

Recommandation de la branche

# Ajustement de l'injection des installations photo- voltaïques

Directive relative à l'ajustement de l'injection  
des installations photovoltaïques au service  
du réseau

AIR – CH 2025



## Mentions légales et contact

### Éditeur

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

### Auteurs et autrices de la première édition

Stefanie Aebi	Swissgrid	Membre du GT
Patrick Bader	AES	Membre du GT
Christof Bucher	BFH	Membre du GT
Peter Cuony	Groupe E	Responsable GT
Stéphane Daetwyler Duarte	Romande Energie	Membre du GT
Lukas Elmiger	CKW	Membre du GT
Peter Esslinger	BKW	Membre du GT
Hans-Heiri Frei	EKZ	Membre du GT
Fabio Giddey	Swissolar	Membre du GT
Anna Hoang	Primeo Energie	Membre du GT
Lars Huber	SWL Energie	Membre du GT
Dimitrios Nousios	Swissgrid	Membre du GT
Dona Mountouri	Swissgrid	Membre du GT
Christina Tzanetopoulou	AES	Membre du GT
Joé Wengler	ewz	Membre du GT
Daniel Wiesler	EBL	Membre du GT

### Responsabilité commission

La Commission Qualité de la fourniture de l'AES est désignée responsable de la tenue à jour et de l'actualisation du document.

Ce document est une recommandation de la branche sur le marché de l'électricité. Il constitue une directive au sens de l'art. 27, al. 4 de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité.



## Chronologie

Date	Brève description
05.09.2024	Attribution du mandat par la Commission Qualité de la fourniture
14.05.2025	Début des travaux du groupe de travail (GT)
Du 10.06 au 27.07.2025	Consultation au sein de la branche
18 septembre 2025	Approbation par le Comité de l'AES

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 18.09.2025.

---

## 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, distribution ou tout autre usage de ces documents que celui prévu pour le destinataire 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.

## Égalité linguistique entre femmes et hommes

Dans le souci de faciliter la lecture, seule la forme masculine est utilisée dans le présent document. Toutes les fonctions et les désignations de personnes s'appliquent toutefois tant aux femmes qu'aux hommes. Merci de votre compréhension.



## Table des matières

Préface .....	7
Termes et définitions .....	7
1. Introduction .....	8
1.1 Nécessité d'un ajustement de l'injection .....	8
1.2 Bases techniques de la régulation de la puissance des installations photovoltaïques .....	9
1.3 Base légale et trois cas d'application .....	10
1.3.1 Utilisation garantie de la flexibilité lorsque l'état du réseau est dégradé ou perturbé .....	11
1.3.2 Utilisation garantie des flexibilités pour assurer l'efficacité du réseau .....	11
1.3.3 Flexibilité accordée par contrat .....	12
2. Possibilités techniques envisageables pour la mise en œuvre de la régulation de l'injection d'installations PV .....	13
2.1 Exigences relatives à la paramétrisation locale des installations PV .....	13
2.1.1 Limitation fixe de l'injection .....	13
2.1.2 Limitation de l'injection liée à la tension .....	14
2.2 Commande à distance de l'installation de production via une interface locale .....	15
2.2.1 Commande via un protocole .....	15
2.2.2 Commande via un contact de commutation .....	15
2.3 Autres possibilités .....	16
2.3.1 Commande à distance via la connexion internet du producteur et des plateformes informatiques de tiers .....	16
2.3.2 Rétribution dynamique des flexibilités pour l'injection .....	16
2.3.3 Délestage de l'installation PV via augmentation de fréquence en îlotage .....	16
2.4 Adéquation de différentes approches pour les trois cas d'application .....	17
3. Processus .....	18
3.1 Coordination entre le GRD et les tiers .....	18
3.1.1 Priorisation et chronologie de la régulation de l'injection .....	18
3.1.2 GRD en amont et en aval .....	20
3.2 Calcul de l'injection ajustée au point de raccordement et des pertes de production .....	21
3.2.1 Calcul des pertes de production spécifique à l'installation avec des profils de production maximums .....	22
3.2.2 Calcul des pertes de production spécifique à l'installation avec des profils de référence .....	22
3.2.3 Détermination des pertes de production sur la base du profil d'injection et de valeurs empiriques .....	23
4. Conclusion .....	24
Annexe 1: Analyses sur les limitations d'injection fixées à 70 % pour les installations PV .....	25
Annexe 2: Limitations d'injection fixes spécifiques par installation PV .....	28
Annexe 3: Exemple de calcul des pertes de production d'installations PV avec le machine learning .....	30



## Liste des figures

Figure 1: Structure des documents	7
Figure 2: Chronologie de l'activation de la flexibilité d'une installation PV par le GRD (bleu), le fournisseur (vert) et le GRT (rouge).	18
Figure 3: Exemple de comportement d'une installation PV d'une puissance installée de 100 kWc en cas de chevauchement des ordres du GRD (jaune et marron) et du fournisseur (rose). Le profil sans limitation et ordre externe est représenté en bleu clair. La réaction de l'installation aux ordres superposés est représentée en bleu foncé.	20
Figure 5: Production annuelle relative avec différents angles d'inclinaison et orientations (à gauche) et rayonnement global horizontal moyen en Suisse sur 20 ans pour les années 1996-2015 (à droite) [3]	26
Figure 6: Part des installations PV présentant une perte de production inférieure à 3 % avec une limitation fixe de la production à 70 % en fonction de l'altitude (à gauche) et nombre total d'installations PV dans l'ensemble des données par tranche d'altitude de 100 m (la tranche 500 comprend toutes les installations situées entre 400 et 500 m d'altitude).	26
Figure 7: Profil de production d'une installation photovoltaïque caractéristique (703 kWc/601 kVA, orientation est-ouest avec une inclinaison de 6°, puissance nominale DC normalisée à 100 %). La puissance AC maximale mesurée (moyenne avec une résolution de 15 minutes) représente 83 % de la puissance nominale DC. De 2017 à 2022, 3 % de l'énergie produite est supérieure à 52 % de la puissance nominale.	28
Figure 8 Limitation d'injection fixe pour laquelle la limite de 3 % pour la perte de production n'est pas dépassée, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation d'une installation caractéristique du Plateau suisse. [3]	29
Figure 9: Évolution journalière de la tension du réseau (gris) et de la production d'une installation photovoltaïque (bleu) avec une fonction P(U), et production escomptée calculée (orange) sans la régulation P(U) sur quatre jours avec des conditions météorologiques différentes. L'installation photovoltaïque réduit la puissance à partir d'une tension de 238 V et contribue ainsi à limiter le pic de tension. Les pertes de production résultent de la différence entre le profil de production «non perturbé» calculé et le profil de production mesuré.	30



**Liste des tableaux**

Tableau 1 Classement des possibilités techniques pour la mise en œuvre en fonction des trois cas d’application pour les installations photovoltaïques. Les chiffres indiquent l’adéquation de chaque approche pour les différents cas d’application selon l’évaluation du GT. 1 représentant la variante la moins adaptée et 5 la variante la plus adaptée.

17



# Préface

Le présent document est une recommandation de la branche publiée par l’AES. Il fait partie d’une large réglementation relative à l’approvisionnement en électricité sur le marché ouvert de l’électricité. Les recommandations de la branche contiennent des directives et des préconisations 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 recommandations de la branche sont élaborées par des spécialistes de la branche selon le principe de subsidiarité; elles sont régulièrement mises à jour et complétées. 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 «Ajustement de l’injection des installations photovoltaïques» est un document d’application.

## Structure des documents

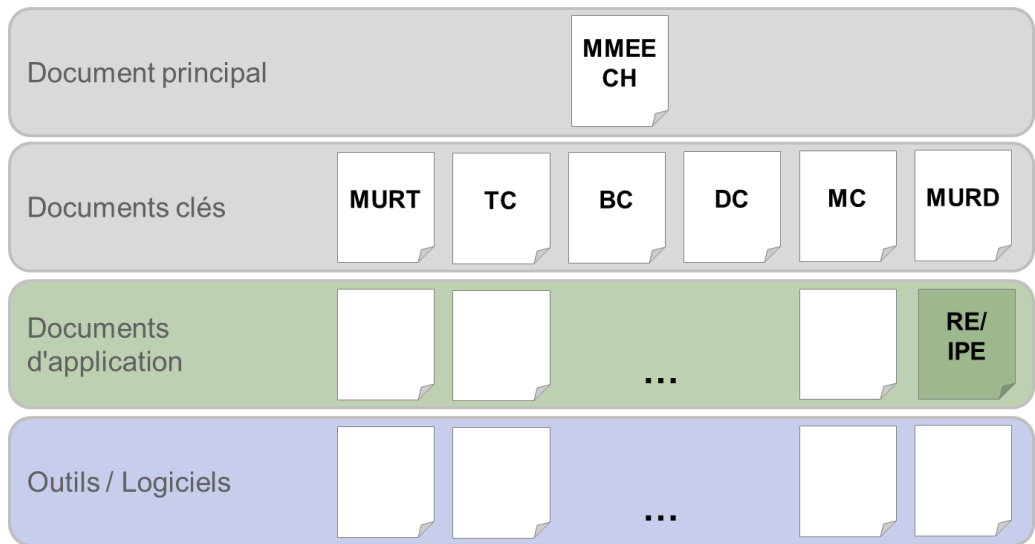


Figure 1: Structure des documents

## Termes et définitions

En ce qui concerne les abréviations, les termes et les définitions, nous vous renvoyons au glossaire de l’AES (voir [lien](#)).



## 1. Introduction

- (1) À partir du 1er janvier 2026, la LApEI et l'OAPEI fournissent une nouvelle base légale pour l'ajustement de l'injection au service du réseau. Ce document présente les modalités de mise en œuvre des nouvelles dispositions par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD).
- (2) L'AES précise les recommandations relatives à la mise en œuvre de l'utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau (conformément à l'art. 17c, al. 4, let. a LApEI et art. 19c, al. 4 OAPEI) pour les installations photovoltaïques. En raison de l'impact important de cette directive, elle ne s'applique qu'aux technologies présentant un rapport coûts-bénéfices approprié. C'est le cas du photovoltaïque. Le réseau électrique atteint toujours plus les limites de sa capacité et doit être conçu pour fonctionner à pleine puissance à tout moment, même si cela ne se produit que quelques heures par an. Avec l'extension prévue du photovoltaïque, ce problème va s'accroître. La vitesse d'expansion des nouvelles installations solaires est élevée, tandis que l'extension et la transformation du réseau prennent beaucoup plus de temps et sont coûteuses. Cette réglementation ne vise donc pas à discriminer le photovoltaïque, mais a pour objectif de limiter toutes les technologies qui pèsent sur la capacité d'absorption du réseau en raison d'une production irrégulière et parfois excessive due à une simultanéité élevée liée à la technologie. S'il s'avère que d'autres technologies peuvent également apporter une valeur ajoutée significative au système énergétique, l'AES élaborera également des recommandations concrètes pour ces technologies. L'AES a pour objectif de garantir un approvisionnement en électricité sûr, durable et rentable. Avec cette mesure, nous encourageons un développement du réseau qui soit judicieux d'un point de vue économique.
- (3) Il faut garder à l'esprit que la mise en œuvre de la flexibilité est un sujet nouveau et que la Suisse dispose encore peu d'expérience en matière d'ajustement de l'injection. L'objectif de ce document est de créer une compréhension commune du sujet et d'introduire les principes de base. Le groupe de travail (GT) part toutefois du principe que cette recommandation de la branche doit évoluer avec l'expérience de mise en œuvre.

### 1.1 Nécessité d'un ajustement de l'injection

- (1) Selon les «Perspectives énergétiques 2050+», d'ici à 2050, 40 % de la consommation d'énergie annuelle de la Suisse devrait être couverte par du courant produit par des installations photovoltaïques. Cela correspond à une production d'environ 34 TWh par an et à une puissance PV DC installée de 37 Gwc. Dans l'actuelle LEnE, les objectifs de développement des énergies renouvelables ont encore été revus à la hausse, mais aucune valeur cible concrète pour le seul PV n'y figure. Restée constante au cours des dix dernières années, la pointe de charge maximale annuelle de la consommation d'électricité en Suisse s'élève à environ 10 GW, un chiffre nettement inférieur à la puissance de production maximale possible escomptée des installations photovoltaïques (environ 24 GW pour une puissance installée de 37 GWc). [1]
- (2) Par le passé, le réseau de transport et les réseaux de distribution étaient généralement conçus en fonction de la consommation. La production décentralisée prévue par «Perspectives énergétiques 2050+» pose, aujourd'hui déjà, de grands défis aux gestionnaires de réseau. En raison des pics d'injection des installations photovoltaïques, de plus en plus de parties des réseaux de distribution doivent être renforcées. Ces puissances d'injection maximales ne se produisent toutefois que pendant quelques heures par an. L'ajustement des pics d'injection peut réduire de manière significative les besoins de renforcement et d'extension du réseau liés à la production. Il est ainsi possible de raccorder un nombre nettement plus important d'installations photovoltaïques sur les réseaux





électriques existants. D'un point de vue économique, il n'y a pas d'alternative à l'ajustement des pics d'injection par les installations photovoltaïques.

- (3) La possibilité d'absorber les excédents PV à l'aide d'installations de stockage ou d'une flexibilité en termes de consommation est souvent abordée. Cette solution est correcte et joue un rôle important, car elle peut réduire ces pics. Mais comme les technologies de stockage nécessitent des investissements importants et doivent être amorties sur un certain nombre d'heures, elles ne sont généralement pas conçues pour les pics d'injection les plus élevés, qui ne se produisent que quelques heures par an. Il est donc impératif d'ajuster les pics d'injection des installations PV en suivant d'autres approches. Le volume de l'excédent PV qui sera réellement ajusté à l'avenir dépendra du volume que les installations de stockage et les consommateurs d'électricité flexibles pourront absorber.
- (4) Le présent document traite de l'ajustement de l'injection au service du réseau en mettant l'accent sur les installations PV. Pour parvenir à un équilibre entre la production et la consommation, une régulation de l'injection du courant photovoltaïque au service du marché (marché spot, équilibre des groupes-bilans) et du système (services-système) est également nécessaire. Si une part importante des pics d'injection est réduite «au service du marché de l'électricité», l'ajustement de l'injection «au service du réseau» ne doit être utilisé que dans des cas spécifiques pertinents pour le réseau. Une étude financée par l'OFEN montre que, d'un point de vue énergétique, 10 à 20 % de la production photovoltaïque devrait être ajustée au service du marché dans un futur système énergétiquement efficace [2]. Dans tous les autres scénarios sans ajustement de l'injection photovoltaïque, les coûts totaux sont en moyenne 63 % plus élevés.
- (5) Pour les GRD, la nouvelle base légale prévoit une utilisation de flexibilité garantie au service du réseau de distribution. Cependant, il est également possible qu'à l'avenir, le gestionnaire du réseau de transport (GRT) doive exiger dans certaines situations la réduction de l'injection afin de garantir la sécurité de l'exploitation du réseau de transport. Cela peut se faire via les processus déjà existants entre le GRT et le GRD aval (tels que décrits dans la recommandation de la branche «Délestage manuel») si le GRD a déjà mis en œuvre une solution technique pour la commande de l'injection. Le GRT peut régler les modalités avec les GRD concernés.

## **1.2 Bases techniques de la régulation de la puissance des installations photovoltaïques**

- (1) Les modules PV fournissent une puissance DC qui est convertie en puissance AC par l'onduleur. La somme des puissances nominales de l'ensemble des modules photovoltaïques, mesurées en laboratoire dans des conditions de test standardisées au niveau international (STC = 1000 W/m<sup>2</sup>; 25°C, AM 1.5), donne la puissance de l'installation photovoltaïque (voir également la définition selon l'art. 13 OEné). Pour faciliter la compréhension, la puissance nominale DC est indiquée dans ce document par un petit «p» ajouté à l'unité kW. L'abréviation kWc se prononce «kilowatt-crête».
- (2) La production annuelle attendue dépend essentiellement de l'ensoleillement du lieu d'installation ainsi que l'orientation, l'inclinaison, la température ambiante et la puissance des modules PV. La production annuelle la plus élevée est atteinte par les installations inclinées à 35° et orientées sud (Figure 5: Production annuelle relative avec différents angles d'inclinaison et orientations (à gauche) et rayonnement global horizontal moyen en Suisse sur 20 ans pour les années 1996-2015 (à droite). Selon les statistiques de Swissolar, les installations photovoltaïques en Suisse produisent en moyenne 850-1000 kWh d'électricité solaire par kWc installé et par an.



- (3) En raison des conditions locales de rayonnement solaire, une installation PV typique n'atteint jamais ou rarement la puissance nominale DC. C'est pourquoi les onduleurs sont conçus de manière optimale, de sorte que leur puissance nominale AC soit inférieure à la puissance nominale de l'installation PV. La puissance nominale de l'onduleur correspond généralement à la puissance apparente continue maximale de l'onduleur et est donc utile pour le dimensionnement de l'installation électrique. Cependant, tous les fabricants d'onduleurs n'utilisent pas les mêmes définitions pour la puissance nominale de l'onduleur.
- (4) Les onduleurs convertissent la puissance DC produite par les modules photovoltaïques en une puissance AC et, en temps normal, adaptent continuellement la tension DC afin de maximiser la production à chaque instant. Conformément aux prescriptions en matière de réduction de la production, l'onduleur peut augmenter la tension DC, ce qui réduit la puissance produite.
- (5) Dans le cas des installations PV, la réduction de la production est toujours effectuée par l'onduleur. Le signal avec la consigne de limitation peut directement être transmis à l'onduleur. Pour les grandes installations PV avec plusieurs onduleurs, le signal est généralement transmis à un régulateur de parc qui, à son tour, transmet la consigne à plusieurs onduleurs. Pour les installations PV avec consommation propre, la consigne peut être transmise à un système de gestion de l'énergie qui augmentera alors d'abord la consommation propre ou chargera une batterie avant de réduire la production de l'installation PV. Les fonctions du régulateur de parc et du système de gestion de l'énergie peuvent également être intégrées à l'onduleur.
- (6) Sauf indication contraire, le présent document se réfère à la puissance active injectée qui est mesurée au point de fourniture. Il est également possible de faire valoir la limitation de l'injection au point de mesure virtuel d'un RCPv. La plupart des installations photovoltaïques produisent également pour leur consommation propre en aval du point de fourniture. Cette consommation propre n'est pas mesurée par le GRD pour les installations <30 kVA. Dans ce contexte, la puissance injectée est également appelée excédent PV et apparaît après que la consommation propre a été soustraite de la production photovoltaïque.
- (7) Dans le présent document, l'utilisation du terme «puissance» se réfère toujours à la puissance active. Comme le GRD peut également exiger une puissance réactive pour le maintien de la tension, les GRD doivent également tenir compte de la puissance apparente pour le dimensionnement des réseaux, et les installateurs doivent faire de même pour le dimensionnement des onduleurs.

### 1.3 Base légale et trois cas d'application

- (1) Les possibilités du GRD concernant l'ajustement de l'injection sont fixées à l'**art. 17b-c LApEI** *Utilisation de la flexibilité* et à l'**art. 19a-d OApEI** à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026.
- (2) Pour le GRD, trois cas d'application peuvent en résulter. Ils sont expliqués dans les paragraphes suivants:
- utilisation garantie de la flexibilité lorsque l'état du réseau est dégradé ou perturbé (sans rétribution);
  - utilisation garantie de la flexibilité en ajustant une partie déterminée de l'injection au point de raccordement au réseau pour améliorer l'efficacité du réseau (sans rétribution, mais avec limite à 3 % de la production annuelle);
  - Flexibilités accordées par contrat avec rétribution.



- (3) L'utilisation garantie est assurée au GRD même si elle va à l'encontre des droits d'utilisation détenus par des tiers ou si le détenteur de flexibilité s'y oppose (art. 17c LApEI). L'utilisation garantie de la flexibilité n'est pas rétribuée (art. 19c OApEI) et le GRD doit informer le détenteur de flexibilité concerné, sur demande ou au moins une fois par an, des raisons et de l'ampleur de ces utilisations (art. 19c OApEI).
- (4) L'accès garanti à une part déterminée de la flexibilité aide les GRD à exploiter un réseau de distribution sûr et efficace. L'utilisation de la flexibilité garantie peut entraîner des désavantages financiers pour les producteurs ou pour d'autres acteurs. En principe, le GRD ne doit utiliser la flexibilité garantie que si les avantages pour le réseau sont plus nombreux que les inconvénients pour les autres acteurs.

### **1.3.1 Utilisation garantie de la flexibilité lorsque l'état du réseau est dégradé ou perturbé**

- (1) En cas d'état dégradé ou perturbé du réseau, le GRD est autorisé et a l'obligation d'engager les mesures nécessaires pour garantir un retour à la normale du réseau et éviter ou limiter l'extension de la perturbation.
- (2) Si les mesures correctives dans le réseau de distribution du GRD ne portent pas leurs fruits ou sont insuffisantes, ce dernier peut exiger l'ajustement de l'injection, même sans accords contractuels (Art. 17c LApEI et recommandation de la branche «Distribution Code Suisse»). Ce cas d'application revêt une importance croissante dans le domaine de la production décentralisée, car les NR 3 et NR 4 et parfois NR 5 sont planifiés et construits de manière sûre avec un niveau N-1 pour le soutirage, mais le critère de sécurité N-1 n'est pas appliqué à l'injection. En cas de défaillance d'un transformateur dans une sous-station, l'exploitation sûre du réseau reste garantie, mais en cas d'injection importante, il est possible que la puissance injectée ne puisse plus être absorbée par le réseau à l'état N-1.
- (3) Chaque année, le GRD doit informer l'EiCom des interventions effectuées (art. 17c LApEI).

### **1.3.2 Utilisation garantie des flexibilités pour assurer l'efficacité du réseau**

- (1) L'ajustement de l'injection dans le cadre de la flexibilité garantie peut être utilisé par le GRD afin d'augmenter l'efficacité du réseau. Le GRD peut planifier et mettre en œuvre l'ajustement de l'injection jusqu'à concurrence d'une quantité d'énergie correspondant à 3 % de la production annuelle prévue (production annuelle nette, sans stockage intermédiaire éventuel et sans consommation propre) par installation. L'utilisation de cette flexibilité garantie peut se faire sans l'accord du producteur et sans rétribution.
- (2) Ce cas d'application permet au GRD de retarder, voire d'éviter certains renforcements du réseau afin de limiter l'augmentation des coûts du réseau. Il est également pertinent pour les états de réseau N-1 dans le cadre de travaux de maintenance planifiés sur le réseau électrique.
- (3) Dans le cadre de la flexibilité garantie à des fins d'efficacité du réseau, le GRD doit exiger l'ajustement de l'injection au point de fourniture. Le producteur peut à tout moment produire plus que ce que prévoit la limitation de l'injection, tant qu'il utilise lui-même la surproduction ou qu'il la stocke temporairement au moyen de solutions de stockage.



### 1.3.3 Flexibilité accordée par contrat

- (1) Dans le cas de la flexibilité accordée par contrat, un contrat non discriminatoire est conclu avec le producteur avant l'utilisation de la flexibilité (art. 17c, al. 2 LApEI). Ces contrats fixent les conditions dans lesquelles le GRD peut **disposer** de la flexibilité. Selon le principe de l'opt in, le producteur doit accepter ou refuser activement un tel contrat proposé par le GRD.
- (2) La non-discrimination peut consister, par exemple, à proposer le même contrat à tous les producteurs d'une technologie (p. ex. installation PV). Elle peut également consister, par exemple, en ce que les rétributions des producteurs pour lesquels l'injection a été ajustée soient similaires à celles des producteurs pour lesquels l'injection n'a pas été ajustée. Chaque année, le GRD publie les informations déterminantes pour la conclusion d'un contrat, notamment les taux de rétribution (art. 19b, al. 2, OApEI).
- (3) Comme la valeur de la flexibilité pour le GRD est étroitement liée à l'emplacement de l'injection sur le réseau électrique, il est important que le GRD puisse activer les flexibilités uniquement pour les sites pertinents pour l'objectif qui a motivé l'activation de la flexibilité.





## 2. Possibilités techniques envisageables pour la mise en œuvre de la régulation de l'injection d'installations PV

(1) L'ajustement de l'injection des installations PV peut être mis en application au moyen de différentes approches techniques. Les différentes variantes de mise en œuvre sont décrites brièvement dans les paragraphes suivants et classées à la fin du chapitre dans le Tableau 1 en fonction de leur utilisation dans les trois cas d'application:

- Exigences relatives à la régulation locale (chapitre 2.1)
- Commande à distance via l'interface locale (chapitre 2.2)
- Autres approches (chapitre 2.3)

### 2.1 Exigences relatives à la paramétrisation locale des installations PV

(1) On considère comme exigences vis-à-vis des installations PV les paramétrisations mises en œuvre localement dans les appareils de l'installation, sans commande à distance. Cette approche ne nécessite aucun matériel ni aucune action de la part du GRD.

#### 2.1.1 Limitation fixe de l'injection

- (1) En cas de limitation fixe de l'injection, l'installation PV ne peut injecter qu'une puissance active maximale fixée. Le GRD indique l'injection maximale de puissance active autorisée en kW et peut calculer cette puissance d'injection maximale sur la base d'un pourcentage de la puissance DC nominale (p. ex.  $P_{AC} < 70 \% P_{DC}$ ). La puissance apparente maximale de l'installation photovoltaïque dépend des exigences du GRD en matière de paramétrisation de la puissance réactive et est typiquement jusqu'à 11 % supérieure à la puissance active.
- (2) La limitation d'injection fixe est paramétrée par l'installateur soit au niveau de l'installation PV, soit dans un système de gestion de l'énergie (SGE) du producteur. Si une partie de l'électricité est consommée en aval du point de fourniture, l'installation PV peut produire des puissances plus élevées. Dans ce cas elle doit alors mesurer l'injection au point de fourniture et ajuster la puissance de production de manière dynamique afin de ne pas dépasser la puissance d'injection maximale autorisée.
- (3) Comme alternative à la mise en œuvre avec une mesure au point de fourniture, le producteur peut également limiter la puissance de production de l'installation PV (p. ex. en paramétrant l'onduleur). Dans ce cas, l'exigence en matière d'injection dans le réseau est également remplie. La mise en œuvre est moins coûteuse, mais elle peut entraîner des pertes de production plus importantes, car il se pourrait que l'énergie régulée au niveau de l'onduleur ne soit pas disponible pour la consommation propre.
- (4) Le chapitre 4 propose la mise en œuvre d'une limite d'injection fixe minimale pour tous les nouveaux onduleurs destinés aux installations photovoltaïques. L'Annexe 2: montre comment le GRD peut calculer des limites d'injection fixes spécifiques à une installation.
- (5) Avec une limitation fixe de l'injection à 70 % de la puissance nominale DC des installations PV jusqu'à 1200 mètres d'altitude, la perte de production est généralement inférieure à 3 % (cf. annexe 1). Dans ce cas, la clientèle peut être informée des raisons et de l'ampleur de l'ajustement de l'injection sans mention des pertes de production calculées en kWh.



- (6) Il faut s'attendre à des cas d'exception où, malgré une procédure et un calcul minutieux, certaines situations avec une limite d'injection fixe entraîneront une perte de production supérieure à 3 %. Le traitement de ces cas est rendu plus difficile par le fait que les pertes de production ne peuvent pas être mesurées, mais doivent être calculées, et que ces calculs contiendront toujours une certaine marge d'erreur. La situation peut être améliorée pour le producteur en lui remboursant l'énergie trop ajustée, y compris l'erreur statistique de calcul, au même prix que l'électricité injectée, GO comprises. Si le GRD calcule une perte de production de 100 kWh avec une précision de  $\pm 30\%$  pour une installation PV recevant 5 c./kWh pour l'injection, Dans ce cas, le GRD devra verser au producteur une rétribution de  $(100+30) \text{ kWh} \times 0,05 \text{ CHF/kWh}$ . Pour qu'à l'avenir, les pertes de production ne dépassent plus la limite des 3 %, le GRD doit adapter la puissance d'injection maximale autorisée ou conclure un contrat avec le producteur pour une flexibilité garantie contractuellement.

### 2.1.2 Limitation de l'injection liée à la tension

- (1) Dans le cas de la limitation de l'injection en fonction de la tension, une courbe caractéristique  $P(U)$  est paramétrée dans l'installation PV. Celle-ci définit jusqu'à quelle tension l'installation PV peut injecter la puissance de production maximale et comment elle doit réduire l'injection pour les tensions plus élevées. Une courbe caractéristique  $P(U)$  standardisée avec une réduction linéaire de la puissance dans la plage de 110-112 % est décrite dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension». Comme avec la limitation fixe de l'injection, cette exigence vaut pour le point de fourniture, mais peut également être paramétrée dans l'installation PV par le producteur, de sorte que la courbe caractéristique  $P(U)$  soit appliquée à la production.
- (2) En cas de tension élevée, les onduleurs réduisent la puissance de production et en cas de surtension, les onduleurs se déconnectent du réseau, Ce qui permet d'éviter d'importantes surtensions dues à une injection de courant photovoltaïque trop élevée, même en cas d'exploitation du réseau dégradée ou perturbée. Les valeurs limites sont décrites dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension».
- (3) Une surtension pourrait également être provoquée volontairement par le GRD, de sorte que les onduleurs réduisent ou même stoppent la production si la sécurité de l'exploitation du réseau devait nécessiter une réduction importante de l'injection (p. ex. au NR 4 en cas de défaillance d'un transformateur).
- (4) Comme la tension dans le réseau électrique varie en fonction des flux électriques, il faut s'attendre à ce que les onduleurs répartis sur les différents sites du réseau électrique présentent des comportements d'injection différents en raison de tensions différentes.
- (5) Dans le cas des réseaux présentant un comportement inductif, il faut tenir compte du fait qu'une modification soudaine du courant due à des changements rapides de tension peut entraîner des surtensions transitoires. C'est pourquoi il convient de modifier progressivement la tension.
- (6) La réduction de la puissance ou le délestage des installations PV via la tension du réseau serait particulièrement avantageux comme solution de secours en cas de fonctionnement dangereux ou perturbé du réseau si les systèmes de communication tombaient également en panne, car cela ne nécessite aucune connexion de communication avec les installations de production.



- (7) La recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension» décrit les paramètres de puissance réactive stabilisant la tension ( $Q(U)$ ) qui peuvent entraîner des pertes de rendement marginales en cas de points de fonctionnement proche de la puissance nominale des onduleurs. Il incombe au producteur de veiller au respect des prescriptions en matière de puissance réactive, même pour ces points de fonctionnement. Pour ce faire, il est possible de réduire la puissance active ou d'utiliser des onduleurs affichant une puissance nominale plus élevée. Les éventuelles pertes de puissance active résultant des réglages de puissance réactive stabilisant la tension selon les paramètres exigés en Suisse ne sont pas rétribuées.

## **2.2 Commande à distance de l'installation de production via une interface locale**

- (1) Pour une commande à distance d'une IPE via une interface locale, un appareil du GRD installé sur le site de l'IPE permet de transmettre des commandes via une interface locale de l'installation. Les détails techniques à ce sujet figurent dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension».
- (2) Pour les commandes à distance utilisant des systèmes TIC, il convient de veiller tout particulièrement à ce que les normes minimales en matière de cybersécurité soient respectées et à ce que la sécurité du réseau en cas de défaillance des systèmes TIC soit également garantie.

### **2.2.1 Commande via un protocole**

- (1) L'interface de protocole utilise une interface numérique qui permet de limiter l'injection à n'importe quel niveau au moyen d'un protocole. On peut citer comme exemple Modbus TCP ou un protocole CEI via une interface RJ-45.
- (2) Pour que cela puisse fonctionner, l'installation doit disposer d'une interface numérique et le GRD doit installer sur place un appareil. L'appareil reçoit des ordres d'un poste de contrôle central et les transmet à l'installation du producteur via l'interface et à l'aide du protocole correspondant.

### **2.2.2 Commande via un contact de commutation**

- (1) La commande via des contacts de commutation est basée sur la technique de la télécommande centralisée ou des compteurs intelligents. Depuis des décennies, ces contacts de commutation permettent de mettre en marche et d'arrêter les chauffe-eau électriques et les pompes à chaleur, et donc de reporter leurs charges.
- (2) Comme pour la commande locale via un protocole, la commande via un contact de commutation nécessite un appareil local du GRD qui peut commander l'installation PV. Cela peut se faire avec un seul contact pour une commande marche/arrêt ou, typiquement, avec 2 ou 4 contacts représentant différents niveaux de puissance prédéfinis. Dans le cas de la commande au moyen de contacts de commutation, c'est généralement directement l'onduleur qui est commandé. Le signal est également capté par un régulateur de parc ou un système de gestion de l'énergie et est transmis aux onduleurs.



## 2.3 Autres possibilités

### 2.3.1 Commande à distance via la connexion internet du producteur et des plateformes informatiques de tiers

- (1) Les installations PV ont souvent une connexion internet au cloud du fabricant d'onduleurs. Dans ce cas, la connexion internet est typiquement mise à disposition par le producteur. L'installation PV peut alors être contrôlée par le GRD via une API vers la plateforme informatique, sans qu'il soit nécessaire de reconnecter l'installation. L'état de fonctionnement de la commande à distance dépend des systèmes du fabricant et de la connexion internet du producteur.

### 2.3.2 Rétribution dynamique des flexibilités pour l'injection

- (1) Par le biais d'incitations financières via des prix dynamiques pour l'injection, l'installation PV peut être amenée à injecter plus ou moins d'énergie en fonction du prix à un moment donné. Les prix dynamiques peuvent par exemple être mis à disposition via des interfaces internet, comme les tarifs dynamiques pour le soutirage. Par exemple, lorsque les prix sont élevés, une installation avec consommation propre peut limiter cette dernière et, le cas échéant, injecter de l'énergie supplémentaire provenant d'une batterie. Inversement, lorsque les prix de reprise sont bas, la consommation propre est encouragée et, si possible, l'énergie excédentaire est stockée dans une installation de stockage d'énergie. En cas de prix négatifs, l'alternative est de réduire la production.
- (2) Les prix dynamiques pour l'injection découlent typiquement de la rétribution de l'énergie injectée. Le GRD pourrait aussi proposer une rétribution dynamique de l'injection avec un bonus de flexibilité variable dans le temps et au service du réseau. Un malus pourrait par exemple servir d'incitation à réduire l'injection pendant les périodes de forte réinjection dans le réseau et un bonus pourrait servir à augmenter l'injection pendant les périodes de faible réinjection dans le réseau.
- (3) Les règles relatives à la séparation des activités (art. 10 LApEI) doivent être respectées. Il faut notamment veiller à ce qu'il y ait une séparation claire entre les objectifs en matière d'énergie et entre l'imputation de leurs coûts conformément au principe de causalité. De plus, lors de la fixation des prix pour la flexibilité au service du réseau, il faut tenir compte du fait que l'utilisation de la flexibilité dans le cadre de l'utilisation garantie se fait sans indemnisation.

### 2.3.3 Délestage de l'installation PV via augmentation de fréquence en îlotage

- (1) En cas de défaillance d'un élément de réseau ou si celui-ci est mis à l'arrêt par le GRD pour des travaux planifiés, le GRD peut alimenter les tronçons de réseau concernés en îlotage (p. ex. un quartier lorsqu'un transformateur de NR 6 est remplacé) avec des groupes électrogènes afin d'éviter une interruption de l'approvisionnement.
- (2) Si le tronçon du réseau comporte beaucoup d'installations PV, il y a un risque que la production soit supérieure à la consommation et que la puissance injectée gêne l'exploitation du groupe électrogène de secours, voire l'endommagement. Pour prévenir ce problème, les groupes électrogènes de secours en îlotage fonctionnent souvent à une fréquence légèrement plus élevée afin que les installations photovoltaïques réduisent la puissance de production (à partir de 50,2 Hz) ou s'arrêtent automatiquement (à partir de 51,5 Hz). Le comportement en fréquence des installations PV est décrit dans la recommandation de la branche «Raccordement au réseau pour les installations productrices d'énergie sur le réseau basse tension».





## 2.4 Adéquation de différentes approches pour les trois cas d'application

- (1) Les possibilités techniques décrites ici pour influencer l'injection des installations PV présentent des avantages et des inconvénients, et conviennent plus ou moins à différents types d'installations, différentes utilisations et différents GRD. Le GT a évalué des possibilités techniques de mise en œuvre pour les installations PV par cas d'application. Le résultat est illustré dans le Tableau 1.

Adéquation des différentes possibilités d'ajustement de l'injection pour les installations PV	Exigence relative à la régulation locale			Commande à distance via l'interface locale			Autres approches		
	Limitation fixe 70 %	Limitation fixe <70 %	Limitation de l'injection en fonction de la tension P(U)	Commande par protocole	2 ou 4 contacts de commutation	Contact de commutation unique (marche/arrêt)	Rétribution dynamique des flexibilités pour l'injection	Commande via des plateformes informatiques	Délestage via augmentation de fréquence
Exploitation du réseau dégradée ou perturbée	1	1	4	4	5	5	1	2	5
Flexibilités garanties pour assurer l'efficacité du réseau	5	3	3	4	3	2	2	3	4
Flexibilité accordée par contrat	1	4	3	5	4	3	4	4	1

Tableau 1 Classement des possibilités techniques pour la mise en œuvre en fonction des trois cas d'application pour les installations photovoltaïques. Les chiffres indiquent l'adéquation de chaque approche pour les différents cas d'application selon l'évaluation du GT. 1 représentant la variante la moins adaptée et 5 la variante la plus adaptée.

- (2) Les exemples suivants montrent comment Tableau 1 doit être interprété:

- Pour les cas d'application où l'exploitation du réseau est dégradée ou perturbée, les approches qui permettent de réduire significativement l'injection sont à privilégier. Cela peut se faire par une commande à distance ou automatiquement par des réglages réagissant aux paramètres de réseau, comme la tension ou la fréquence.
- Pour le cas d'application de la flexibilité garantie pour l'efficacité du réseau, la limitation fixe de l'injection à 70 % est la mieux évaluée, car elle peut être exigée de manière forfaitaire pour toute la Suisse (exception faite des installations PV alpines, Annexe 1:) et mise en œuvre très facilement.
- Pour le cas d'application de la flexibilité accordée par contrat, la commande via un protocole est évaluée comme la meilleure variante, car elle offre la plus grande flexibilité.



### 3. Processus

#### 3.1 Coordination entre le GRD et les tiers

- (1) La flexibilité des installations PV peut être utilisée non seulement par le GRD, mais aussi par des tiers (p. ex. le GRT utilise la flexibilité pour le système et les fournisseurs utilisent la flexibilité pour le marché). Par le passé, la flexibilité des installations PV décentralisées était utilisée de manière très limitée. En cas d'augmentation de l'utilisation de ces flexibilités, il est important de classer les différentes utilisations de manière chronologique, de définir leur ordre de priorité et de coordonner l'échange d'information.

##### 3.1.1 Priorisation et chronologie de la régulation de l'injection

- (1) Le GRD doit ajuster l'injection de l'installation PV pour agir en cas d'état dégradé ou perturbé ou pour exploiter plus efficacement l'infrastructure critique. Si l'activation de la flexibilité par le GRD n'est pas respectée, la sécurité d'exploitation du réseau peut être mise en danger. C'est pourquoi les tiers ne peuvent pas annuler les activations de la flexibilité par le GRD.
- (2) Concernant la chronologie de l'ajustement de l'injection, les activations sont réalisées avec des délais différents en fonction du cas d'application (voir Figure 2).

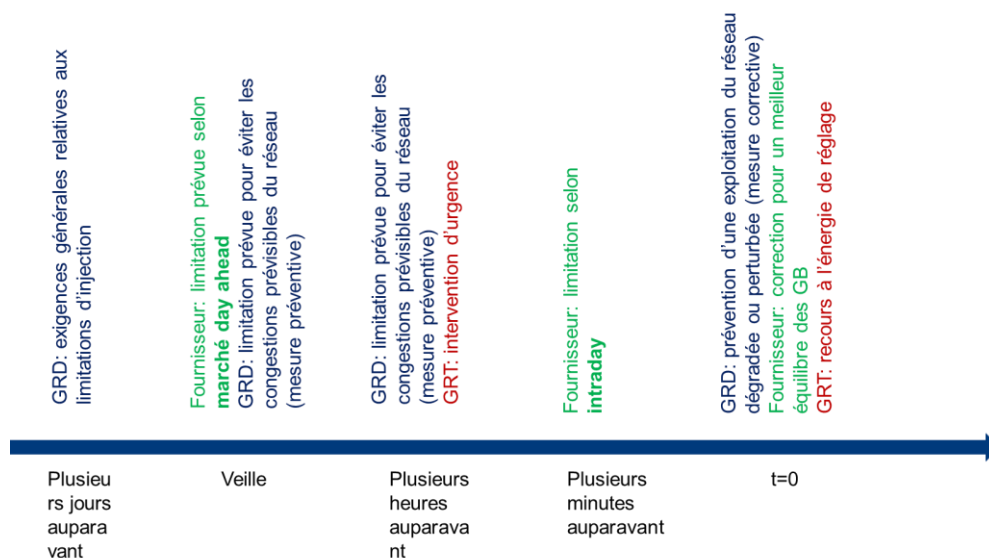


Figure 2: Chronologie de l'activation de la flexibilité d'une installation PV par le GRD (bleu), le fournisseur (vert) et le GRT (rouge).

- (3) Plusieurs acteurs participeront à la régulation des installations PV et géreront éventuellement différentes interfaces d'installation PV. Pour les grandes installations, par exemple, il est courant que le GRD puisse agir sur le régulateur du parc via une interface locale. Un acteur réalisant une commercialisation directe peut agir sur le régulateur du parc via une autre interface utilisant une connexion internet du producteur. Si plusieurs parties exigent une régulation de l'injection de l'installation PV, il est demandé à cette dernière de toujours mettre en œuvre la puissance d'injection la plus basse demandée.

(4) Exemple (Figure 3). Pour une installation PV de 100 kWc sans consommation propre, le GRD exige, lors de la mise en service, de limiter la puissance d'injection à 70 kW maximum. Cette limitation fixe de l'injection est paramétrée localement par l'installateur dans le régulateur du parc. L'installation se trouve dans un tronçon du réseau où, lors de journées très ensoleillées, il peut y avoir des congestions du réseau en raison d'une injection importante. Le GRD analyse la situation et, lors d'une journée ensoleillée, envoie aux alentours de 10 heures un ordre de commande via le système de commande et de réglage intelligent et l'interface de protocole locale à l'installation photovoltaïque lui demandant d'injecter au maximum 50 kW de 10 heures à 17 heures. À 9 heures, l'installation atteint déjà la limite de 70 % et passe à 50 % vers 10 heures et reste ainsi à la valeur limite de 50 kW. À 13 heures, via la plateforme et la connexion internet du régulateur du parc, le fournisseur qui achète l'énergie envoie l'ordre de réduire l'injection à 0 kW en raison de prix intraday négatifs et d'un excédent du groupe-bilan (GB). À 15 heures, le fournisseur envoie un nouvel ordre indiquant qu'il est de nouveau possible de produire sans limitation. L'installation produit à nouveau les 50 kW maximum autorisés par le GRD jusqu'à 16 heures, lorsque la puissance tombe sous les 50 kW en raison du rayonnement solaire. La chronologie et les responsabilités pour la limitation de l'injection sont donc les suivantes:

- 9 h: l'installation PV de 100 kWc atteint la limite d'injection de 70 %. L'injection est bridée à 70 kW. (Responsabilité: GRD)
- 10 h: le GRD s'attend à des congestions de réseau et fixe, entre 10 et 17 heures, l'injection maximale à 50 kW. (Responsabilité: GRD)
- 13 h: le fournisseur réagit aux prix intraday négatifs et à l'excédent du GB et envoie l'ordre de réduire l'injection à 0 kW. (Responsabilité: fournisseur)
- 15 h: le fournisseur supprime la limitation de l'injection à 0 kW. L'installation photovoltaïque peut à nouveau injecter jusqu'à 50 kW selon les consignes du GRD. (Responsabilité: GRD)
- 17 h: la limitation de l'injection fixée par le GRD prend fin. L'installation photovoltaïque peut à nouveau injecter jusqu'à 70 kW (= 70 %). (Responsabilité: GRD)



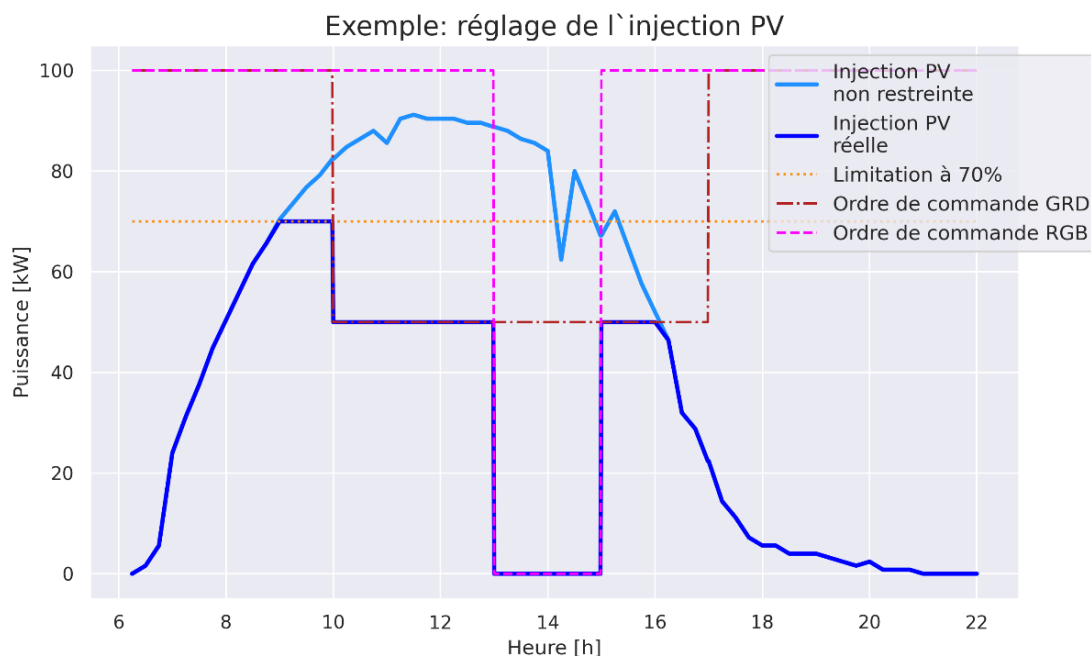


Figure 3: Exemple de comportement d'une installation PV d'une puissance installée de 100 kWc en cas de chevauchement des ordres du GRD (jaune et marron) et du fournisseur (rose). Le profil sans limitation et ordre externe est représenté en bleu clair. La réaction de l'installation aux ordres superposés est représentée en bleu foncé.

- (5) Dans les cas où plusieurs ordres de commande agissent sur une installation, il doit être clairement défini quel acteur est responsable de l'ajustement mis en œuvre. Cela nécessite un échange d'informations pour le calcul des éventuelles rétributions et pour la mise en œuvre de l'obligation d'informer. L'échange d'informations améliore aussi la prévisibilité des flux d'électricité, ce qui est avantageux pour toutes les parties.
- (6) L'information concernant l'injection maximale autorisée pourrait être transmise sous la forme d'un profil d'injection maximal avec une résolution de 15 minutes et concernant les ordres de commande directs sous la forme d'un format standardisé. Les données devraient être transmises au minimum a posteriori pour la répartition des processus pertinents pour la rétribution.
- (7) Il serait judicieux de transmettre aussi les données à l'avance pour certaines activations planifiées, afin que les autres parties puissent mieux s'adapter aux nouveaux flux.
- (8) La transmission de ces données d'activation de la flexibilité pourrait à l'avenir passer par la plateforme nationale de données (PND) en cours d'élaboration. Tant que la PND n'est pas encore en service, les données pertinentes doivent être échangées directement entre les parties concernées.

### 3.1.2 GRD en amont et en aval

- (1) Les installations PV décentralisées sont généralement raccordées au niveau basse tension (NR 7). Selon les données de Pronovo fin 2024, 42 % de la puissance photovoltaïque installée provient d'installations PV <30 kWp et 85 % d'installations PV <500 kWp. L'injection cumulée de ces



installations a un impact important sur les niveaux de réseau supérieurs et peut y entraîner des congestions. Le besoin de pouvoir ajuster l'injection des installations dans le réseau basse tension peut donc également provenir de niveaux de réseau supérieurs.

- (2) La responsabilité de l'exploitation du réseau pour les différents niveaux de réseau peut être répartie entre plusieurs GRD. Dans ce cas, le gestionnaire de réseau du niveau de réseau supérieur ne peut pas influencer directement les installations photovoltaïques des niveaux de réseau inférieurs pour lesquels il n'est pas compétent. Les gestionnaires de réseau concernés doivent donc se coordonner pour déterminer comment procéder pour l'ajustement de l'injection des installations PV.
- (3) Pour ce faire, il est recommandé de mettre en place rapidement, avec les GRD et le GRT, des réglementations standardisées uniformes à l'échelle de la Suisse, Comprenant notamment les interfaces, les exigences techniques et la coordination de la régulation des installations PV. Dans un premier temps, il est urgent de mettre en œuvre de manière aussi harmonisée que possible, conformément au chapitres 2.1.1 et 4, la limitation fixe de l'injection de nouveaux onduleurs pour les GRD qui sont approvisionnés par le même gestionnaire de réseau du niveau de réseau supérieur.

### **3.2 Calcul de l'injection ajustée au point de raccordement et des pertes de production**

- (1) En temps normal, la plupart des installations PV produisent la puissance maximale possible. En cas d'ajustement de l'injection, des pertes de production peuvent survenir. Lors d'ajustement de l'injection dans le domaine de la flexibilité garantie pour l'efficacité du réseau (jusqu'à 3 % de la production annuelle) et dans le domaine de la flexibilité contractuelle (plus de 3 % de la production annuelle), il convient de calculer l'injection ajustée et les pertes de production. Les pertes de production dues à l'ajustement de l'injection sont au maximum égales à l'injection ajustée, mais peuvent également être nettement inférieures. Dans le pire des cas, on peut partir du principe que la quantité d'énergie ajustée correspond à la perte de production.
- (2) Si, en cas d'ajustement de l'injection, l'énergie est utilisée pour la consommation propre ou est stockée, elle n'est pas perdue. Dans ce cas, il ne s'agit pas d'une perte de production. Il n'y a perte de production que si la production de l'installation PV doit être réduite en raison d'un ajustement de l'injection demandé par le GRD et que la réduction de la production d'énergie ne peut être rattrapée à aucun moment ultérieur. Ainsi, une réduction de l'injection des installations PV sans stockage entraîne typiquement des pertes de production immédiates.
- (3) Comme les pertes de production correspondent à de l'électricité non produite, elles ne peuvent pas être mesurées directement. Les pertes de production doivent être estimées par des calculs basés sur d'autres mesures et sont toujours imprécises.
- (4) Il n'existe pas encore de méthode de calcul des pertes de production harmonisée à l'échelle nationale. Il existe différentes méthodes de calcul, qui peuvent présenter des avantages et des inconvénients selon la situation. Le GRD choisit la méthode de calcul la plus appropriée compte tenu de toutes les circonstances. Certaines méthodes sont décrites dans les sections suivantes et illustrées par des exemples concrets dans les annexes.
- (5) Les GRD qui recourent à l'ajustement de l'injection des installations PV doivent décrire la méthode utilisée pour le calcul des pertes de production et la marge d'erreur, et doivent publier ces informations sur leur site internet. Les méthodes présentées dans ce document doivent donc être considérées comme des propositions et peuvent être complétées ou améliorées par d'autres méthodes.



- (6) L'erreur de calcul statistique des pertes de production doit être intégrée dans la mise en œuvre de manière à ce qu'elle soit favorable aux installations PV dans la grande majorité des cas.
- (7) Exemple: si une perte de production peut être déterminée avec une marge d'erreur de  $\pm 0,4\%$  dans 95 % des cas, l'ajustement de l'injection dans le cadre de la flexibilité garantie ne doit être effectué que jusqu'à 2,6 % afin de garantir le respect de la limite des 3 %. De la même manière, dans le cadre de la flexibilité accordée par contrat, si la perte de production calculée est de 5,2 % avec une précision de  $\pm 0,4\%$ , un pourcentage de 5,6 % peut être rétribué. Le risque d'erreur doit être assumé par le GRD afin de l'inciter à réduire l'erreur statistique grâce à des méthodes plus adaptées.
- (8) Le calcul des pertes de production est plus simple lorsqu'il existe une mesure de la production de l'installation PV. Le calcul des pertes de production peut toutefois aussi être effectué pour les installations PV qui ne disposent que d'une mesure de l'excédent, mais, dans la plupart des cas, cela entraîne une erreur de calcul plus importante. C'est souvent le cas pour les installations PV jusqu'à 30 kVA.

### **3.2.1 Calcul des pertes de production spécifique à l'installation avec des profils de production maximums**

- (1) Il s'agit de déterminer un profil de production maximum pour chaque installation à l'aide de données de mesure passées, p. ex. avec les puissances d'injection les plus élevées enregistrées l'année précédente. Ce profil sert de référence. La différence entre celui-ci et le profil réel avec intervention correspond à l'énergie maximale pouvant être perdue.
- (2) Avec cette approche, on part du principe que les meilleures conditions possibles étaient réunies durant l'intervention du GRD. Il s'agit donc d'une considération très optimiste du point de vue de l'installation PV. Celle-ci permet toutefois de garantir que la perte de production calculée est au moins aussi importante que la quantité d'énergie effectivement perdue par le producteur. En outre, cette méthode n'utilise pas de modèles ni d'algorithmes compliqués, mais uniquement des données de mesure réelles provenant de l'installation.

### **3.2.2 Calcul des pertes de production spécifique à l'installation avec des profils de référence**

- (1) Dans cette approche, il s'agit de calculer pour chaque installation un profil de production «non perturbé» sans intervention et d'en soustraire le profil de production mesuré avec intervention. Le profil de perte qui en résulte peut ensuite être additionné sur un intervalle de temps souhaité et permet ainsi de calculer une perte de production.
- (2) Dans le cas du PV, la production est très variable et dépend fortement des conditions météorologiques locales. Un profil de production «non perturbé» peut toutefois être calculé de manière relativement précise si les caractéristiques de l'installation et les conditions météorologiques sont connues. Pour ce faire, on peut modéliser l'installation avec des données techniques détaillées de l'installation et simuler la production avec des données météorologiques fiables. Comme alternative à la modélisation détaillée, les courbes de production «non perturbées» spécifiques à l'installation peuvent être extraites des valeurs de production obtenues à des intervalles sans régulation, et des profils de production d'installations photovoltaïques non régulées situées à proximité peuvent remplacer les données météorologiques mesurées. L'Annexe 3: décrit un exemple de mise en œuvre dans ce cas.



### 3.2.3 Détermination des pertes de production sur la base du profil d'injection et de valeurs empiriques

- (1) Les installations PV présentent un profil de production très caractéristique, déterminé par le rayonnement solaire au cours de la journée et qui, par beau temps, prend la forme d'une cloche. Lorsque le temps est variable, le profil de production l'est également et les pics de production sont plus élevés que par beau temps en raison des modules photovoltaïques plus froids. Avec une limitation d'injection fixe à 70 % de la puissance nominale, l'injection d'une installation photovoltaïque typique n'est limitée que quelques heures par an et les pertes de production sont par conséquent faibles (Annexe 1:).



## 4. Conclusion

- (1) La régulation de l'injection revêt une importance majeure pour une transition énergétique réussie. L'AES précise les recommandations relatives à la mise en œuvre de l'utilisation garantie de la flexibilité au service du réseau (conformément à l'art. 17c, al. 4, let. a LApEI et art. 19c, al. 4 OApEI) pour les installations photovoltaïques. En raison de l'impact important de cette directive, elle ne s'applique qu'aux technologies présentant un rapport coûts-bénéfices approprié. C'est le cas du photovoltaïque.
- (2) D'un point de vue technique, l'ajustement de l'injection peut être mis en œuvre de différentes façons. Comme les GRD font face à différents défis et besoins concernant l'ajustement de l'injection des installations PV, ils doivent pouvoir choisir différentes combinaisons des approches présentées dans ce document.
- (3) Toutefois, afin d'améliorer l'efficacité et la stabilité du système dans toute la Suisse, il est fortement recommandé, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, que les installations PV d'une puissance supérieure à 0,8 kW respectent les exigences minimales suivantes: tous les onduleurs nouvellement installés sur des installations PV situées jusqu'à 1200 m d'altitude doivent être paramétrés avec une limitation minimale fixe de l'injection à 70 %. Les 70 % se rapportent à la puissance nominale installée des modules (kWc). Cela peut être exigé par le GRD sans mentionner les pertes de production calculée, car une très grande majorité des installations PV ne connaîtront ainsi aucune perte de production, ou seulement des pertes négligeables. Les détails relatifs à la disposition concernant la limitation à 70 % et au traitement des cas exceptionnels sont expliqués à l'Annexe 1:.
- (4) Les GRD déterminent les mesures supplémentaires à mettre en œuvre dans leur réseau de distribution afin d'appliquer le principe ORARE. Ces mesures peuvent également concerner les installations photovoltaïques existantes (retrofit).





## Annexe 1: Analyses sur les limitations d'injection fixées à 70 % pour les installations PV

- (1) Un participant au GT a reçu de Pronovo les profils de production par tranche de 15 min de toutes les installations PV > 30 kVA pour les années 2023 et 2024. Sur la base de ces derniers, il a analysé l'impact qu'aurait une limitation d'injection fixe sur les pertes de production des installations photovoltaïques. Des analyses similaires ont été menées auprès d'autres GRD membres du GT. Les résultats résumés ici ont ainsi pu être validés par d'autres membres du GT. Le code correspondant peut être demandé au GT. Cette analyse a débouché sur la recommandation d'une limitation d'injection fixe à 70 % (chapitre 4).
- (2) Tous les profils de production pour lesquels il manquait moins de 96 points de données par an ont été utilisés pour les analyses. Pour les tranches de 15 minutes, cela correspond à une journée. Au total, 12 039 courbes (pour 2023) et 15 495 courbes (pour 2024) ont été utilisées pour les analyses. Pour chaque installation, la perte de production a été calculée pour différentes limitations de production fixes entre 60 % et 80 % de la puissance nominale DC. Figure 4 montre la proportion d'installations photovoltaïques qui, selon les calculs, auraient subi une perte de production inférieure à 3 % et inférieure à 2 % en cas de limitation fictive de la production.

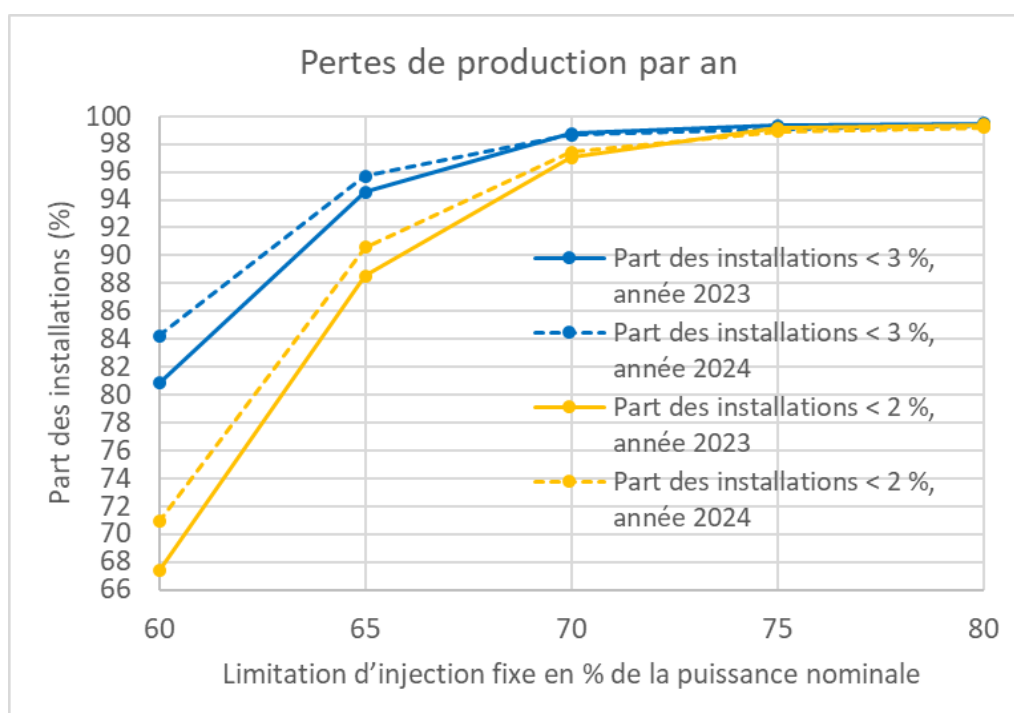


Figure 4: Part des installations avec une perte de production inférieure à 3 % (bleu) et inférieure à 2 % (jaune) pour différentes limites de production fixes entre 60 % et 80 % de la puissance nominale DC pour l'année 2023 (ligne en trait plein) et l'année 2024 (ligne en pointillés).



- (3) En Suisse, le rayonnement solaire varie en fonction de la situation géographique, de l'orientation et de l'inclinaison de l'installation (cf. Figure 5: Production annuelle relative avec différents angles d'inclinaison et orientations (à gauche) et rayonnement global horizontal moyen en Suisse sur 20 ans pour les années 1996-2015 (à droite). Les résultats de l'analyse confirment que l'orientation et l'inclinaison de l'installation sont des facteurs importants qui peuvent influencer les pertes de production en cas de limitation fixe de l'injection à 70 %. Les analyses n'ont toutefois pas mis en évidence de dépendance claire entre la situation géographique en Suisse et la perte de production.

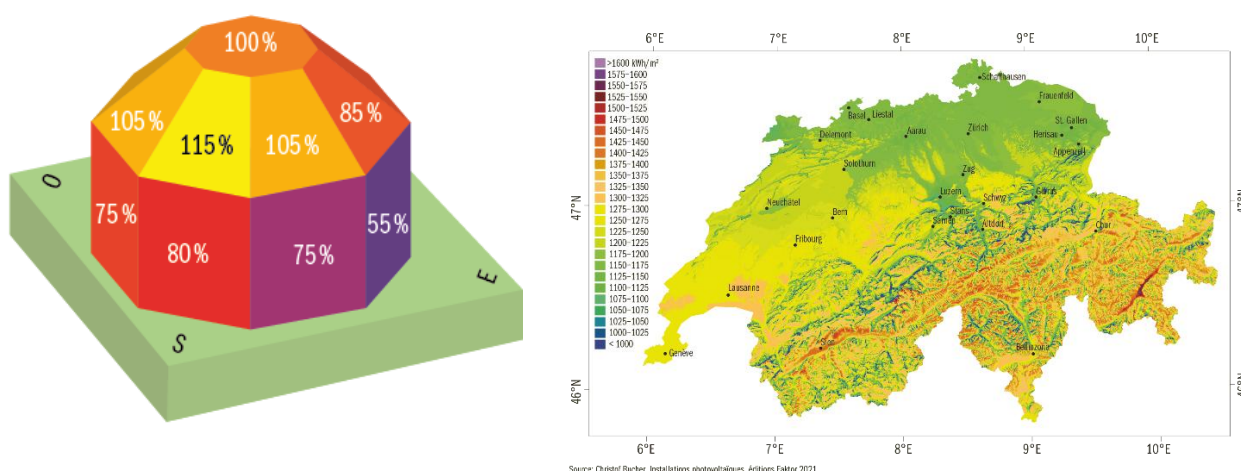


Figure 5: Production annuelle relative avec différents angles d'inclinaison et orientations (à gauche) et rayonnement global horizontal moyen en Suisse sur 20 ans pour les années 1996-2015 (à droite) [3]

- (4) Une exception à cette règle est l'altitude des installations, qui a une influence notable sur les pertes de production attendues en cas de limitation fixe de l'injection, comme le montre la Figure 5. À partir de 1200 mètres d'altitude, on observe une nette diminution de la part des installations présentant une perte de production inférieure à 3 %, ce qui signifie que, proportionnellement, davantage d'installations enregistrent une perte de production supérieure à 3 %. Toutefois, comme le nombre d'installations PV diminue fortement avec l'altitude, le GT a décidé de limiter la recommandation d'une limitation forfaitaire à 70 % aux installations < 1200 m d'altitude.

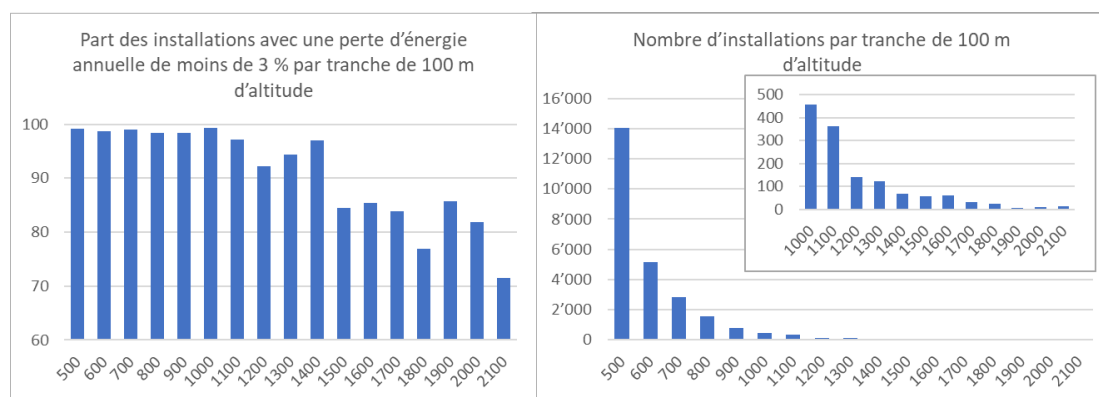


Figure 6: Part des installations PV présentant une perte de production inférieure à 3 % avec une limitation fixe de la production à 70 % en fonction de l'altitude (à gauche) et nombre total d'installations PV dans l'ensemble

des données par tranche d'altitude de 100 m (la tranche 500 comprend toutes les installations situées entre 400 et 500 m d'altitude).

- (5) Aux alentours de 1000 m, la quantité de données par tranche de 100 m devient très faible (Figure 6). Ainsi, la loi des grands nombres s'applique de moins en moins, ce qui explique la variation accrue des résultats. Cela résulte de la nature stochastique des mesures et ne constitue donc pas une indication de pertes plus élevées pour les installations d'une tranche d'altitude spécifique.
- (6) Il n'est pas possible de déterminer précisément la part des installations qui subissent une perte de production supérieure à 3 % avec une limitation fixe de l'injection à 70 % pour les raisons suivantes:
- L'analyse a été réalisée délibérément à partir des profils de production et non des profils d'injection, car ces derniers dépendent fortement de l'optimisation locale de la consommation propre, qui évoluera au cours des prochaines années. Figure 4 montre donc une situation hypothétique dépourvue de consommation propre. La part des installations PV qui subissent une perte de production non conforme de plus de 3 % est donc nettement inférieure à celle indiquée dans la Figure 4.
  - L'analyse se base sur des profils de production de 15 minutes, ce qui a pour conséquence de sous-estimer les véritables pertes de production. Cela s'explique par le fait que, lorsque l'ensoleillement varie en raison du passage de nuages, le profil de production à haute résolution des installations photovoltaïques varie considérablement. Dans de telles situations, la production maximale est atteinte pendant de courts intervalles de temps, car un fort rayonnement solaire frappe des modules PV froids. Si, dans un intervalle de 15 minutes, la production est très élevée pendant 5 minutes et que les 10 minutes restantes présentent une faible production en raison des nuages, la production élevée n'est plus visible dans l'intervalle de 15 minutes. Dans la réalité, une perte de production s'est tout de même produite pendant les 5 minutes de fort ensoleillement. L'ampleur de cet effet n'est pas connue et les données à haute résolution à ce sujet ne sont pas disponibles en Suisse pour mieux analyser cet effet. La limite de 2 % dans l'analyse avec des profils de production de 15 minutes dans la Figure 4 peut toutefois être considérée comme une approximation de la limite de 3 %.
  - Bien que le jeu de données de Pronovo soit le meilleur jeu de données disponible en Suisse pour les profils de production des installations PV, il n'est pas non plus exempt d'erreurs. Étant donné que l'analyse se concentre sur la quantification des valeurs extrêmes, les résultats sont particulièrement sensibles aux erreurs de données, notamment en ce qui concerne la puissance nominale DC des installations PV. Selon le GT, une part importante des installations PV qui, selon l'analyse, affichent une perte de production supérieure à 2 % ou 3 % à 70 % sont dues à de telles erreurs de données.
- (7) En résumé, le GT estime que la limitation demandée à 70 % n'entraînera très probablement pas de pertes de production supérieures à 3 % pour plus de 99 % des installations PV (Figure 4).



## Annexe 2: Limitations d'injection fixes spécifiques par installation PV

- (1) Pour les installations existantes dont la production est mesurée, une limitation d'injection fixe peut être calculée de manière spécifique par installation.
- (2) L'installation présentée à la Figure 7 atteint notamment des valeurs de production maximales avec une résolution de 15 minutes qui se situent à 83 % de la puissance nominale DC. Dans la réalité et dans les séries de mesures affichant une résolution temporelle plus élevée, les pics de production sont plus importants. Le profil de production permet de calculer, pour les six années analysées, que seulement 3 % de la production était supérieure à 52 % de la puissance nominale DC. Pour ne pas dépasser les 3 % admis, il convient de définir une limitation d'injection fixe à un niveau plus élevé. Premièrement, car la limite de 3 % varie légèrement d'une année à l'autre. Deuxièmement, car la limitation fixe de l'injection ne se réfère pas aux valeurs de 15 minutes, mais au comportement de réglage à bien plus haute résolution des onduleurs. Les valeurs empiriques des participants au GT indiquent qu'une marge de 10 % suffit pour prendre en compte ces éléments. Pour cette installation, il serait possible d'exiger une limitation d'injection fixe à  $52+10 = 63$  % (arrondi).

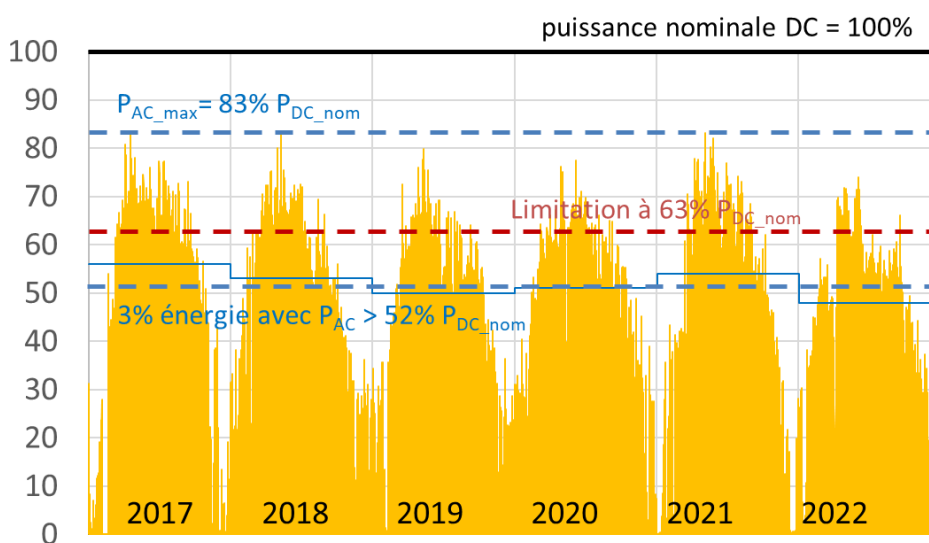


Figure 7: Profil de production d'une installation photovoltaïque caractéristique (703 kWc/601 kVA, orientation est-ouest avec une inclinaison de 6°, puissance nominale DC normalisée à 100 %). La puissance AC maximale mesurée (moyenne avec une résolution de 15 minutes) représente 83 % de la puissance nominale DC. De 2017 à 2022, 3 % de l'énergie produite est supérieure à 52 % de la puissance nominale.

- (3) Si une limitation d'injection fixe est mise en œuvre pour l'installation, il est difficile d'estimer si les 3 % de perte de production maximum autorisés sont respectés. En effet, les pertes de production ne peuvent pas être mesurées et il est impossible d'évaluer la production de l'installation sans limitation. Les installations qui sont paramétrées avec une limitation d'injection fixe présentent un nombre élevé de valeurs de 15 minutes qui s'approchent de la limite de puissance (profil de production plafonné). Les valeurs empiriques montrent que les pertes de production des installations photovoltaïques qui produisent moins de 200 heures par an en s'approchant de la limite de puissance sont inférieures à 3 %. Si une installation PV produit plus de 200 heures par an en s'approchant de la limite de puissance, cela peut indiquer qu'elle enregistre des pertes de production plus



importantes. Dans ce cas, il convient d'analyser l'installation plus en détail et de calculer les pertes de production et, le cas échéant, d'augmenter la limitation d'injection fixe.

- (4) Pour les nouvelles installations photovoltaïques, aucune valeur de mesure n'est disponible pour calculer une limite de puissance spécifique à l'installation. En fonction de l'orientation de la nouvelle installation PV, la puissance produite sera inférieure à celle d'une installation inclinée à 40° et orientée sud (Figure 8).

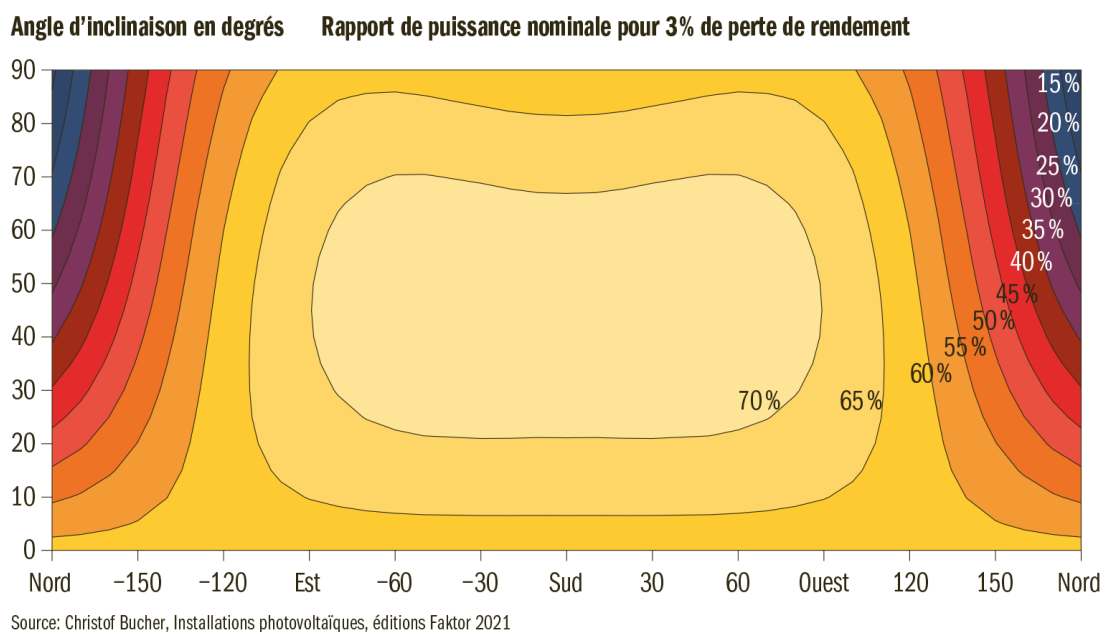


Figure 8: Limitation d'injection fixe pour laquelle la limite de 3 % pour la perte de production n'est pas dépassée, en fonction de l'inclinaison et de l'orientation d'une installation caractéristique du Plateau suisse. [3]

- (5) Le GRD peut exiger une limitation d'injection fixe inférieure à la limite d'injection fixe minimale conformément à la recommandation de l'Annexe 1:. Si le GRD l'exige, il doit toutefois montrer clairement comment les calculs ont été effectués et justifier pourquoi il peut partir du principe qu'avec cette limitation d'injection plus basse, la limite des 3 % de perte de production ne sera pas dépassée.

### Annexe 3: Exemple de calcul des pertes de production d'installations PV avec le machine learning

- (1) Un GRD suisse a testé l'ajustement de l'injection avec des installations PV dans le cadre de plusieurs projets pilotes et développé un algorithme permettant de calculer les pertes de production. Ce dernier utilise le machine learning et est entraîné avec les données de production de l'installation photovoltaïque concernée et des installations situées à proximité. [4], [5]
- (2) L'algorithme utilise des créneaux pendant lesquels il n'y a pas de limitation de puissance pour apprendre le comportement de l'installation photovoltaïque par rapport à celui des installations photovoltaïques situées à proximité. Il est ensuite en mesure de définir le profil de production «non perturbé» pour les périodes pendant lesquelles l'injection est régulée. Si l'installation PV est commandée à distance par le GRD, on connaît les périodes durant lesquelles des pertes de production peuvent survenir.
- (3) Dans la Figure 9, l'injection de l'installation PV a été régulée par le biais d'une courbe caractéristique P(U) dans l'onduleur et les périodes durant lesquelles les pertes de production sont calculées ont été définies à l'aide d'une mesure de la tension du compteur intelligent.

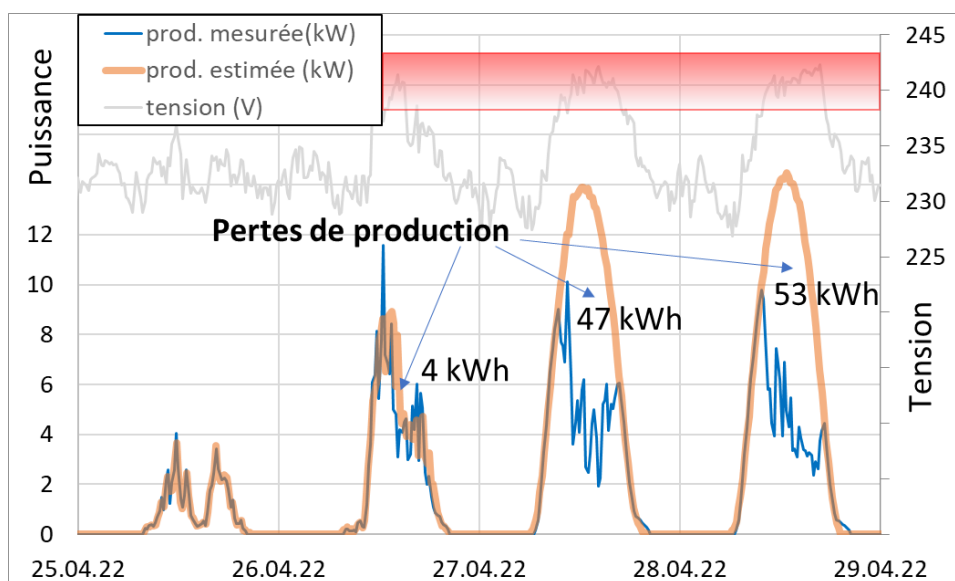


Figure 9: Évolution journalière de la tension du réseau (gris) et de la production d'une installation photovoltaïque (bleu) avec une fonction P(U), et production escomptée calculée (orange) sans la régulation P(U) sur quatre jours avec des conditions météorologiques différentes. L'installation photovoltaïque réduit la puissance à partir d'une tension de 238 V et contribue ainsi à limiter le pic de tension. Les pertes de production résultent de la différence entre le profil de production «non perturbé» calculé et le profil de production mesuré.

- (4) Deux méthodes de machine learning (linear ridge regression et random forest models) ont permis de déterminer la perte de production sur l'année avec une erreur de calcul statistique de 2 % environ.
- (5) Ce type de méthode de calcul semble difficile à mettre en œuvre pour la plupart des GRD, mais il pourrait assez facilement être mis à la disposition de l'ensemble des GRD sur la base d'un hub de données centralisé.





## Références

- [1] P. Cuony, H. Todorov and C. Bucher, "Ohne Leistungsregelung von PV geht es nicht," *bulletin.ch*, 09. 12. 2024.
- [2] Meteotest, „Firm PV Power Switzerland, Final Report,“ Swiss Federal Office of Energy SFOE, 2022.
- [3] C. Bucher, Photovoltaikanlagen, Zürich: Faktor Verlag, 2021.
- [4] D. Joss und P. Cuony, „PV-Wechselrichter stabilisieren das Netz,“ *bulletin.ch*, 20. 06. 2023.
- [5] Berner Fachhochschule and Groupe E, "Grid Optimization mit Dezentralized Actors," Bundesamt für Energie BFE, 2023.

