie énergétique et marché»

<table>
<tr>
<td rowspan="2">@Législateur:
• Inscription dans la loi de l'obligation de choisir un commercialisateur de la production photovoltaïque

@Acteurs du marché:
• Transmission des signaux de prix aux producteurs photovoltaïques
• Création d'offres d'achat intéressantes (y compris la commercialisation de la flexibilité) pour l'injection d'électricité photovoltaïque</td>
<td rowspan="2">@Gestionnaires de réseau et acteurs du marché:
• Établissement d'un processus de coordination et d'une norme d'échange d'informations pour l'appel à la flexibilité; y compris un mécanisme de priorisation et de mise en cascade
• Spécification de la marge de manœuvre (physique) autorisée du côté du réseau*</td>
<td>@Propriétaires d'installation:
• Considération de la commercialisation (facultative) de la flexibilité comme source de revenus</td>
</tr>
</table>

* cf. vision concernant une «puissance d'injection à optimisation dynamique» dans le champ d'action Infrastructure de réseau

[13] cf. vision concernant une «puissance d'injection à optimisation dynamique» dans le champ d'action Infrastructure de réseau

Mesures du champ d'action «Prosommateurs et propriétaires d'installations»

Possibilités de revenus d'une installation photovoltaïque

L'augmentation simultanée de l'injection dans le réseau de l'électricité produite par les installations photovoltaïques entraîne une baisse constante, voire une valorisation négative, de la rétribution de l'électricité photovoltaïque, notamment pendant les périodes de forte production (midi des mois d'été). C'est pourquoi l'optimisation de la consommation propre (surtout en raison de l'évitement des rétributions de réseau y afférentes) et la consommation locale (CEL, RCP, RCPv) resteront à l'avenir la principale source de revenus des installations photovoltaïques. La deuxième source essentielle, qui devrait à l'avenir contribuer davantage à l'amortissement de l'installation, est la commercialisation de la flexibilité telle qu'elle est décrite dans le chapitre Mesures du champ d'action «Économie énergétique et marché». L'injection de la production photovoltaïque orientée vers le marché n'arrive qu'ensuite en termes d'importance économique. Cette liste peut être complétée par d'éventuelles subventions dédiées au développement de la capacité (surtout pour les installations sans consommation propre notable) et/ou un rendement minimal et une indemnisation pour un raccordement réduit au réseau[14].

Source: BKW

Sources de revenus possibles des installations photovoltaïques

Optimisation de la consommation propre	Commercialisation de la flexibilité	L'injection orientée vers le marché	subvention/rendement minimal

Comme nous l'avons mentionné à plusieurs reprises, l'injection de la production photovoltaïque dans le réseau doit s'orienter vers la demande, indépendamment de la taille de l'installation, et doit être effectuée par des commercialisateurs en tant que prestataires de services. Une rétribution fondée sur les prix du marché est un pas important vers un comportement des installations photovoltaïques plus favorable au système. Dans ce cadre, il faut veiller à ce que les subventions et les redevances n'affaiblissent pas/ne contrecarrent pas les signaux du marché.

Pour assurer la viabilité économique d'une installation photovoltaïque à l'avenir, cette dernière doit pouvoir réagir de manière flexible aux conditions générales du système, du marché et du réseau, telles que les prix du marché ou les signaux dynamiques. Pour y parvenir, l'idéal consiste à combiner un accumulateur et/ou des consommateurs flexibles behind-the-meter (prosommateurs), sans oublier un système de gestion de la puissance et de l'énergie. À l'avenir, la flexibilité des installations photovoltaïques ne sera donc pas une option, mais une condition préalable à leur rentabilité.

Exigences en matière de connectivité et d'interopérabilité

Pour que les installations photovoltaïques puissent optimiser leur injection en fonction du marché et commercialiser leur flexibilité, elles ont besoin d'un minimum de connectivité. Par exemple, cela signifie qu'elles doivent au moins pouvoir recevoir les prix de la bourse et/ou être directement contrôlables par le commercialisateur.

L'interopérabilité de l'installation photovoltaïque, tant avec les appareils contrôlables dans le bâtiment (behind-the-meter) qu'avec le réseau électrique, doit être aussi simple et standardisée que possible. À cet effet, il est possible d'utiliser un

[14] Afin de réduire les besoins de développement du réseau induits par le photovoltaïque, de telles installations doivent être incitées (financièrement) à demander une puissance de raccordement au réseau aussi faible que possible par puissance CC installée (cf. chapitre Mesures du champ d'action «Infrastructure de réseau»).

système de gestion de l'énergie (EMS). À l'avenir, il s'agira d'optimiser non seulement l'énergie, mais aussi la puissance des prosommateurs, pour une optimisation de la quantité d'énergie injectée et du moment de l'injection, mais aussi des pics de puissance lors de l'injection/du soutirage, qui sont essentiels pour l'exploitation du réseau. Les systèmes de gestion de l'énergie actuels doivent donc être complétés par l'aspect de la gestion de la puissance pour que l'EMS devienne un système de gestion de la puissance et de l'énergie (LEMS). Pour ce faire, il est nécessaire d'établir une norme qui simplifie considérablement l'optimisation du prosommateur, tant au niveau de l'installation (installateur solaire) que de l'exploitation (p. ex. SmartGridReady). L'interaction et la coordination entre la production (installation photovoltaïque), le stockage et la consommation (pompe à chaleur, voiture électrique, etc.) doivent fonctionner simplement et indépendamment du fabricant.

Pour cela, il est important que les clients soient soutenus par des prestataires de services compétents. À l'avenir, l'installation et la configuration de la flexibilité, du stockage et de la gestion de l'énergie et de la puissance devront faire partie des compétences clés élargies d'un fournisseur d'installations photovoltaïques.

Garantie du développement des capacités

Alors que la production d'électricité est déjà suffisante à certaines heures (notamment en été), il est impossible de prévoir un excédent structurel de production en Suisse en hiver, même à long terme. Mais pour que le photovoltaïque contribue même en hiver de manière significative à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, il faut continuer à augmenter la capacité photovoltaïque installée (kWc), comme le prévoit la stratégie énergétique 2050. Il faut donc accepter que chaque kilowattheure (kWh) d'électricité photovoltaïque produit ne soit pas nécessaire à tout moment. En d'autres termes, la capacité photovoltaïque doit s'orienter vers les besoins hivernaux, tout en acceptant les surplus en été. Les incitations à l'augmentation de la capacité doivent donc être dissociées des incitations à l'exploitation (à savoir quand et comment l'installation est exploitée)[15].

Il incombe aux décideurs politiques d'établir des conditions générales appropriées pour l'augmentation des capacités de production nationales afin d'atteindre les objectifs de développement fixés par la loi. Le risque d'investissement dans des installations photovoltaïques viables, qui contribuent à la réalisation des objectifs de développement fixés par la loi, doit être supportable pour les petits investisseurs (par exemple en garantissant un rendement minimal sur la durée de vie de l'installation).

Résumé des recommandations du champ d'action «Prosommateurs et propriétaires d'installations»

@Propriétaires d'installation:	@Législateur:	@Branche photovoltaïque:
• Construction d'installations photovoltaïques d'avenir, idéalement en combinaison avec un accumulateur et/ou des consommateurs flexibles (prosommateurs), y compris un système de gestion de l'énergie et de la puissance • Garantie de la connectivité et la pilotabilité de l'installation	• Mise en place des conditions générales pour atteindre les objectifs de développement prévus par la loi (combinaison de directives et d'incitations financières pour le développement de capacités) • Découplage des incitations au développement de la capacité photovoltaïque et des incitations opérationnelles	• Évolution des EMS en systèmes de gestion de la puissance et de l'énergie (LEMS) • Établissement d'une norme de communication pour optimiser toutes les installations du prosommateur • L'installation et la configuration d'installations flexibles comme compétence clé des fournisseurs de photovoltaïque

[15] Il existe déjà des solutions concrètes au niveau européen, comme les «contrats pour la différence non basés sur la production». Voir à ce sujet la prise de position d'ENTSO-E «Sustainable Contracts for Difference (CfDs) Design» (ENTSO-E, fév. 2024)

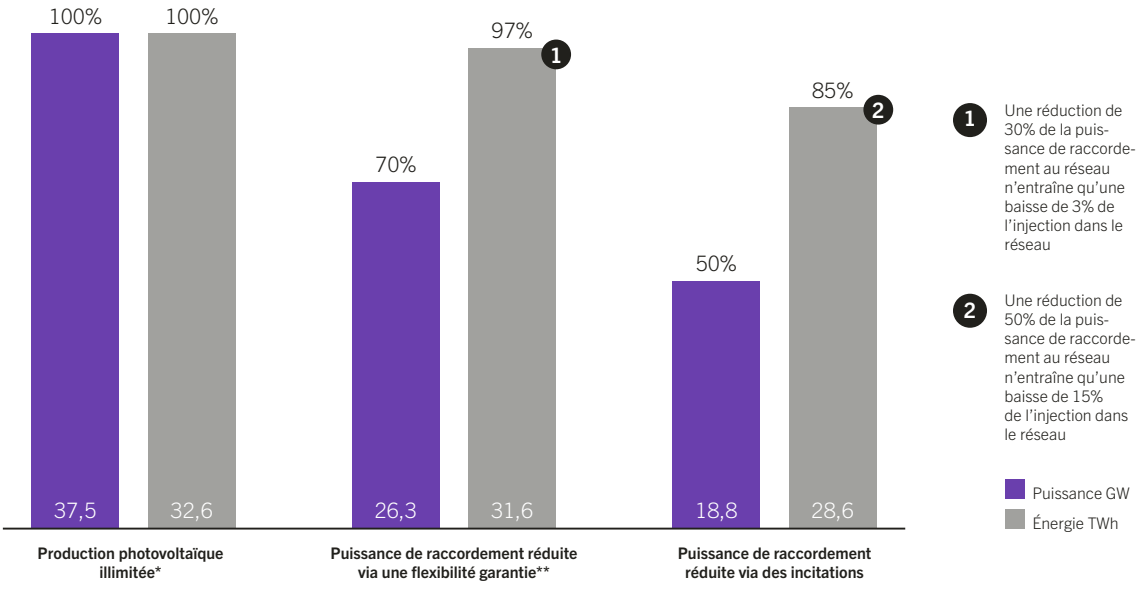
Mesures du champ d'action «Infrastructure de réseau»

Limitation (indemnisée) de la puissance de raccordement: «les pics de puissance n'ont pas leur place dans le réseau»

Un raccordement au réseau et un développement du réseau (si nécessaire) pour couvrir 100% de la puissance installée de l'installation photovoltaïque n'est pertinent ni sur le plan technique ni sur le plan économique. La prescription légale actuelle (réglage de 3% de l'énergie annuelle au point de raccordement) associée au document de branche de l'AES permet de limiter la puissance de raccordement au réseau à 70% de la puissance CC installée de l'installation photovoltaïque. Cette mesure doit être complétée par la possibilité pour le gestionnaire de réseau de convenir d'une réduction supplémentaire à long terme de la puissance de raccordement au réseau, moyennant une indemnisation[16]. Cela permet d'améliorer l'utilisation de l'infrastructure de réseau existante et d'éviter durablement le développement du réseau. Si l'indemnisation de la partie prenante raccordée au réseau pour une réduction de la puissance de raccordement est plus économique que d'éventuelles adaptations de l'infrastructure (développement du réseau), le gestionnaire de réseau doit pouvoir obliger à long terme les installations photovoltaïques à mettre en œuvre de telles mesures moyennant une indemnisation. Comme il s'agit d'une mesure de limitation au point de raccordement au réseau, le propriétaire de l'installation peut consommer ou stocker lui-même l'énergie qui ne peut pas être injectée dans le réseau. Grâce à cette mesure, l'énergie n'est ainsi pas «gaspillée».

En tenant compte des topologies locales et régionales du réseau, le réseau de distribution est donc dimensionné uniquement pour un pourcentage nettement réduit de la puissance photovoltaïque installée lors du processus de raccordement au réseau. Cela permet de réduire massivement le développement du réseau de distribution rendu nécessaire par le photovoltaïque. De plus, cela garantit qu'aucun pic de production photovoltaïque ne sera injecté dans le réseau s'il n'y a pas d'acheteurs sur le marché de l'électricité en raison de la simultanéité de la production photovoltaïque. Ceci s'avère d'autant plus important que les objectifs légaux de développement du photovoltaïque (les objectifs énergétiques prévus correspondant à environ 40 GW de la puissance photovoltaïque installée) sont nettement supérieurs aux pics de demande en Suisse (actuellement en été, environ 7 à 8 GW).

Rapport entre la puissance de raccordement au réseau et l'injection possible



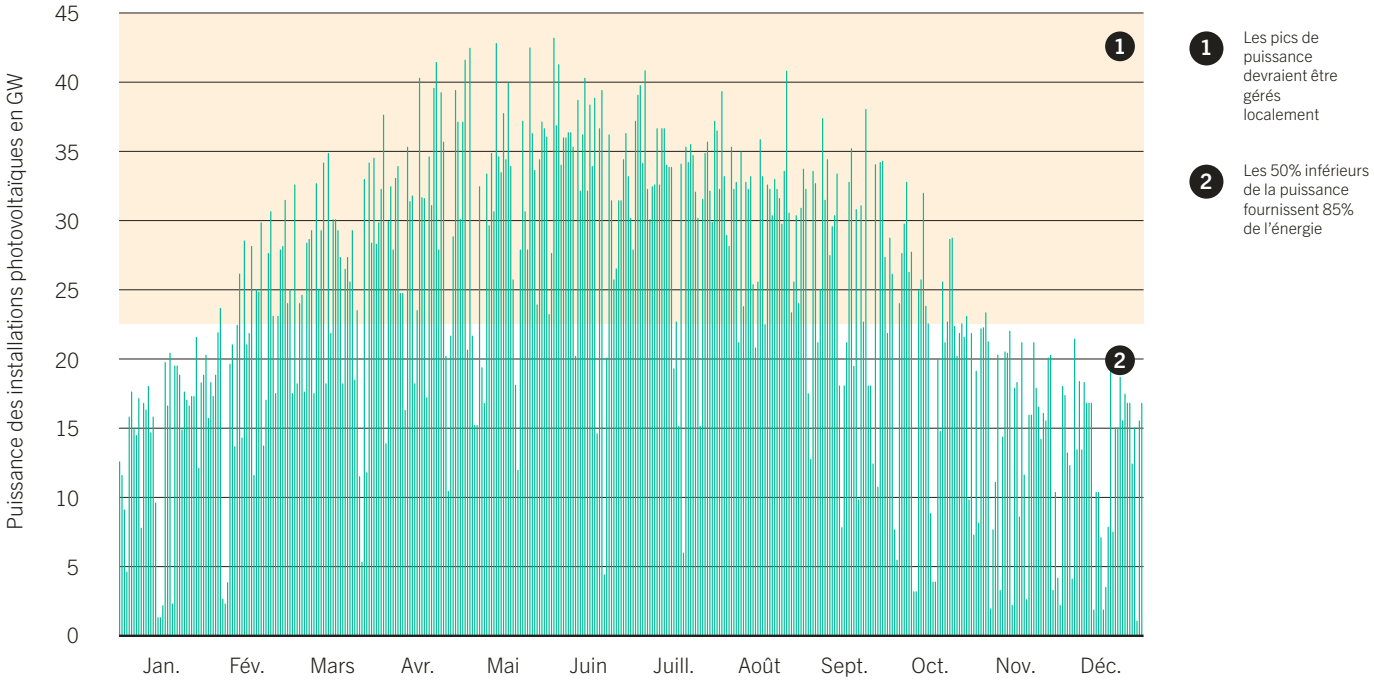
* Aujourd'hui, les gestionnaires de réseau ont, en vertu de l'art. 5, al. 2 LApEl, une obligation de raccordement pour tous les producteurs d'électricité et, en vertu de l'art. 15, al. 1 et 2 LEne, une obligation d'achat pour toutes les installations (de production) de 3 MW ou 5000 MWh au maximum

** Utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau selon l'art. 17c LApEl et l'art. 19c OApEl

(toutes les données selon les perspectives énergétiques 2050+, scénario Zero Basis, tous les chiffres se rapportent à la Suisse)

[16] L'indemnisation pour une puissance de raccordement au réseau réduite devrait être régie de manière uniforme dans toute la Suisse et se fonder sur le manque à gagner en termes de revenus (commercialisation de la production photovoltaïque, y compris la flexibilité)

Gestion locale des pics de puissance



Source: Christof Bucher, Congrès aeesuisse 2024

Évolution de la commande d'urgence en une puissance d'injection à optimisation dynamique

En cas de menace immédiate et considérable pour la sécurité d'exploitation du réseau, le gestionnaire local a droit, conformément aux dispositions légales actuelles, à une utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau[17]. La mise en œuvre par les gestionnaires de réseau se fait aujourd'hui (si tant est qu'elle se fasse) par le biais de différentes technologies techniquement établies, qui peuvent être traitées par toutes les installations (photovoltaïques) actuellement installées. Les relais sur le Smart Meter ou l'installation de télécommande centralisée[18] en sont des exemples.

À l'avenir également, le gestionnaire de réseau doit avoir la possibilité d'émettre des directives contraignantes en matière de technique de réseau concernant le soutirage/l'injection maximal, qui prévalent en cas d'urgence sur tous les autres signaux de flexibilité. Mais idéalement, cela doit se faire par le biais d'une définition dynamique de la plage d'exploitation possible. D'une part, cela permet au gestionnaire de réseau de réduire la puissance d'injection en cas de besoin, de manière analogue à la commande d'urgence prévue aujourd'hui (mais qui n'est souvent pas mise en œuvre). D'autre part, si l'état du réseau (charge du réseau et tensions locales au point de raccordement) le permet, le gestionnaire de réseau peut également autoriser de manière dynamique une puissance d'injection plus élevée (c'est-à-dire supérieure au niveau convenu contractuellement/légalement).

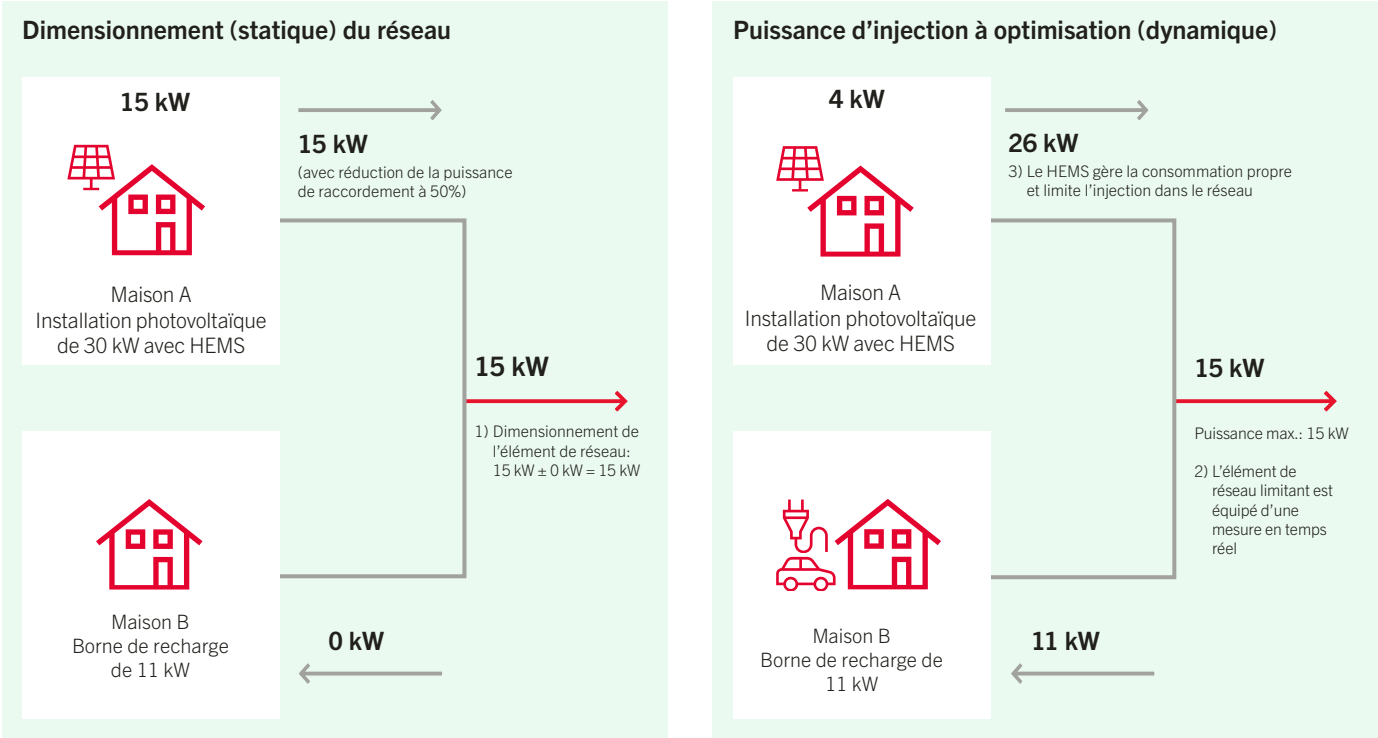
Surveillance en temps réel du réseau de distribution

Pour pouvoir calculer la plage d'exploitation autorisée, le gestionnaire du réseau de distribution doit être en mesure de surveiller en permanence le réseau local (surveillance en temps réel) et de communiquer avec la partie prenante raccordée (capteurs et actionneurs en temps réel). L'installation photovoltaïque, ou le LEMS, doit être en mesure de recevoir et de traiter ces paramètres en permanence. Il incombe au GRD de définir l'étendue et l'intégration de ce système en temps réel. L'interface entre le GRD et le prosommateur doit être conçue de manière uniforme dans toute la Suisse (voir également la norme d'échange d'informations au chapitre Marché et groupes-bilan).

[17] Cf. LApEl art. 17c, al. 4 et 5

[18] D'un point de vue technique, il incombe au client ou à son installateur de s'assurer qu'en cas d'urgence, tous les autres signaux de flexibilité sont supplantés (comme l'exigent la loi sur l'approvisionnement en électricité et les conditions techniques de raccordement respectives des gestionnaires de réseau).

Fonctionnement de la puissance d'injection à optimisation dynamique



HEMS: Home Energy Management System

Afin de ne pas entraver inutilement le potentiel de commercialisation de la flexibilité du propriétaire de l'installation, les droits d'accès garantis du gestionnaire de réseau doivent rester réduits au strict nécessaire sur le plan technique.

Accélération du développement du réseau

Les mesures proposées dans le présent document visent à réduire les besoins de développement du réseau liés au photovoltaïque. Malgré toutes les mesures (d'optimisation), des besoins de développement du réseau subsisteront, selon la topologie du réseau, dans certaines régions (en fonction de la situation de raccordement, de la production ou de la charge). Cela concerne principalement le réseau de distribution. Les obstacles actuels au développement du réseau doivent être écartés afin d'accélérer de manière significative le développement du réseau à tous les niveaux.

Résumé des recommandations du champ d'action «Infrastructure de réseau»

@Gestionnaires de réseau:	@Législateur:	@Propriétaires d'installation:
• Élaboration d'une réglementation pour la réduction indemnisée de la puissance de raccordement au réseau afin d'éviter le développement du réseau • Évolution de la commande d'urgence en une puissance d'injection à optimisation dynamique • Mise en place de la surveillance et du calcul en temps réel du réseau de distribution (capteurs et actionneurs)	• Permission pour les gestionnaires de réseau de conclure des accords contraignants (y compris des indemnités imputables) pour une réduction de la puissance de raccordement au réseau • Accélération du développement du réseau à tous les niveaux de réseau	• Installation d'un LEMS capable de recevoir et de traiter des signaux relatifs à la puissance d'injection dynamique

Mesures du champ d'action «Pilotabilité et incitations»

Des possibilités de commercialisation à bas seuil pour une flexibilité décentralisée

La commercialisation (facultative) de la flexibilité des unités décentralisées doit constituer une source de revenus substantielle pour les propriétaires d'installations et permettre aussi à Swissgrid et aux gestionnaires de réseau d'assurer une exploitation sûre du réseau, à l'avenir également et malgré un besoin accru de flexibilité. Il est donc nécessaire que la participation des unités décentralisées (photovoltaïque, systèmes de stockage par batterie [BESS], bornes de recharge, prosommateurs) aux marchés de l'énergie de réglage puisse se faire à un niveau aussi bas que possible pour les propriétaires d'installations. L'accès aux marchés de flexibilité existants doit avoir lieu par l'intermédiaire d'agrégateur / pooler (cf. Commercialisation de la flexibilité). Il faut également aller au bout des activités en cours visant à réduire / écarter les obstacles à l'entrée sur le marché de l'équilibrage. Pour cela, il est également nécessaire d'adapter le concept SDL de pooling existant afin de permettre une mise à l'échelle pour un grand nombre de participants décentralisés.

Outre le développement des produits SDL existants, il convient d'examiner dans quelle mesure ceux-ci peuvent être complétés par des produits spécifiques au photovoltaïque (cf. projet pilote de Swissgrid sur le «photovoltaïque pour l'équilibrage»). De tels produits peuvent tenir compte des caractéristiques particulières du photovoltaïque et éventuellement constituer une extension rentable des produits classiques d'équilibrage.

Mise en place d'une plateforme de flexibilité et d'un mécanisme de coordination

Avec l'augmentation des offres (facultatives) de flexibilité décentralisée (au service du système, au service du marché et au service du réseau sur une base facultative), mais aussi de la demande supplémentaire de flexibilité, se pose la question de la priorisation et de la coordination des besoins en flexibilité. L'attribution de la flexibilité doit être fondée sur le marché: l'acheteur ayant le plus grand besoin / bénéfice, et donc la plus grande propension à payer, doit pouvoir faire appel à cette flexibilité. Pour que l'activation de la flexibilité décentralisée n'entraîne pas de problèmes de réseau dans le réseau de distribution concerné, il est essentiel de tenir compte des limitations techniques du réseau: le gestionnaire local du réseau fixe le cadre (physique) admissible en termes de technique du réseau (cf. vision «Puissance d'injection à optimisation dynamique» au chapitre Mesures du champ d'action «Infrastructure de réseau»). Pour cela, tous les participants ont besoin d'informations sur la localisation des offres (informations «nodales» sur le lieu et le réseau hébergeant la flexibilité) et l'installation photovoltaïque doit être en mesure de recevoir et de traiter au moins deux informations, à savoir les limitations techniques du réseau du côté du GRD et les signaux/incitations du marché du côté des commercialisateurs.

Compte tenu du grand nombre d'acteurs impliqués (propriétaire d'installation en tant que propriétaire de flexibilité, gestionnaire de réseau local, fournisseur, commercialisateur de flexibilité, acheteur de flexibilité, Swissgrid) et de la séparation géographique, une plateforme de flexibilité centrale dotée d'un mécanisme de coordination semble être la variante la plus appropriée. La mise en œuvre concrète d'une telle coordination locale de la flexibilité est à l'étude dans le cadre du projet pilote «Coordination TSO-DSO».

Définition de la commande de la flexibilité de bout en bout

Même en l'absence d'une plateforme de flexibilité basée sur le marché, un processus de bout en bout et défini de manière uniforme est au moins nécessaire pour accéder aux flexibilités. Celui-ci doit régir les points suivants:

- Priorisation entre les types de flexibilité et assurance que l'utilisation de la flexibilité garantie prime sur les autres utilisateurs. Il s'agit de la réglementation régissant la gestion des signaux concurrents provenant de différents utilisateurs
- Mise en cascade de l'appel de flexibilité entre les différents acteurs / au-delà des limites de propriété (par exemple, transmission d'un signal de commande à différents niveaux du réseau)
- Définition d'une interface de commande vers les flexibilités du propriétaire de l'installation (transfert de l'appel de flexibilité «dans le bâtiment»)

Résumé des recommandations du champ d'action «Pilotabilité et incitations»

@Swissgrid:	@Gestionnaires de réseau (y compris Swissgrid) et acteurs du marché de l'énergie:	@Branche photovoltaïque:
• Suppression des obstacles à l'entrée du marché de l'équilibrage pour la flexibilité décentralisée • Amélioration du concept SDL de pooling • Analyses de l'extension du marché SDL à des produits spécifiques au photovoltaïque	• Mise en place d'une plateforme de coordination pour l'appel de flexibilité • Définition d'un processus uniforme de bout en bout (y compris norme d'information et de communication) pour l'accès à la flexibilité	• Développement d'une norme pour commander la flexibilité des installations de prosommateurs

Mesures du champ d'action «Données»

Garantie de la qualité et de la disponibilité des données de base

Les données de base sont des informations de base, généralement constantes, sur les installations photovoltaïques, par exemple la puissance installée (CC et CA), l'emplacement de l'installation, mais aussi son inclinaison et son orientation. Ces données constituent la base de la planification du réseau, de l'exploitation du système et du réseau ainsi que des prévisions d'injection. Afin de garantir la qualité nécessaire, il est nécessaire de procéder à une saisie et une publication cohérentes des données de base des installations photovoltaïques, en temps réel et avec fiabilité. Les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, les agrégateurs et les groupes-bilan peuvent assumer leurs responsabilités respectives uniquement s'ils ont accès à des données de base de haute qualité. Outre les installations photovoltaïques, cela concerne en principe toutes les installations de prosommateurs behind-the-meter pertinentes, comme les batteries, les pompes à chaleur ou les bornes de recharge. Pronovo tient déjà une telle liste d'installations photovoltaïques, mais sa mise à jour et sa qualité pourraient être améliorées.

Dans ce contexte, l'attribution des différentes installations photovoltaïques aux groupes-bilan constitue un autre élément important. Actuellement, cette information n'est pas visible et peut pertinemment être source d'erreurs pour les prévisions. Souvent, le flux d'informations sur les mutations concernant l'appartenance des installations photovoltaïques aux groupes-bilan (inscription, changement) n'est pas constant, alors qu'il faudrait que cette information soit mise à disposition de tous les acteurs concernés de manière centralisée et en temps réel, surtout en cas de mutations.

Données de production publiques pour le calibrage des modèles photovoltaïques

À partir des données de base des installations photovoltaïques (puissance installée, emplacement, inclinaison, orientation), les acteurs du marché et les fournisseurs établissent des prévisions sur la production attendue des installations photovoltaïques. Pour que ces prévisions puissent être améliorées et optimisées en permanence, il est nécessaire de comparer les valeurs prévisionnelles et les valeurs de production réelles. Pour les acteurs qui n'ont pas de relation (contractuelle) directe avec des installations photovoltaïques individuelles (p. ex. [sous-]groupes-bilan, agrégateurs, Swissgrid), il est difficile, voire impossible, d'obtenir les valeurs de production réelles des installations photovoltaïques. La proposition consiste donc à sélectionner un réseau d'installations photovoltaïques (avec ou sans consommation propre) à l'échelle nationale, dont les données de production réelles (anonymisées) seront mises à la disposition du public. Un tel réseau de calibrage des installations pourrait être utilisé comme référence par tous les acteurs intéressés pour améliorer les prévisions et, le cas échéant, comme «Baseline» pour les appels de flexibilité.

Utilisation de mesures existantes (privées)

Dans le débat sur la (non) disponibilité des données de mesure, on ne fait souvent pas la distinction entre la qualité des données requise pour chaque utilisation. Cela concerne notamment la distinction entre les données de mesure privées et les données des compteurs calibrées. Alors que la loi exige des données calibrées pour la facturation (gestionnaires de réseau / fournisseurs), cela n'est pas nécessaire pour d'autres cas d'application (p. ex. calibrage de modèles photovoltaïques). Grâce à une définition claire des exigences et à la mise à disposition de données de mesure (privées) (par exemple à partir de l'EMS du propriétaire de l'installation), l'utilisation de données existantes doit être encouragée dans la mesure du possible et sans mise en place d'une infrastructure matérielle supplémentaire.

Mise en place et développement du Data Hub

La mise en place d'un Data Hub, prévue par la loi, a pour objectif de standardiser et d'améliorer l'échange de données parmi les différents acteurs du secteur suisse de l'électricité. Comme la disponibilité des données est d'une importance décisive, notamment dans le contexte d'une multitude d'installations (photovoltaïques) décentralisées, les cas d'utilisation déjà prévus pour l'Energy Data Hub doivent être mis en œuvre le plus rapidement et le plus largement possible, et être complétés par les informations de la base de données Pronovo (cf. mesure Données de base). En outre, il convient d'examiner dans quelle mesure l'échange de données via le Data Hub pourra être étendu à l'échange de données en temps réel. Cela apporterait des avantages décisifs, notamment pour l'équilibrage de la production photovoltaïque, c'est-à-dire l'attribution à des groupes-bilan et le suivi de leur équilibre en temps réel. Il faudrait qu'une telle mise en œuvre se fasse avec une interface ouverte et standardisée.

Résumé des recommandations du champ d'action «Données»

@Gestionnaires de réseau:	**@OFEN/Pronovo:**
• Définition des exigences (minimales) en matière de données (de mesure) par cas d'utilisation et intégration des données de mesure privées dans la mesure du possible	• Publication rapide et de qualité des données de base, y compris l'appartenance à un groupe-bilan • Mise en place d'un réseau de calibrage des installations photovoltaïques dans toute la Suisse, dont la production réelle est rendue publique afin d'améliorer les prévisions • Examen de la possibilité d'ajouter des données en temps réel au Data Hub

Mise en œuvre et conclusion

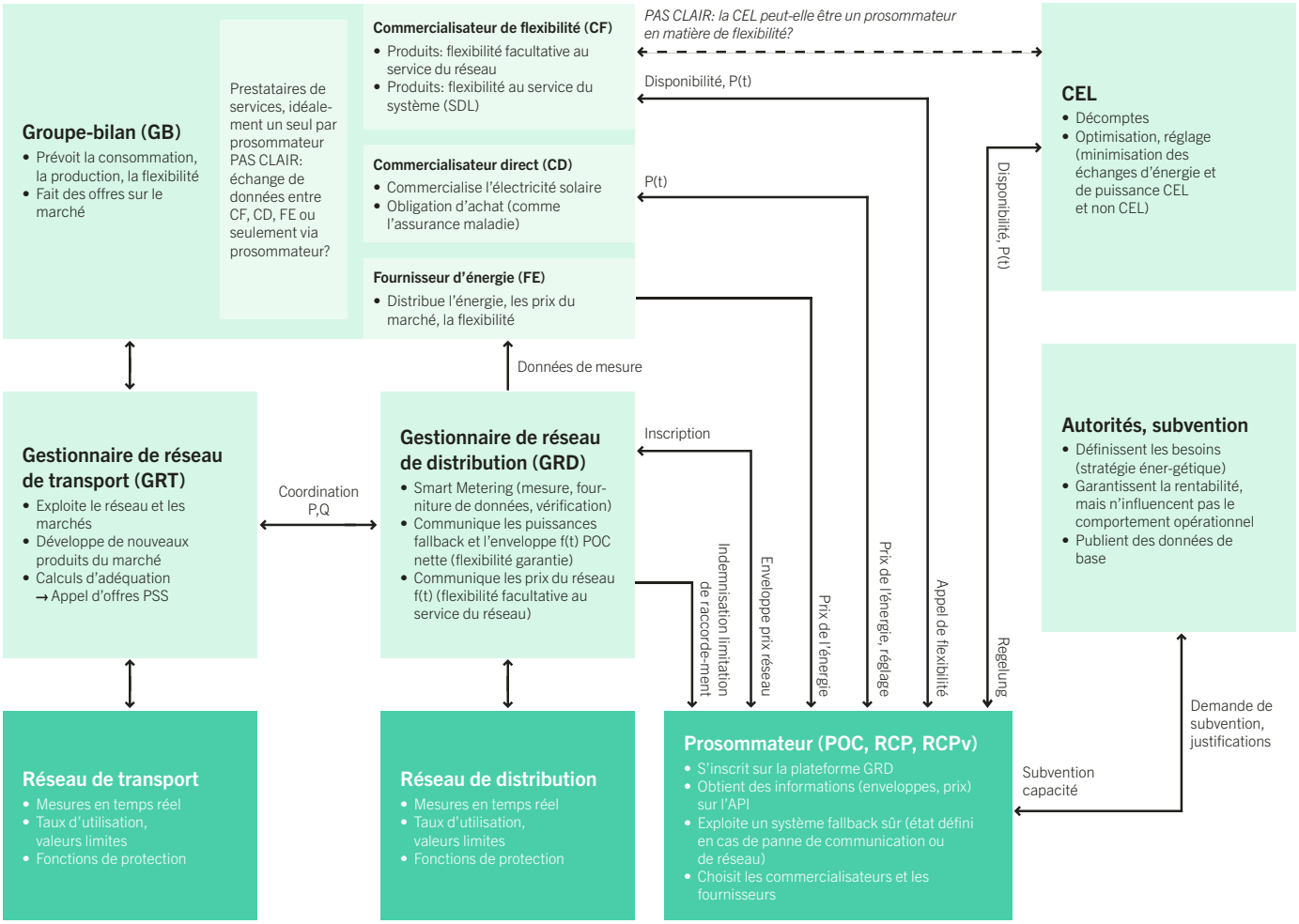
La réussite de la transformation du système énergétique, et notamment l'intégration de grandes quantités de puissance photovoltaïque installée, nécessite une approche coordonnée et globale de tous les acteurs concernés. Les défis et les champs d'action afférents à la décentralisation et à la numérisation croissantes de l'approvisionnement en électricité sont multiples et concernent tout autant les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, les agrégateurs, les exploitants d'installations / prosommateurs, les autorités, les fournisseurs de technologie et les instances législatives. Aucune mesure isolée ne peut assurer une intégration sûre du photovoltaïque dans le système global; seul un paquet complet de mesures peut y parvenir – il n'existe pas de solution miracle.

En ce qui concerne le calendrier de mise en œuvre des mesures, celles-ci vont de mesures pouvant être mises en œuvre immédiatement à des mesures à très long terme qui nécessitent, entre autres, une adaptation du cadre juridique. Il est important de traiter en priorité les mesures qui ont des effets à long terme et qui sont difficiles, voire coûteuses, à corriger. Cela concerne notamment la définition de normes et d'exigences pour les installations. Une fois mises en place, les modifications ultérieures des installations photovoltaïques nécessitent des adaptations / solutions de modernisation coûteuses, y compris des discussions difficiles sur la prise en charge des coûts, les délais de transition, etc. Comme les installations implantées aujourd'hui resteront connectées au réseau pendant au moins 20 ans, il ne faut pas perdre de temps pour définir les conditions de raccordement et les exigences nécessaires.

La présentation suivante schématise comment l'interaction des acteurs impliqués pourrait fonctionner selon les mesures présentées dans le présent document.

Source: Axpo

Solution pour l'exploitation et l'architecture du système prosommateurs + RD + RT + marché



Même s'il s'agit d'une présentation simplifiée, il est évident qu'une coopération étroite entre les propriétaires d'installations, les gestionnaires de réseau et les acteurs du marché est tout aussi importante que la création d'un cadre juridique et technique qui favorise l'innovation tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement. L'observation des développements internationaux peut faciliter l'adaptation des approches éprouvées et garantir la compétitivité du secteur énergétique suisse.

En résumé, la réussite de la transition énergétique et l'intégration du photovoltaïque nécessitent un large éventail de mesures et la participation active de tous les acteurs. Seule une action coordonnée tout au long du processus, des exigences posées aux installations à l'échange de données en passant par l'exploitation et la commercialisation, permettra d'intégrer avec succès et en toute sécurité les performances photovoltaïques visées par les politiques dans le système global.

Liste des abréviations

CA	Alternating Current (courant alternatif)
BESS	Battery Energy Storage System (stockage sur batterie)
OFEN	Office fédéral de l'énergie
GB	Groupe-bilan
CC	Direct Current (courant continu)
DSO	Distribution System Operator (identique au GRD)
EMS	Système de gestion de l'énergie
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Association euro-péenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
ESTI	Inspection fédérale des installations à courant fort
UE	Union européenne
GW	Gigawatt (équivalent à 1000 MW)
GWh	Gigawattheure (équivalent à 1000 MWh)
PV	Énergie photovoltaïque
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
kWc	Kilowatt-crête
CEL	Communauté électrique locale
LEMS	Système de gestion de la puissance et de l'énergie
MW	Mégawatt (équivalent à 1000 kW)
MWh	Mégawattheure (équivalent à 1000 kWh)
PRR	Point de raccordement au réseau
PSS	Services système
TSO	Transmission System Operator (identique au GRT)
TWh	Térawattheure (équivalent à 1000 GWh)
GRT	Gestionnaire du réseau de transport
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
AES	Association des entreprises électriques suisses
RCPv	Regroupement virtuel dans le cadre de la consommation propre
RCP	Regroupement dans le cadre de la consommation propre

Date de publication: mars 2026

Swissgrid SA, Bleichemattstrasse 31, 5001 Aarau, Suisse
T +41 58 580 21 11, info@swissgrid.ch, www.swissgrid.ch