

Baromètre des batteries de stockage en Suisse

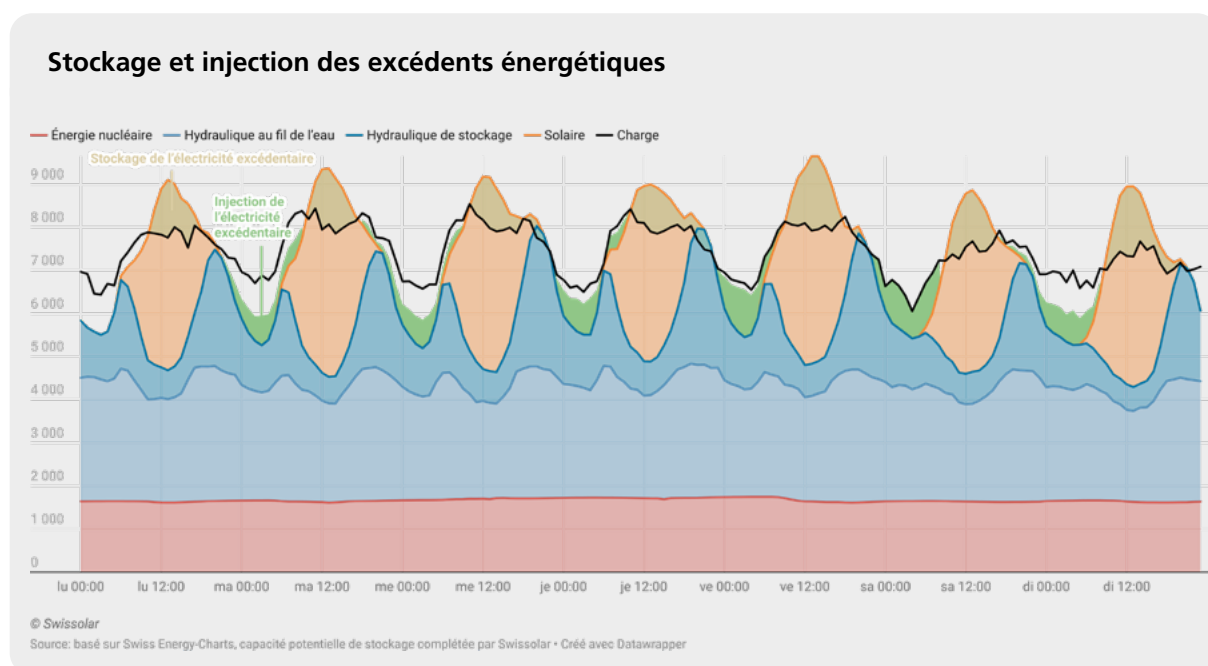
Évolution du marché, intégration des
systèmes et rôle des batteries de
stockage dans le système énergétique

Résumé exécutif

Afin de réussir la transition vers un système énergétique renouvelable et de garantir à la fois la sécurité d’approvisionnement et la stabilité du réseau dans le système électrique suisse, le stockage de l’énergie est indispensable. En complément au stockage hydroélectrique, très flexible (y compris les stations de pompage-turbinage), il sera nécessaire à l’avenir de recourir à des technologies supplémentaires et à des mesures d’exploitation afin d’intégrer efficacement une production d’électricité de plus en plus dépendante des conditions météorologiques, en particulier celle issue du photovoltaïque.

La figure ci-dessous illustre l’importance des batteries de stockage à partir d’une semaine moyenne pendant la saison estivale 2025 en Suisse. Elle montre la charge (ligne noire) ainsi que la production d’électricité nationale provenant du nucléaire, de l’énergie hydraulique, de l’énergie de stockage et du photovoltaïque. Les pics photovoltaïques de midi sont

particulièrement évidents : durant la journée, des excédents de production apparaissent parfois, tandis qu’en soirée et pendant la nuit la production solaire disparaît alors que la demande reste élevée. La contribution simulée du stockage, représentée en vert, met en évidence ce décalage : les excédents de midi doivent être décalés dans le temps pour couvrir la demande du soir. Les batteries sont particulièrement adaptées à cet usage, car elles peuvent être chargées et déchargées rapidement. Elles absorbent les excédents, lissent les pics de puissance et restituent l’énergie stockée en soirée. Cela permet d’utiliser plus efficacement l’électricité photovoltaïque : l’excédent d’électricité est stocké, tandis que les limitations d’injection au point de raccordement au réseau sont respectées lors des pics de production à midi. De cette manière, les congestions du réseau peuvent être atténuées et les lacs de retenue peuvent être préservés pour des tâches d’équilibrage saisonnier.



L'importance croissante des systèmes de stockage par batteries se reflète déjà dans la forte augmentation des installations de stockage ces dernières années, en Suisse comme à l'international. En 2025, environ 1500 MWh de capacité de stockage étaient déjà installés en Suisse derrière le réseau de distribution. En outre, au moins 135 MWh de stockage front-of-the-meter sont actuellement en service, et 4200 MWh de capacité de stockage réseau sont prévus d'ici 2030.

La baisse des tarifs de reprise pour l'électricité solaire injectée dans le réseau, le remboursement du tarif d'utilisation du réseau pour l'électricité stockée puis réinjectée, les tarifs d'électricité dynamiques ainsi que la diminution des coûts d'installation rendent les systèmes de stockage par batteries de plus en plus attractifs sur le plan économique.

Les prix d'installation continuent par ailleurs de baisser : en 2025, un système de stockage de 15 kWh était installé pour environ 8800 CHF en moyenne. De nouvelles incitations favorisent en outre une utilisation optimisée des batteries, permettant de piloter intelligemment la consommation et l'injection d'électricité et ainsi de réduire les congestions locales du réseau. Cela concerne en particulier les batteries installées derrière le point de raccordement au réseau, côté consommateur (behind-the-meter). Actuellement, elles servent principalement à optimiser l'autoconsommation, mais de nouveaux mécanismes d'incitation devraient à l'avenir leur permettre de contribuer davantage à l'allègement du réseau.

Les systèmes de stockage par batteries installés en amont du point de raccordement d'un consommateur final, directement dans le

réseau de distribution (front-of-the-meter) sont aujourd'hui principalement utilisés pour stabiliser le réseau de distribution grâce à la gestion des congestions. Ils peuvent toutefois également fournir de l'énergie de réglage ou, lorsqu'ils sont équipés d'un onduleur formant le réseau, apporter de l'inertie, soutenir la stabilité du réseau ou fournir une assistance au redémarrage du système en cas de panne généralisée (black-start). L'arbitrage énergétique est également possible.

Le deuxième Baromètre des batteries de stockage de Swissolar met en lumière ces multiples avantages des batteries de stockage, présente les développements et les tendances actuels dans le domaine du stockage de l'énergie et en déduit des recommandations d'action pour une transformation efficace et performante du système énergétique.

Nous vous souhaitons une agréable lecture.



Maja Schoch
Chef de projet
marché et politique
Swissolar



David Stickelberger
Senior Advisor
Politique
Swissolar



Matthias Egli
Directeur général
Swissolar

Mesures recommandées

Les recommandations d'action suivantes découlent des conclusions du présent rapport et font référence aux principaux défis et opportunités liés aux systèmes de batterie de stockage. Ceux-ci peuvent contribuer de manière significative à l'intégration du photovoltaïque dans le système énergétique global, à la stabilité du réseau et à la sécurité d'approvisionnement.

Pour cela, il faut que le cadre réglementaire favorise une utilisation adaptée au marché, au système et au réseau, et que les incitations commerciales et les normes techniques soient conçues en conséquence. L'objectif est d'accélérer le développement des systèmes de stockage par batteries, d'éviter les incitations erronées et de rendre la flexibilité disponible là où elle apporte le plus de valeur.

1

Développer le stockage de manière coordonnée :

élaborer une stratégie nationale en matière de stockage

3

Raccorder les systèmes de stockage au réseau de manière plus efficace :

construire des batteries là où elles permettent d'éviter les congestions

2

Soulager le réseau de distribution grâce aux batteries :

exploiter les tarifs dynamiques, la flexibilité et la recharge bidirectionnelle

4

Standardiser les données et renforcer l'innovation :

créer des standards communs et soutenir l'innovation européenne

1. Développer le stockage de manière coordonnée : élaborer une stratégie nationale en matière de stockage

Stratégie nationale de stockage à l'horizon 2035/2050 | Une stratégie nationale en matière de stockage est indispensable pour la transition vers un système énergétique renouvelable en Suisse (voir chapitre 3.6). Cela nécessite des trajectoires de développement claires, des jalons ainsi qu'une répartition précise des responsabilités. Pour la mise en œuvre concrète, Swissolar élabore actuellement, en collaboration avec d'autres acteurs concernés dans le cadre du Forum suisse du stockage d'énergie (FESS), un plan de stockage d'énergie qui décrira la vision énergétique de la Suisse à l'horizon 2035 et 2050, ainsi que des recommandations d'action spécifiques.

D destinataires : autorités politiques

Faire évoluer les conditions-cadres pour les batteries | Pour les systèmes de stockage avec consommation finale, tout comme pour ceux sans consommation finale, ainsi que pour les stockages thermiques et les centrales de pompage-turbinage, une exonération complète des frais d'utilisation du réseau doit être prévue. Les systèmes de stockage avec consommation finale constituent l'application standard des batteries en Suisse et doivent pouvoir exploiter pleinement leurs avantages. Une égalité de traitement entre toutes les technologies de stockage est nécessaire, avec des règles simples et transparentes.

D destinataire : Conseil fédéral, OFEN

Plus de clarté dans l'utilisation des batteries | Les batteries de stockage peuvent être utilisées au service du réseau, du système ou du marché et dans chaque cas, contribuer à réduire les coûts du système. Les mêmes batteries doivent pouvoir plusieurs de ces fonctions, car les conditions du marché évoluent rapidement. L'OFEN devrait, en étroite collaboration avec les secteurs du solaire et de l'électricité, établir état des lieux montrant comment ces trois modes d'utilisation des batteries peuvent être coordonnés entre eux et exploités de manière efficace et à grande échelle.

D destinataires : AES, OFEN, politique

De meilleurs données pour de meilleures décisions : développer le monitoring des batteries de stockage | Afin de rendre visible le rôle des systèmes de stockage par batteries dans l'ensemble du système énergétique, une base de données de haute qualité est indispensable. Celle-ci doit notamment recenser le parc existant et les nouvelles installations, la puissance et la capacité, les niveaux de raccordement au réseau ainsi que les modes d'exploitation, aussi bien pour les systèmes de stockage stationnaires que pour les infrastructures de recharge bidirectionnelles et les véhicules électriques permettant la recharge bidirectionnelle.

D destinataires : autorités politiques, OFEN

2. Soulager le réseau de distribution grâce aux batteries : exploiter les tarifs dynamiques, la flexibilité et la recharge bidirectionnelle

Mettre en place des incitations appropriées pour un comportement favorable au réseau | Les tarifs réseau dynamiques et l'utilisation systématique de la nouvelle réglementation en matière de flexibilité à partir de 2026 (conformément à l'art. 17c LApEI / art. 19a-d OApEI, voir chapitre 3.1) encouragent les comportements favorables au réseau et réduisent les coûts d'extension du réseau. Des tarifs de réseau dépendants du temps (« dynamiques ») doivent être proposés par tous les GRD et des contrats visant à exploiter pleinement la flexibilité devraient être conclus avec les exploitants d'installations photovoltaïques et de batteries. Actuellement, l'utilisation de la flexibilité par les gestionnaires de réseau se limite souvent à l'usage garanti de cette flexibilité (« règle des 3 % »). Grâce à des contrats de flexibilité, les GRD peuvent exploiter pleinement la flexibilité disponible dans leur zone de desserte et ainsi éviter des coûts d'extension du réseau.

ⓓ **destinataires : GRD/AES**

Supprimer les tarifs de puissance indépendants du temps | Les tarifs de puissance « pénalisent » les pics de puissance lors de l'alimentation du réseau, indépendamment de son état actuel, y compris lorsque celui-ci disposerait de capacité suffisante. Les tarifs dynamiques, en revanche, tiennent compte de l'état actuel du réseau et créent des incitations importantes pour adapter le soutirage au réseau au moyen de batteries en fonction de la charge réelle du réseau.

ⓓ **destinataires : GRD/AES**

Utiliser les voitures électriques comme batteries : rendre la recharge bidirectionnelle évolutive | La recharge bidirectionnelle transforme les voitures électriques en batteries de stockage mobiles et peut offrir les mêmes avantages que les batteries de stockage stationnaires. Pour permettre un déploiement à grande échelle, des normes et standards uniformes pour la recharge bidirectionnelle (développement de la norme ISO 15118-20) doivent être rapidement introduits et mis en œuvre par les constructeurs automobiles. Ceux-ci permettent l'interopérabilité entre les différents acteurs et constituent la base d'infrastructures de recharge évolutives et pérennes. Sur le plan politique, le droit à l'installation de solutions de recharge dans les immeubles d'habitation collective devrait également être garanti.

ⓓ **destinataires : AES, autorités politiques, Conseil fédéral, constructeurs automobiles**

3. Raccorder les systèmes de stockage au réseau de manière plus efficace : construire des batteries là où elles permettent d'éviter les congestions

Placer correctement les dispositifs de stockage sur le réseau afin de réduire de manière ciblée, voire d'éviter, les congestions du réseau | Les batteries peuvent atténuer localement les congestions et réduire ainsi les coûts d'extension du réseau. Pour cela, il est nécessaire de garantir que les systèmes de stockage soient installés à des points de raccordement adaptés du point de vue du réseau (capacité disponible au point de raccordement), c'est-à-dire là où le besoin de flexibilité apparaît.

Par ailleurs, la recherche et la coordination des emplacements devraient être simplifiées. Une possibilité serait que les gestionnaires de réseau de distribution indiquent de manière transparente les points de raccordement où l'installation de batteries est pertinente et encore possible du point de vue du réseau.

D destinataires : autorités politiques, GRD/Swissgrid

Harmoniser et simplifier les autorisations pour les batteries de stockage dans les zones à bâtir | Les batteries de stockage hors des bâtiments sont aujourd'hui soumises à un permis de construire. Les exceptions dans les zones à bâtir sont réglementées au niveau cantonal (voir chapitre 3.5). Afin de permettre un déploiement plus large et plus prévisible des batteries et de réduire les décisions divergentes entre cantons, la réglementation devrait être harmonisée au niveau national et ainsi simplifiée.

D destinataire : autorités politiques

Autoriser l'installation de batteries hors des zones à bâtir (destinataire : autorités politiques) | Dans le cadre de la révision de la loi sur l'électricité (objet 25.057), des bases juridiques claires doivent être établies afin que les systèmes de stockage d'énergie puissent être autorisés en dehors des zones à bâtir sous certaines conditions (voir chapitre 3.6).

4. Standardiser les données et renforcer l'innovation : créer des standards communs et soutenir l'innovation européenne

Standardisation des données | Pour permettre une utilisation des systèmes de stockage par batteries bénéfique pour le réseau et le système, une communication indépendante des fabricants entre les systèmes de stockage, les onduleurs, les infrastructures de recharge, les systèmes de gestion de l'énergie et les gestionnaires de réseau est nécessaire. Cela requiert des standards d'interface uniformes et contraignants. Afin que les systèmes de stockage puissent être pilotés de manière fiable et intégrés dans des concepts de flexibilité, les systèmes techniques doivent être conçus de manière interopérable. Des initiatives sectorielles telles que SmartGridready montrent comment ces exigences peuvent être mises en œuvre de manière pragmatique et comment leur respect peut être vérifié. Swissolar soutient les travaux de standardisation en cours et s'engage pour une mise en œuvre rapide et largement soutenue.

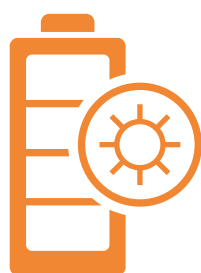
D destinataires : autorités politiques, constructeurs automobiles

Soutien à l'innovation européenne | L'innovation est déterminante pour permettre à l'Europe de développer sa propre chaîne de valeur de manière aussi autonome que possible. Les acteurs européens et suisses devraient donc être soutenus de manière ciblée dans les processus d'innovation.

Cela permettra à l'Europe de ne pas se limiter à un rôle de marché d'importation, mais également de renforcer sa position en tant que pôle technologique.

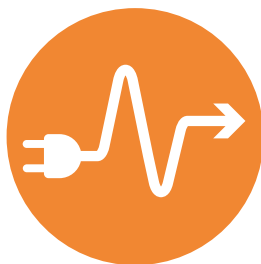
D destinataires : autorités politiques de l'UE et de la Suisse





1,5 GWh

de capacité de stockage behind-the-meter installée
en 2025



3,8%

de la consommation finale d'électricité couverte
localement, sans alimentation du réseau



8850 CHF

c'est le prix d'installation d'un accumulateur de 15 kWh
en 2025



Liste des abréviations

AEM	Azienda Elettrica di Massagno
BESS	Battery energy storage systems, Systèmes de stockage d'énergie par batterie
BEV	Battery electric vehicle, Véhicule électrique à batterie
BTM	Behind-the-meter
CEL	Communauté locale d'électricité
CHF	Franc suisse
FTM	Front-of-the-meter
GW	Gigawatt (1 gigawatt = 1 000 mégawatts, unité de puissance)
kW	Kilowatt (1 kilowatt = 1 000 watts, unité de puissance)
kWh	kilowattheure (unité d'énergie)
LEne	Loi sur l'énergie
LFP	Lithium-fer-phosphate
MW	Mégawatt (1 mégawatt = 1 000 kilowatts, unité de puissance)
m ²	mètre carré
NCA	nickel-cobalt-aluminium
NMC	nickel-manganèse-cobalt
OEne	Ordonnance sur l'énergie
OFEN	Office fédéral de l'énergie
PSS	Prestations de services système
SGE	Système de gestion de l'énergie
SRE	Surface de référence énergétique
SSEC	systèmes de stockage d'énergie basés sur des convertisseurs

Résumé exécutif	2
Mesures recommandées	4
1 Évolution du marché des systèmes de stockage par batterie	12
1.1 Batterie de stockage derrière le compteur en Suisse	12
1.1.1 Motifs d'installation de batteries de stockage	16
1.1.2 Pooling pour les services système	19
1.2 Batterie de stockage « front-of-the-meter » en Suisse	20
1.2.1 Batteries et onduleurs de formant le réseau en cas de black-out	23
1.3 Évolution du marché à l'international	24
2 Évolution des prix et rentabilité	25
3 Cadre politique et juridique	28
3.1 Incitations pour un comportement favorable au réseau	28
3.2 Frais d'utilisation du réseau pour les systèmes de stockage par batterie	31
3.3 Communautés Electriques Locales (CEL) avec batteries	31
3.4 Mesures de soutien pour les systèmes de stockage par batteries	32
3.5 Obligations d'autorisation pour les batteries de stockage stationnaires	32
3.6 Affaires politiques en cours	33
4 Évolution technologique	34
4.1 Technologies de batteries	34
4.2 Marques les plus courantes pour les batteries de stockage	37
4.3 Marques les plus courantes de systèmes de gestion de l'énergie	39
4.4 Recyclage et élimination	41
4.5 Protection contre les incendies	41
Mentions légales	42

1 Évolution du marché des systèmes de stockage par batterie

Les batteries de stockage connaissent un essor mondial dont la dynamique est de plus en plus comparable à la croissance du photovoltaïque de ces dernières années. Dans ce rapport, nous faisons la distinction entre les batteries de stockage « behind the meter » (BTM) et « front of the meter » (FOM) :

Les batteries de stockage « behind-the-meter » (BTM) sont installées en aval du point de raccordement réseau, c'est-à-dire du côté consommateur du compteur. On les trouve par exemple dans des bâtiments résidentiels individuels ou collectifs, industriels ou commerciaux. Les batteries permettent de stocker le courant produit localement provenant par exemple d'une installation photovoltaïque, et le restituer à un moment différent. Les batteries de stockage joueront aussi un rôle de plus en plus important dans la couverture des pics de puissance, tel que la recharge de flottes de véhicules électriques de grande envergure dans le secteur commercial ou industriel. Leur utilisation peuvent permettre de réduire les pics de soutirage réseau dans le cas d'utilisation optimisée. Les capacités de stockage varient généralement de 5 à 30 kWh dans le secteur résidentiel et peut atteindre plusieurs dizaines de MWh dans les applications industrielles ou commerciales, (typiquement de 10 à 50 MWh pour les grandes installations industrielles).

Les batteries de stockage « front-of-the-meter » (FTM) sont raccordées côté réseau en amont du point de raccordement du consommateur final. Elles sont directement intégrées au réseau de distribution ou de transport et sont considérées, sur le plan réglementaire, comme des installations de réseau autonomes ou des acteurs du marché. Elles ne sont généralement pas associées à une consommation finale spécifique. Les accumulateurs FTM sont également équipés de systèmes de mesure. Ils servent principalement à la facturation et à la gestion opérationnelle des batteries afin d'optimiser leur fonctionnement financier et non à l'enregistrement de l'utilisation de l'énergie d'un consommateur final. La distinction entre BTM et FTM ne repose donc pas sur la taille du

stockage, mais sur le point de raccordement et de leur système de fonctionnement. Les fonctions des deux types de stockage peuvent se regrouper, par exemple lorsque les accumulateurs BTM fournissent des services système de manière agrégée (voir chapitre 1.1.2).

1.1 Batterie de stockage derrière le compteur en Suisse

Dans les statistiques sur l'énergie solaire, les données relatives au parc existant et aux nouvelles installations d'accumulateurs sont collectées par le biais d'une enquête auprès des entreprises d'installation. Cela permet de recenser principalement les accumulateurs « behind-the-meter ». Leur évolution est représentée dans la figure 1. Associés à des installations photovoltaïques, les accumulateurs BTM jouent un rôle central dans l'augmentation de la consommation propre et de la flexibilité réseau – en particulier dans un contexte de modèles tarifaires dynamiques et de tarifs de rachat de plus en plus variables. Une croissance significative du nombre de systèmes d'accumulateurs « behind-the-meter » nouvellement installés est attendue pour 2025 (+ 90 % par rapport à l'année précédente) et 2026 (+ 82 % par rapport à l'année précédente).

Le saviez-vous ?

La puissance (kW/MW) d'une batterie de stockage décrit la quantité de courant qu'un accumulateur peut fournir ou absorber instantanément, tandis que la capacité (kWh/MWh) indique la quantité totale d'énergie stockée. La durée de stockage en heures est définie comme suit: $h = \text{MWh} / \text{MW}$. Un accumulateur de 10 MW et 10 MWh peut donc fournir une puissance de 10 MW pendant 1 heure. Dans le cas du photovoltaïque, plusieurs heures sont à considérer pour la charge et la décharge, tandis que pour l'énergie de réglage, on recherche souvent une puissance élevée sur une durée plus courte.

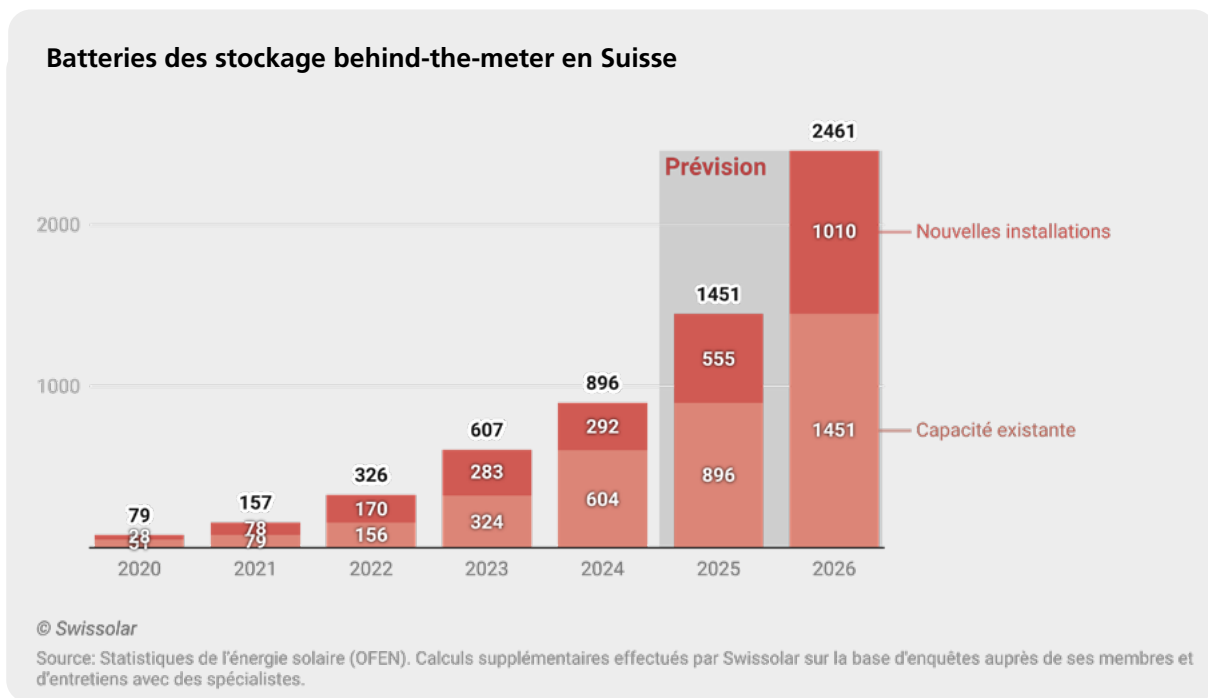


Figure 1

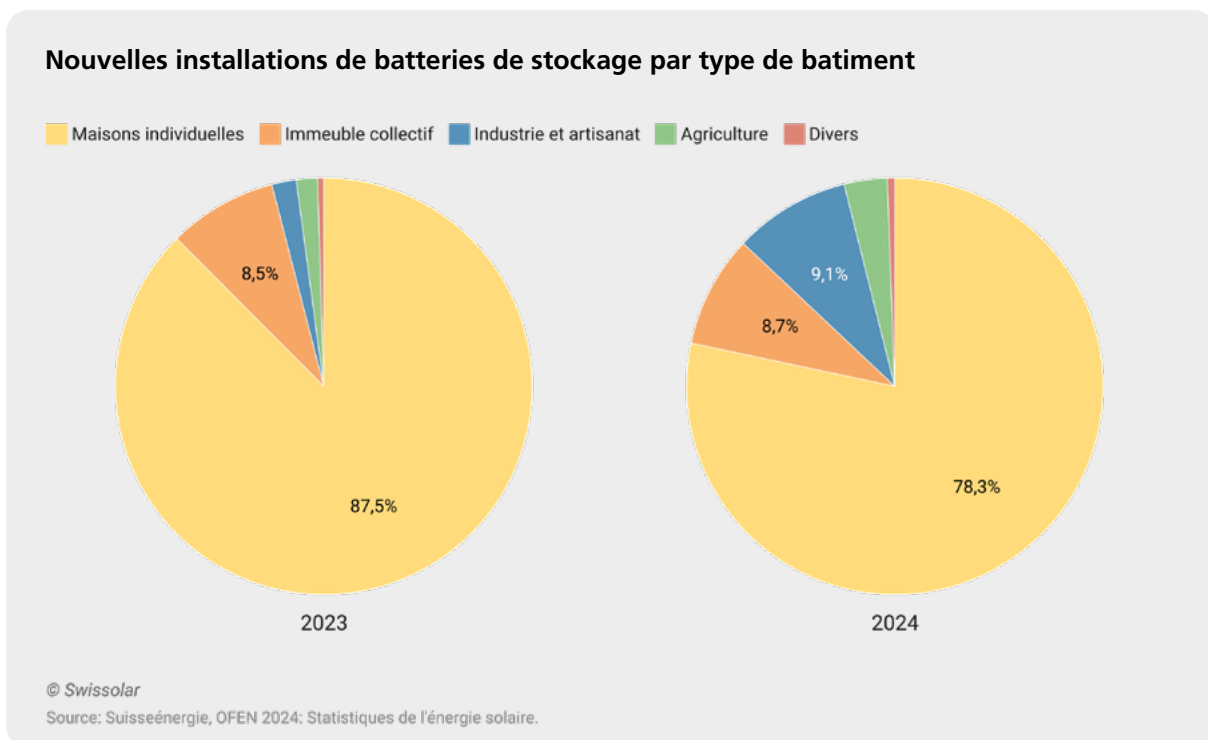


Figure 2

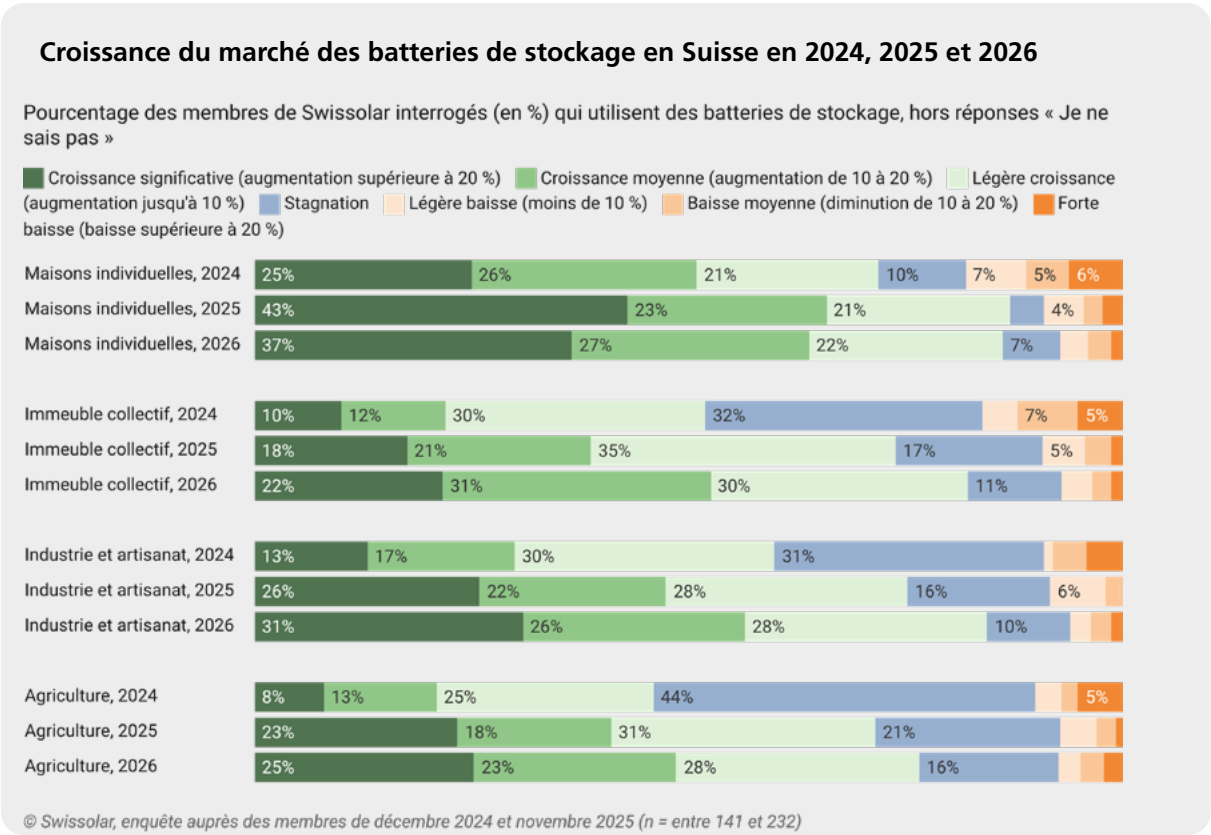


Figure 3

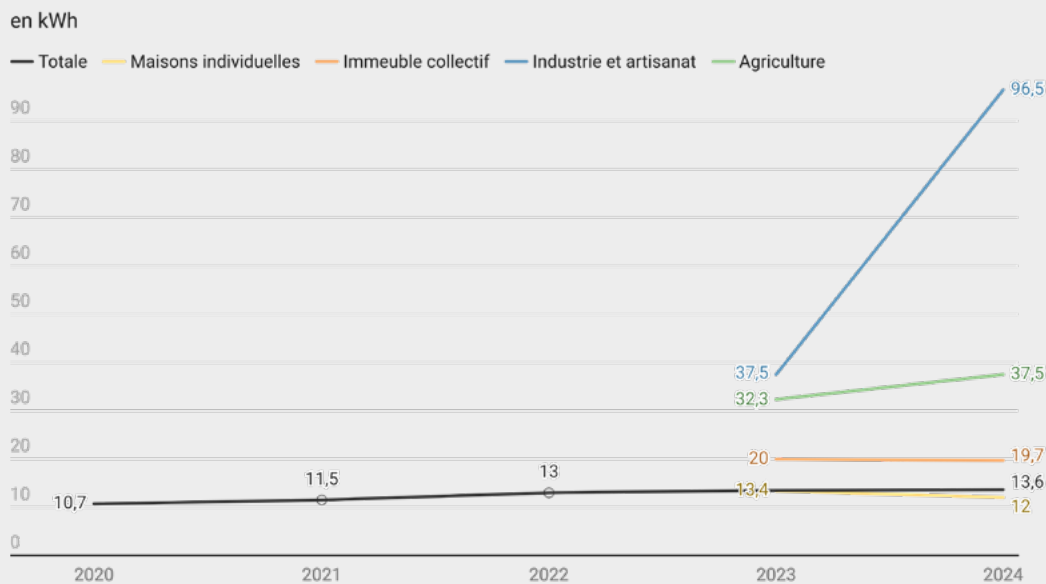
Alors qu'en 2023, près de 90 % des systèmes de stockage par batterie BTM nouvellement installés l'étaient encore dans des maisons individuelles, ces systèmes gagnent en importance dès 2024 dans les secteurs de l'industrie, du commerce et de l'agriculture (voir figure 2). L'importance croissante des systèmes de stockage de grande capacité est également mise en évidence par l'évaluation de la croissance du marché selon différents secteurs, présentée dans la figure 3. Tant dans les habitats collectifs que dans les secteurs de l'industrie, du commerce et de l'agriculture, les entreprises interrogées prévoient une augmentation des nouvelles installations – pour l'année 2025 et, dans une proportion plus marquée pour l'année 2026.

En revanche, dans les maisons individuelles, où la part de marché des batteries est déjà très élevée par rapport aux autres types de bâtiments, seule une augmentation limitée est attendue (voir figure 3). Cela est également

lié au recul du marché photovoltaïque en 2025 dans le secteur des maisons individuelles, où la modernisation d'installations photovoltaïques existantes avec des batteries gagne en importance.

Les batteries sont donc de plus en plus souvent installées là où des systèmes de plus grande taille sont présents. Parallèlement, les tailles de stockage augmentent également au sein des différents segments, notamment dans l'agriculture, l'industrie et le commerce. La figure 4 le montre clairement. Ainsi, la taille moyenne des systèmes de stockage dans le secteur de l'industrie et du commerce est passée de 37,5 kWh en 2023 à 96,5 kWh en 2024, soit près du triple. À l'inverse, les capacités des batteries dans les bâtiments résidentiels restent stables. Néanmoins, la taille des batteries augmente légèrement dans l'ensemble des secteurs par rapport aux années précédentes.

Capacité de stockage moyenne nouvellement installée en Suisse



© Swissolar

Source: Suisseénergie, OFEN 2024: Statistiques de l'énergie solaire. La classification des batteries de stockage selon le type de bâtiment n'existe que depuis 2023.

Figure 4

Le saviez-vous ?

Pour la Commission européenne, le constat est clair : les réseaux électriques deviennent un facteur décisif pour la transformation du système énergétique. C'est pourquoi la planification, les investissements et les procédures d'autorisation doivent être accélérés, notamment pour les batteries de stockage dans le réseau de distribution. Pour la Suisse, il s'agit d'un cadre de référence important : le développement du photovoltaïque et des batteries de stockage met en évidence le fort potentiel de l'approvisionnement énergétique décentralisé. Dans le même temps, les raccordements au réseau et les congestions font l'objet d'une attention accrue. Les batteries de stockage peuvent contribuer de manière ciblée à soulager le réseau, en lissant les pics de consommation et d'injection, en fournissant de la flexibilité et en contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement.

1.1.1 Motifs d'installation de batteries de stockage

L'enquête menée auprès des membres de Swissolar met en évidence les principaux motifs d'installation de batteries de stockage (voir figure 5, figure 6 et figure 7). Selon le profil d'utilisation, les systèmes de stockage présentent différents avantages économiques. L'augmentation de l'autoconsommation lors de la construction d'installations photovoltaïques reste, dans tous les segments de marché, la principale raison d'installer une batterie. 95 % des personnes interrogées indiquent qu'elles installent une batterie pour leurs clients du résidentiel afin d'augmenter l'autoconsommation. Dans le secteur de l'industrie et du commerce, ce taux est de 80 %, et de 70 % dans l'agriculture. Dans une enquête réalisée en 2020, les batteries étaient souvent jugées peu attractives sur le plan économique. Aujourd'hui, dans de nombreux cas, elles sont simplement rentable grâce aux économies réalisées sur les coûts d'achat d'électricité et grâce à une consommation propre plus élevée.

Les conditions-cadres, davantage axées sur le marché depuis début 2026, y contribuent également (voir également le chapitre 3) : en l'absence d'accord sur la rétribution entre le GRD et le producteur, la rémunération s'aligne désormais sur le prix moyen trimestriel du marché au moment de l'injection. La sécurité de planification liée à des niveaux de rémunération fixes diminue ainsi, tandis que la valeur économique du stockage intermédiaire de l'électricité augmente. Cela correspond au fait que les batteries sont plus fréquemment installées que l'année précédente en réaction aux faibles tarifs de rachat proposés par les GRD. En conséquence, l'augmentation de la rentabilité est désormais une raison de plus en plus souvent invoquée pour justifier l'installation d'un système de stockage. Cette progression s'explique probablement par le fait que les accumulateurs deviennent de plus en plus abordables et donc plus rapidement rentables (voir chapitre 2).

Un système de stockage par batterie n'est toutefois pas toujours rentable uniquement

grâce à l'augmentation de la consommation propre. Des revenus potentiels peuvent provenir du lissage des pics de, notamment dans les secteurs industriel et commercial ainsi que dans l'agriculture, où les tarifs de puissance sont plus fréquents que dans le secteur résidentiel. En fonction du profil de production et de consommation, les batteries peuvent être utilisées de manière à réduire les pics de consommation – et donc les coûts de puissance.

Les revenus issus du soutien à la stabilité du réseau, notamment les prestations de services système peuvent également être pertinentes pour les batteries de grande taille, en particulier dans les secteurs industriel et commercial. Ces modèles n'en sont toutefois qu'à leur phase de lancement ou sont encore en cours de mise en place. Cela explique pourquoi, seuls 21 % des personnes interrogées dans l'industrie et le commerce ont indiqué installer souvent ou toujours des systèmes de stockage en raison des avantages pour la stabilité du réseau ou les services système, cette proportion est de 18 % dans le secteur agricole.

Dans les bâtiments résidentiels, les tarifs de puissance et les services système jouent encore un rôle secondaire. Les raisons le plus souvent citées sont plutôt l'intérêt pour la technologie, l'intégration de l'électromobilité ainsi qu'une éventuelle alimentation de secours.

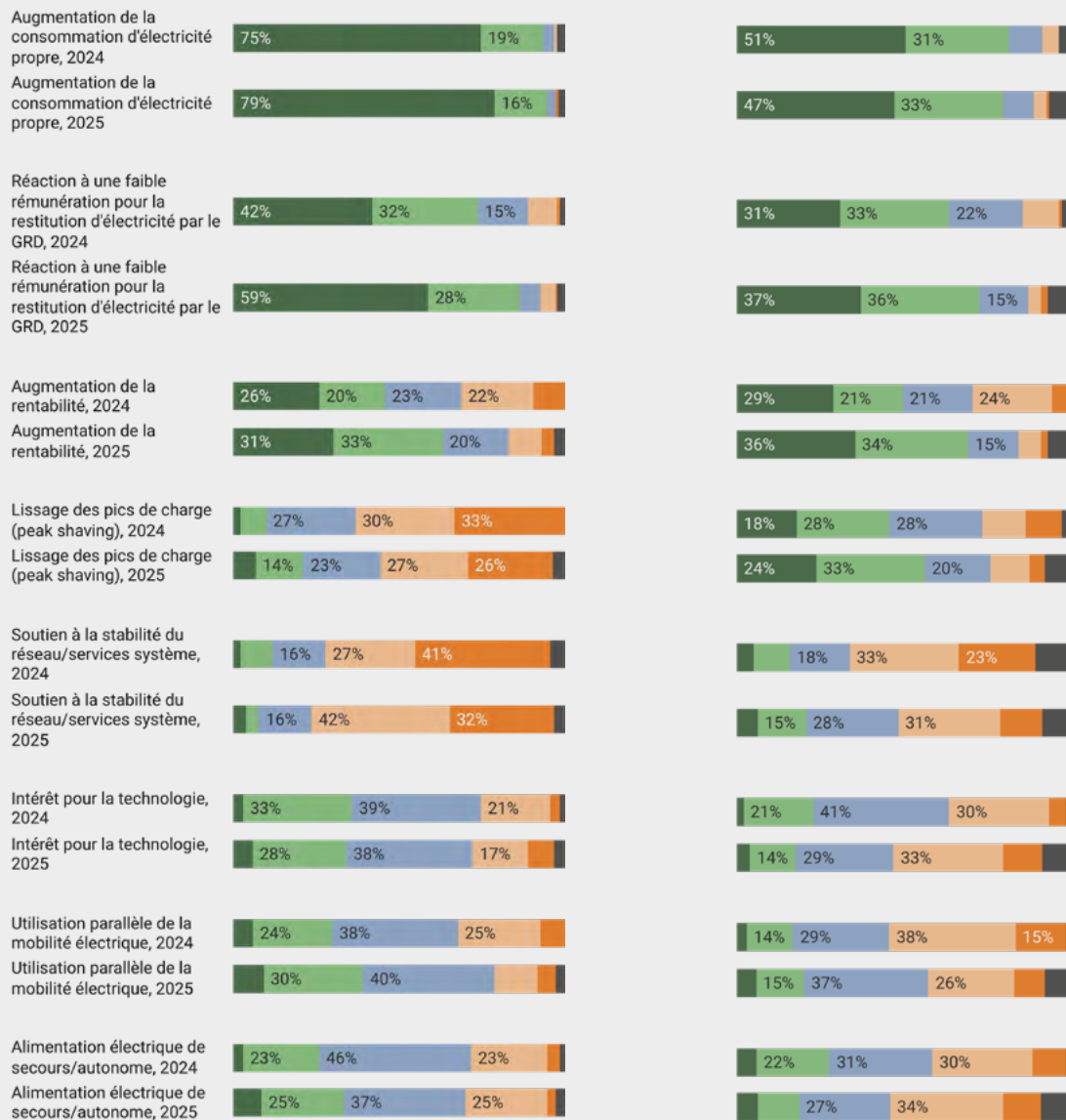
Parmi les autres avantages économiques potentiels d'une batterie de stockage, qui n'ont pas été explicitement abordés dans l'enquête, figurent une réduction de la puissance de raccordement, l'optimisation de la consommation d'électricité lorsque la puissance au point de raccordement est limitée, ainsi que l'optimisation de la consommation et de l'injection dans le cadre de tarifs dynamiques de consommation et d'injection.

Les incitations financières occupent ainsi une place de plus en plus importante et les nouveaux modèles commerciaux visent à offrir une plus-value économique directe aux propriétaires de batteries, par exemple via des approches de pooling (voir chapitre 1.1.2).

Motifs pertinents d'achat de batteries de stockage pour les bâtiments résidentiels (à gauche) et pour l'industrie/le commerce (à droite)

Pourcentage des membres de Swissolar interrogés (en %) qui utilisent des batteries de stockage

■ Presque toujours ■ Souvent ■ Parfois ■ Rarement ■ Jamais
■ Je ne sais pas



© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=150, n 2025=205)

© Swissolar, Mitgliederbefragung Dez 2024 und Nov 2025 (n 2024=87, n 2025=200)

Figure 5 + 6

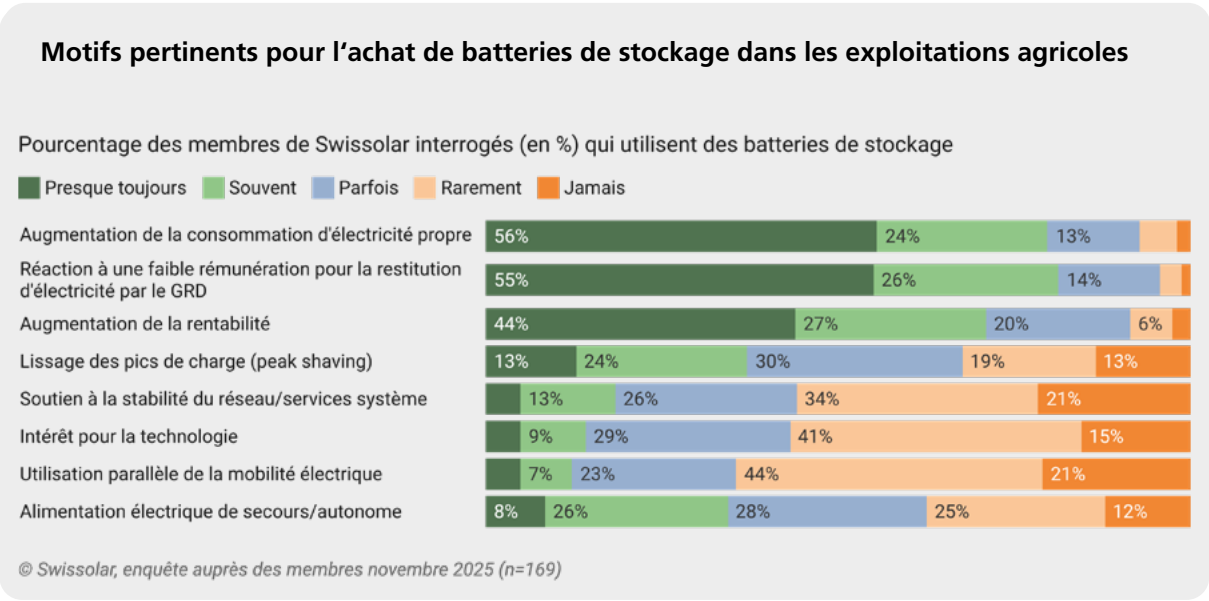
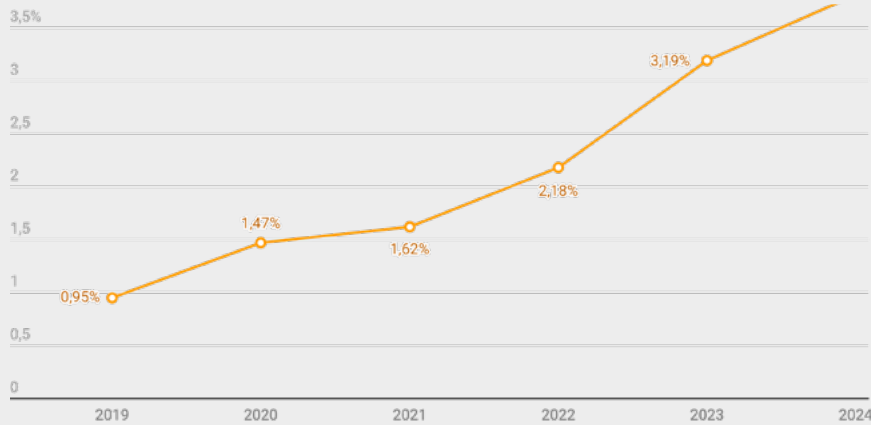


Figure 7

Les raisons invoquées pour l'achat de batteries de stockage montrent que l'augmentation de la consommation propre est un motif d'achat central dans tous les segments. Ce constat est également confirmé par les indicateurs relatifs à la consommation propre : dans le cadre du monitoring de la stratégie énergétique 2050, l'OFEN évalue notamment la consommation propre. Les résultats présentés dans la figure 8 montrent que la part de l'autoconsommation par rapport à la consommation finale suisse augmente chaque année et atteignait déjà déjà à 3,81 % en 2024. Cette part d'électricité dans la consommation finale n'a jamais été injectée dans le réseau de distribution, mais a été consommée sur place, ce qui soulage les réseaux.

Pour exploiter pleinement le potentiel de cette allègement du réseau, il convient de mettre en place et de créer des incitations appropriées (voir chapitre 3.1). Parallèlement, le taux moyen de consommation propre des installations photovoltaïques, c'est-à-dire la part d'électricité consommée directement sur place, devrait également passer de 42 % (2019) à 45 % (2024), notamment grâce aux batteries. Une augmentation du nombre de batteries de stockage continuera à accroître cette part à l'avenir, renforçant ainsi l'utilisation de l'électricité produite localement par installation photovoltaïque installée et soulageant davantage les réseaux grâce à un pilotage optimisé.

Part de la consommation propre dans la consommation finale d'électricité en Suisse



© Swissolar

Source: Suisseénergie, OFEN: Statistiques de l'énergie solaire. BFE: Statistique suisse de l'électricité.

Figure 8

1.1.2 Pooling pour les services système

La fréquence du réseau électrique doit être maintenue constamment à 50 hertz. Pour cela, l'injection et la consommation d'électricité doivent être équilibrées à tout moment. En cas de fluctuation non prévues, Swissgrid recourt à de l'énergie de réglage, acquise sur le marché suisse de l'énergie de réglage. Avec le développement des énergies renouvelables, le besoin de flexibilité dans le système électrique augmente. Les batteries de stockage et la recharge intelligente peuvent fournir cette flexibilité et contribuer à mieux coordonner la production et la consommation. Parallèlement, la numérisation et une meilleure disponibilité des données permettent des prévisions plus précises ainsi qu'une gestion plus efficace du système.

Pour les systèmes de stockage classiques « behind-the-meter », une nouvelle source de revenus apparaît en Suisse, en plus de l'optimisation de l'autoconsommation : la commercialisation de la flexibilité sous forme de puissance de réglage mise à disposition, puis d'énergie de réglage effectivement activée. Le levier central pour y parvenir est le pooling : plusieurs installations individuelles situées en dessous du seuil de marché de 1 MW pour la puissance de réglage sont regroupées au sein d'une centrale électrique virtuelle, de sorte qu'elles puissent répondre ensemble aux exigences de Swissgrid et proposer de l'énergie de réglage sur le marché.

Le saviez-vous ?

Les centres de données sont des infrastructures essentielles du monde numérique. Nous en avons besoin, par exemple, pour les services cloud ou l'intelligence artificielle. Grâce à sa stabilité politique, à son secteur financier solide, à sa forte part d'énergies renouvelables et à son climat relativement frais, la Suisse est un site attractif et présente donc l'une des plus fortes densités de centres de données par habitant au monde. Parallèlement, les besoins élevés en électricité des centres de données entraînent une augmentation de la consommation finale d'électricité en Suisse et, par conséquent, une charge accrue sur le réseau électrique, notamment en raison de pics de puissance de courte durée. Les batteries de stockage de grande capacité, installées à proximité immédiate des centres de données, peuvent amortir ces pics de charge et garantir une connexion stable au réseau.

❗ Vous trouverez plus d'informations [ici](#)

1.2 Batterie de stockage « front-of-the-meter » en Suisse

Outre les batteries de stockage côté client, derrière le compteur (behind-the-meter), des batteries directement raccordées aux réseaux moyenne ou haute tension — donc situées avant le compteur (front-of-the-meter); gagnent également en importance en Suisse. Ces installations ne sont pas exploitées dans le but d'optimiser la consommation propre, mais sont utilisées le plus souvent par les gestionnaires de réseau ou sur le marché de l'électricité. Pour les classer, il est utile de distinguer trois fonctions principales : au service du réseau (gestion locale du réseau de distribution), au service du système (stabilité de l'ensemble du système/du réseau de transport) et au service du marché (optimisation des prix sur le marché de l'électricité).

Exploitation au service du réseau de distribution – écrêtement des pics et gestion des congestions : Dans le réseau de distribution, des congestions apparaissent souvent localement (sur certains postes de transformation ou équipements d'exploitation) et concentrées dans le temps (par exemple, pic photovoltaïque de midi ou pics de charge en soirée).

Une batterie de stockage peut absorber ces pics. Si le réseau de distribution enregistre un apport de courant supérieur à la demande simultanée, un accumulateur FTM peut absorber cet excédent d'énergie et le décaler dans le temps. En cas de forte charge, l'énergie stockée peut couvrir les besoins supplémentaires. Cela permet de réduire les surcharges et de retarder, au moins en partie, les travaux d'extension du réseau. Le Centre de recherche sur les réseaux énergétiques (FEN) de l'ETH souligne toutefois que la fiabilité de l'exploitation utile au réseau est essentielle pour que les batteries représentent une option dans la planification du réseau. Pour eux, les tarifs incitatifs dynamiques ne suffiront probablement pas ; il faudra plutôt combiner le développement du réseau, la régulation rémunérée et l'activation ciblée des systèmes de stockage.

Services système – énergie de réglage et stabilisation du réseau : Outre leur fonctionnement au service du réseau, les batteries à grande

échelle peuvent également être utilisées pour les services système (PSS). Swissgrid est responsable de maintenir le réseau électrique global en permanence à une fréquence de 50 hertz. Si ce n'est pas le cas, par exemple en raison d'une panne imprévue d'une centrale électrique, elle doit être en mesure de fournir dans les plus brefs délais de l'énergie de réglage primaire, puis secondaire et enfin tertiaire. Pour garantir cela, les batteries de stockage constituent une solution techniquement efficace, car elles peuvent absorber et fournir de la puissance rapidement et réagir ainsi rapidement à des conditions de réseau instables.

Exploitation au service du marché – arbitrage et transfert d'énergie : L'arbitrage consiste à charger l'accumulateur lorsque les prix de l'électricité sont bas et à le décharger lorsque les prix sont élevés. Cela permet d'offrir une flexibilité à court terme et de générer ainsi des revenus sur le marché de l'électricité. Néanmoins, l'arbitrage est encore très peu pratiqué en Suisse et n'est pas encore réellement rentable. Outre ces trois fonctions principales, les batteries de stockage peuvent contribuer à la remise en état du réseau en cas de panne d'électricité à grande échelle. Par rapport aux centrales à accumulation par pompage, les batteries de stockage présentent en outre l'avantage d'avoir des délais de réaction plus rapides.

Pour les grandes batteries, l'emplacement et le raccordement au réseau sont déterminants. Idéalement, des points de raccordement au réseau suffisamment performants sont déjà disponibles, afin de permettre une intégration technique adéquate des installations dans le réseau de transport ou de distribution. Malgré cela, des congestions locales du réseau et des pics de puissance indésirables peuvent apparaître lorsque les prix du marché ne reflètent pas les contraintes locales du réseau. C'est pourquoi il faut mettre en place des mécanismes de coordination, par exemple des tarifs de réseau locaux dynamiques, des conditions de raccordement flexibles ou un approvisionnement ciblé en flexibilité, afin que les signaux du marché, du système et du réseau n'agissent pas à contre-courant les uns des autres

Ces avantages peuvent ainsi être exploités là où le réseau est en mesure d'absorber les injections ou soutirages supplémentaires et où l'utilisation de la flexibilité est coordonnée.

La figure 9 présente une vue d'ensemble des grandes batteries de stockage de plus de 1 MW qui sont soit déjà en service, soit en cours de réalisation ou de planification. Comme cet aperçu se base exclusivement sur des informations accessibles au public, il est possible que d'autres projets n'y soient pas recensés. Au cours des prochaines années, le rapport entre puissance et capacité évoluera considérablement : alors que les installations actuellement en service totalisent ensemble une puissance d'environ 129 MW et une capacité d'environ 135 MWh, les projets en cours de planification, avec les installations déjà en place, devraient atteindre d'ici 2030 une puissance de 2'270 MW pour une capacité d'environ 4'200 MWh. Un rapport de l'OFEN sur les besoins futurs de stockage prévoit, pour l'année 2035, un besoin en grands dispositifs de stockage de 4'300 MW de puissance pour

une capacité de 22'400 MWh. Les projets deviennent ainsi en moyenne plus énergétiques (plus de capacité de stockage par puissance installée) et sont plus souvent conçus pour des durées de décharge de plusieurs heures. Contrairement aux lacs d'accumulation, qui effectuent généralement un cycle par an, ces batteries sont chargées et déchargées presque quotidiennement. En partant d'une hypothèse moyenne de 260 cycles complets par année, les batteries FTM déjà installées aujourd'hui peuvent fournir près de 34 GWh d'électricité stockée par an. Si tous les projets prévus sont réalisés, les batteries FTM pourraient fournir environ 1 TWh d'électricité stockée par an.

L'achèvement du plus grand projet de batterie de stockage en cours, situé à Laufenburg, est prévu pour 2028. Ce projet devrait disposer d'une puissance de 1'200 MW et d'une capacité de 2'100 MWh. Contrairement à la plupart des autres batteries de stockage en Suisse, cette installation ne fonctionnera pas avec des batteries lithium-ion, mais avec des batteries à flux redox.

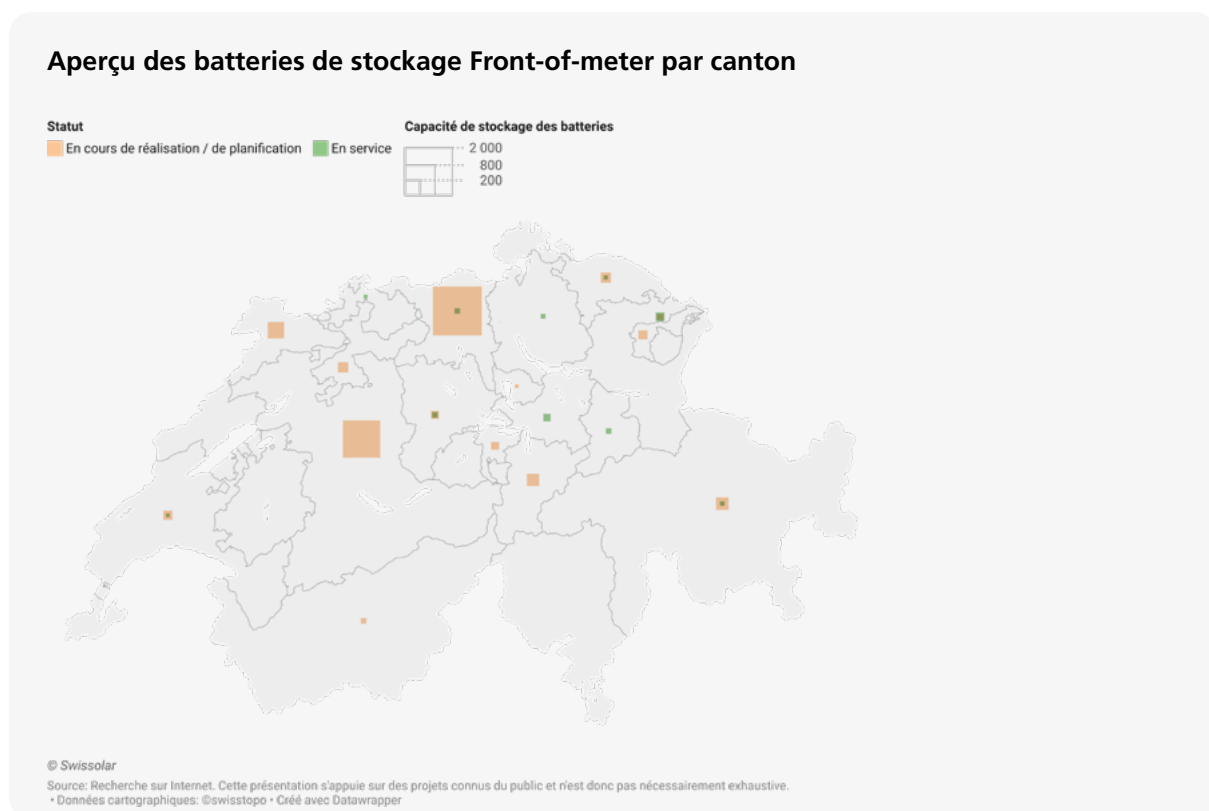


Figure 9



Batterie de stockage Blumenstein © Elektron

1.2.1 Batteries et onduleurs de formant le réseau en cas de black-out

Avec la sortie du nucléaire décidée et la part croissante des installations de production d'électricité qui ne sont pas directement couplées au réseau, mais injectent via l'électronique de puissance, par exemple au moyen d'onduleurs, d'importantes fonctions de stabilité du réseau doivent être repensées. Les batteries de stockage peuvent jouer ici un rôle central lorsqu'elles sont associées à des onduleurs disposant d'une fonction de création de réseau.

Les onduleurs formant le réseau (grid forming) peuvent établir ou soutenir la régulation active de la tension et de la fréquence dans le réseau. Dans le système interconnecté européen actuel, auquel la Suisse est aussi reliée, les grandes centrales jouent un rôle central dans le maintien de la fréquence et de la tension. Leurs générateurs synchrones possèdent des masses d'inertie qui permettent de maintenir une fréquence et une tension de réseau constantes, même en cas de fluctuations soudaines de la production ou de la charge. On parle ici de réserve instantanée ou d'inertie rotative (également appelée « inertie »). Les installations photovoltaïques injectent leur électricité via de l'électronique de puissance, sans masse d'inertie naturelle. Les technologies d'onduleurs formant le réseau permettent néanmoins aux installations photovoltaïques (ou à d'autres installations d'énergies renouvelables équipées d'électronique de puissance), couplées à des batteries de stockage de grande taille, de jouer un rôle formateur pour le réseau. Plutôt que de simplement suivre un signal de réseau existant, ces installations assument activement des tâches qui étaient jusqu'à présent réservées aux générateurs synchrones. En contribuant à stabiliser le réseau, les onduleurs formant le réseau peuvent non seulement contribuer à prévenir les pannes générales, mais aussi contribuer au redémarrage autonome du réseau. En cas d'incident : grâce à la formation progressive de réseaux isolés, à la hiérarchisation des charges et à la reconstitution séquentielle du réseau, un sous-réseau stable peut d'abord être alimenté par des systèmes de stockage, avant que d'autres installations de production et segment de réseau puissent reconnectés. En revanche, les onduleurs suivant le réseau (grid following)

s'orientent se basent quant à eux sur un signal de réseau déjà présent. Ils se synchronisent avec la tension et la fréquence existantes du réseau et ont donc besoin d'un réseau suffisamment stable, offrant une force de système suffisante, auquel se réfère. Les applications typiques des onduleurs « grid-following » sont les installations photovoltaïques ou éoliennes classiques qui injectent de l'énergie dans le réseau existant. Les onduleurs « grid-forming » sont souvent utilisés dans les batteries de stockage, les micro-réseaux ou les grandes installations renouvelables ayant une fonction de soutien du réseau. Swissgrid a défini des conditions techniques et opérationnelles pour le raccordement des systèmes de stockage d'énergie basés sur des convertisseurs (ssec) qui sont raccordés au niveau de réseau 1 du réseau de transport suisse. Les systèmes raccordés par des convertisseurs sont des installations qui sont couplées au réseau via de l'électronique de puissance et non directement sous forme de machines tournantes. Les KESS nécessitent des onduleurs capables de fonctionner en formant le réseau (grid-forming). Un autre aspect concerne la logique du marché : les revenus issus du négoce d'énergie et de la puissance de réglage sont établies, tandis que certaines valeurs spécifiques du système (par exemple la robustesse du système, l'exploitation sur des réseaux faibles ou la capacité de démarrage autonome) ne sont jusqu'à présent pas rémunérées de manière systématique en tant que produits à part entière. Au niveau international, différentes approches sont discutées et mises en œuvre pour déterminer comment ces prestations de stabilité pourront à l'avenir être acquises ou rémunérées de manière ciblée. Par exemple, l'Allemagne a introduit en janvier 2026 un approvisionnement basé sur le marché pour le service système « réserve instantanée » (inertie). À l'inverse, l'Australian Energy Market Commission (AEMC) a décidé en octobre 2025 de ne pas créer de marché de négoce en temps réel pour l'inertie. Elle a justifié cette décision par le fait qu'un nouveau marché spot serait trop complexe et trop coûteux au regard du bénéfice escompté, et qu'aucune pénurie aiguë d'inertie n'est actuellement prévisible. Les conditions-cadres existantes, récemment développées, en matière de sécurité du réseau seraient suffisamment flexibles pour garantir efficacement la stabilité du réseau à ce stade.

1.3 Évolution du marché à l'international

À échelle internationale, le marché des batteries de stockage a déjà connu une forte croissance ces dernières années, et celle-ci se poursuit. Selon SolarPower Europe, environ 27,1 GWh de nouvelle capacité de stockage par batterie ont été installés dans l'UE en 2025. Cela correspond à une augmentation de 45 % par rapport à l'année précédente. Parallèlement, le marché a évolué structurellement : en 2025, les batteries de grande taille front-of-the-meter ont été le principal moteur du marché et ont représenté 55 % de la capacité nouvellement installée. En 2023, ces grandes batteries ne représentaient encore qu'environ 10 % du marché total dans l'UE ; en 2024, leur part atteignait déjà environ 35 %.

Comme les années précédentes, l'Allemagne et l'Italie comptent parmi les principaux marchés européens. En Allemagne, le développement

du stockage s'est fortement accéléré ces dernières années et, à la mi-2025, plus de 2 millions de batteries de stockage étaient déjà installées.

De grands projets de stockage ont également été mis en service. Dans le même temps, la liste d'attente pour les demandes de raccordement au réseau des systèmes de stockage de grande taille en Allemagne ne cesse de s'allonger. En comparaison, la Suisse – malgré un marché en forte croissance – est jusqu'à présent moins avancée dans le domaine des grandes batteries. Les raisons tiennent, d'une part, au besoin plus limité lié à la part relativement élevée de l'hydraulique, mais aussi à des conditions-cadres peu favorables et à des incitations insuffisantes. La réalisation des projets dépend fortement du réseau local (capacité au point de raccordement) et des procédures cantonales (voir recommandations d'action + chapitre 3).

Annonce sponsorisée



**Plus de puissance.
Plus de stockage.
Plus de possibilités.**

Maintenant avec nos nouveaux systèmes de stockage **DYNES**

Plug & Play
ELEKTRON

Solutions de stockage pour les complexes résidentiels, agricoles et commerciaux: modulaires, empilables et enfichables, sans câblage – installation sûre et rapide. Pour des projets de stockage de 20 à 850 kWh.

ELEKTRON

2 Évolution des prix et rentabilité

Depuis des années, les coûts des systèmes de stockage par batterie diminuent. En Suisse également, les prix d'installation ont encore baissé en 2025 : pour un accumulateur domestique lithium-ion typique de 15 kWh, matériel et main-d'œuvre compris, le coût est estimé à environ 586 CHF par kWh, soit environ 8800 CHF pour l'ensemble du système (voir figure 10). L'année précédente, la même batterie coûtait encore environ un quart de plus, soit environ 10 600 CHF. Dans les pays voisins,

comme par exemple l'Allemagne, les prix des batteries continuent également de baisser.

Alors qu'en 2010, une capacité de stockage de 1 kWh coûtait encore environ 6 000 €, ce qui correspondait à 30 000 € pour 5 kWh, les estimations actuelles pour début 2026 s'élèvent à peine à 325 € par kWh, soit 1 625 € pour l'ensemble des 5 kWh – en fonction, de la taille du système, du fabricant, des coûts d'installation et de la situation du marché.

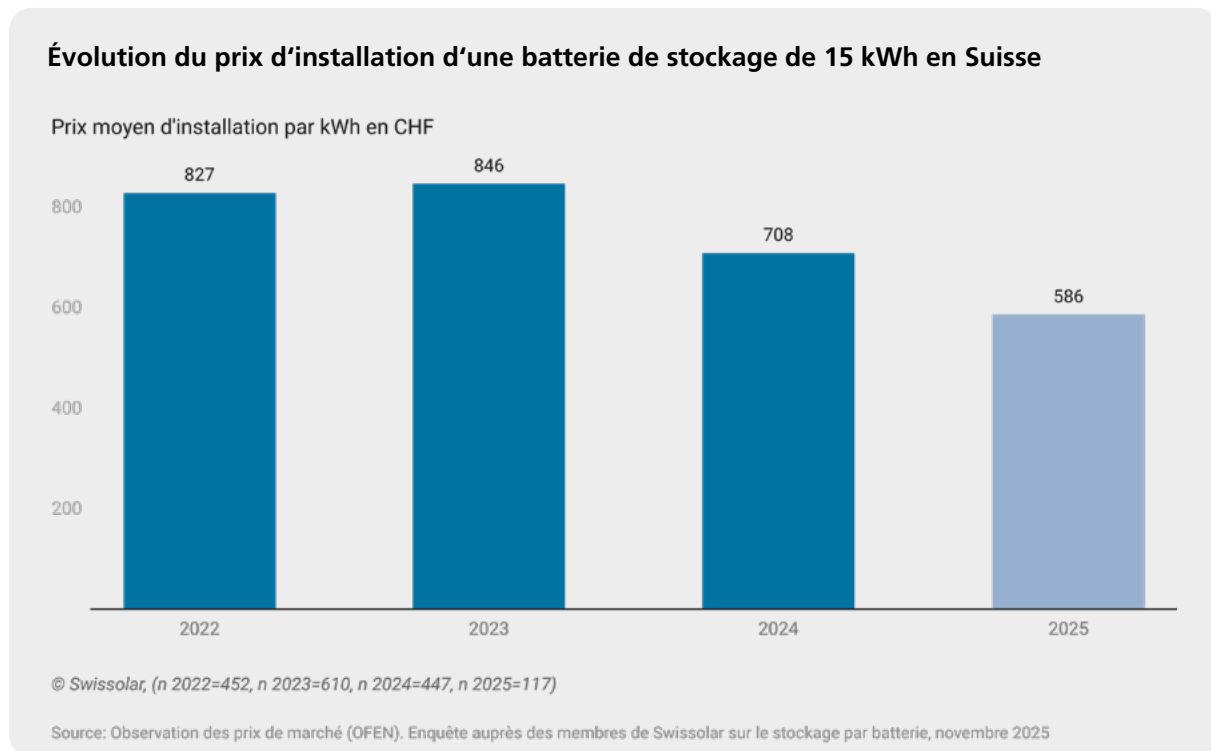


Figure 10

Une estimation basée sur des projets de référence pour des batteries FTM en Suisse donne un prix d'environ 313 CHF/kWh pour un accumulateur de 17 MWh et d'une capacité de 50 MWh (situation en août 2025). Depuis, les coûts ont probablement encore baissé et un projet de plus de 5 MWh devrait pouvoir être réalisé pour environ 300 CHF par kWh. Pour le moment, cette valeur constitue un bon ordre de grandeur pour les projets FTM, même si les coûts peuvent fortement varier d'un projet à l'autre. Les facteurs déterminants sont notamment le choix du site et la taille du stockage. Les coûts se composent finalement de différents postes de dépenses, dont la batterie, elle-même, ne représente qu'une petite partie. Les autres postes de coûts sont principalement la construction et l'installation, la planification et la gestion du projet, ainsi que la direction des travaux. Le site détermine également si des postes de transformation supplémentaires et des frais de raccordement au réseau sont nécessaires, ce qui peut représenter un surcoût pouvant atteindre 100 CHF/kWh.

La tendance à la baisse des coûts de stockage par batterie est également confirmée au niveau international. BloombergNEF fait état, pour décembre 2025, de prix moyens record de 108 \$ USD/kWh pour les batteries lithium-ion dans l'ensemble des pays. La baisse des prix des batteries stationnaires est particulièrement marquée (- 45 % par rapport à l'année précédente) et atteignent désormais 70 dollars US/kWh, selon BloombergNEF.

Les batteries de stockage stationnaires constituent ainsi le segment le moins cher parmi les applications de batteries lithium-ion. Ember estime les coûts d'investissement pour les grands projets BESS hors des États-Unis et de la Chine à environ 125 USD/kWh en octobre 2025 (y compris la planification, la construction et le raccordement au réseau), dont le matériel se monte à environ 75 USD/kWh. Ember précise expressément que ces valeurs ne sont pas directement comparables aux prix moyens mondiaux de BloombergNEF, car ils prennent en compte des postes de coûts différents (CAPEX des projets au lieu des prix des packs de batteries). En outre, Ember se réfère à des projets en dehors des États-Unis et de la Chine,, car ces marchés présentent des conditions-cadres et des coûts qui leur sont propres (par exemple, les chaînes d'approvisionnement, les régimes commerciaux et les mesures de soutien) et ne sont donc pas représentatifs du monde entier.

Les deux sources mentionnent également la dépendance aux matières premières et signalent que la hausse des prix des matières premières ainsi que les effets liés aux chaînes d'approvisionnement peuvent entraîner des fluctuations de prix. Par exemple, la Chine supprime progressivement le mécanisme de rabais à l'exportation (allègements de TVA). Néanmoins, BloombergNEF estime que les prix des solutions de stockage avec des batteries LFP continueront à baisser en 2026, car la demande continue d'augmenter. Et par conséquent, les économies d'échelle ainsi que les investissements en recherche et développement favoriseront à long terme les améliorations technologiques et les baisses de prix.

« Les batteries de stockage sont la clé de la poursuite du développement du photovoltaïque.

Ensemble, ils garantissent un approvisionnement en électricité stable et sûr. »

David Stickelberger, conseiller politique senior, Swissolar

3 Cadre politique et juridique

Le 9 juin 2024, le peuple suisse a clairement approuvé le projet visant à garantir un approvisionnement en électricité sûr grâce aux énergies renouvelables. La mise en œuvre de la loi sur l'énergie (LEne) et de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) révisées qu'elle contient s'est faite par étapes. Un premier volet est en vigueur depuis le 1er janvier 2025 et comprend notamment des adaptations concernant la rétribution unique ainsi que l'introduction des regroupements pour la consommation propre virtuels (RCPv). Le deuxième volet d'ordonnances a suivi au 1er janvier 2026, avec notamment des innovations majeures concernant la rémunération de reprise de l'électricité, les communautés électriques locales (CLE), les systèmes de mesure, les tarifs d'utilisation du réseau et l'utilisation de la flexibilité.

3.1 Incitations pour un comportement favorable au réseau

Afin que les batteries de stockage ne soient pas utilisées exclusivement pour maximiser la consommation propre, mais qu'elles contribuent également au bon fonctionnement du réseau, il est nécessaire de mettre en place des signaux tarifaires adaptés ainsi qu'une conception de produit permettant d'activer la flexibilité là où elle est réellement utile au réseau (par exemple lors des pics de production photovoltaïque à midi ou en cas de congestions locales). A l'heure actuelle, les gestionnaires de réseau de distribution disposent de différentes possibilités pour créer de telles incitations :

Annonce sponsorisée



C'est le moment de stocker.

Faites votre entrée sur le marché en pleine croissance du stockage. Nous vous fournissons le savoir-faire, les produits et l'assistance nécessaires à vos commandes d'accumulateurs commerciaux.



En savoir plus !

SOLARMARKT
Compétence et composants

The advertisement features a man with his arms crossed standing next to a large white battery storage unit. The unit has 'RS elektro' and 'SUNWODA ENERGY' logos. A yellow battery unit is visible to the right. The background shows a stone wall and some vegetation.

Tarifs dynamiques de l'électricité et l'utilisation du réseau et de l'utilisation réseau Les tarifs dynamiques visent à inciter à déplacer dans le temps la consommation d'électricité et l'utilisation des systèmes de stockage. Pour la définition du tarif standard applicable au groupe de clients de base, les gestionnaires de réseaux de distribution peuvent notamment proposer des tarifs dynamiques d'utilisation du réseau (art. 18a, al. 2, OApEl). Cette disposition crée une base permettant d'intégrer davantage, dans la conception tarifaire, non seulement les prix de l'énergie, mais aussi des signaux liés au réseau tels que l'heure et le lieu. SmartGridready met à disposition un aperçu régulièrement mis à jour des gestionnaires de réseau qui proposent des tarifs dynamiques.

Tarifs d'injection flexibles et nouvelle logique de prix de référence du marché Jusqu'à présent, lorsque les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs ne parvenaient pas à s'entendre sur la rémunération de l'électricité injectée, c'était la «rémunération correspondant aux coûts évités par le gestionnaire de réseau pour l'acquisition d'électricité équivalente» qui s'appliquait. Depuis janvier 2026, la nouvelle règle s'applique : la rémunération est basée sur le prix de marché moyen trimestriel au moment de l'injection (art. 15, al. 1bis, LEne, art. 12, al. 1, OEne). Le prix de référence du marché utilisé à cet effet est calculé par l'OFEN et correspond à un prix moyen du marché pondéré selon les profils réels d'injection (par quarts d'heure) de la technologie concernée, en l'occurrence le photovoltaïque. En complément, le Conseil fédéral fixe des rétributions minimales pour les installations de moins de 150 kW ; si le prix de référence du marché est inférieur à la rétribution minimale, une rétribution différentielle (prime de rétribution minimale) est versée. Lors de la session d'automne 2025, le Parlement a décidé d'une nouvelle adaptation dont l'entrée en vigueur est prévue pour janvier 2027. A l'avenir, la rémunération ne sera plus basée sur le prix de référence trimestriel du marché, mais sur le prix spot horaire du marché au moment de l'injection. Cela renforce l'incitation à stocker ou à consommer directement l'électricité photovoltaïque lorsque les prix sont bas, plutôt que de l'injecter dans le réseau. Il convient

toutefois de noter que, avec la généralisation progressive des systèmes de stockage, les profils d'injection – et donc le prix de marché de référence lui-même – pourraient évoluer. Si une part moindre de l'électricité photovoltaïque est injectée simultanément dans le réseau aux heures de pointe de midi, l'effet de baisse des prix habituellement provoqué par ces pics de production photovoltaïque pourrait s'atténuer.

Limitation de l'injection non rémunérée à 3 % de la production annuelle Depuis le 1er janvier 2026, les gestionnaires de réseau de distribution sont autorisés à limiter l'injection de courant au point de raccordement au réseau afin de garantir la flexibilité nécessaire au bon fonctionnement de leur réseau. La perte d'injection qui en résulte ne doit pas dépasser 3 % de l'énergie produite annuellement (art. 17c, LApEl ; art. 19c OApEl). Dans la pratique, cela se traduit souvent par une limitation fixe de la puissance injectée au point de raccordement. À titre de référence pour l'ensemble du secteur, le guide de l'AES recommande, pour les nouvelles installations photovoltaïques situées en dessous de 1'200 m d'altitude, une limitation à 70 % de la puissance nominale installée des modules (puissance DC) au niveau des onduleurs. Par ailleurs, L'EICom précise que les GRD ne peuvent pas exiger des exploitants de systèmes photovoltaïques qu'ils prennent à leur charge les adaptations techniques nécessaires à cette limitation de l'injection. Cette règle s'applique également aux éventuels travaux de modernisation ou de remplacement d'équipements (par exemple un changement d'onduleur ou l'installation de systèmes de commande) lorsque ceux-ci sont requis pour permettre la réduction de puissance. L'EICom précise également : « Les installations existantes ne devraient être soumises à une limitation de l'injection que lorsque celle-ci procure un bénéfice significatif pour le réseau, par exemple pour soulager une congestion déjà existante. »

Un point essentiel est que cette limitation concerne uniquement l'électricité injectée au point de raccordement. L'énergie qui n'est pas injectée dans le réseau peut toujours être consommée sur place ou stockée dans une batte-

rie située en aval de ce point de raccordement. Dans ce contexte, les systèmes de stockage par batteries deviennent un outil central pour réduire l'impact économique des limitations d'injection et permettre une valorisation locale de la production photovoltaïque.

Utilisation contractuelle de la flexibilité au service du réseau. Outre la limitation garantie et non rémunérée de l'injection, des formes contractuelles ou tarifaires de valorisation de la flexibilité au service du réseau sont également possibles. Les gestionnaires de réseau de distribution peuvent ainsi conclure des contrats non discriminatoires visant à encourager une utilisation au service du réseau, y compris en prévoyant une rémunération pour la limitation volontaire de l'injection (art. 17c LApEI ; art. 19a à 19d OApEI). En conséquence, certains gestionnaires de réseau proposent des produits spécifiques qui encouragent un comportement favorable au réseau. Le principe «Top 40» en est un exemple : l'injection est limitée à

60 % de la puissance DC installée, tandis qu'en contrepartie le producteur bénéficie d'une rémunération de l'injection supérieure de 8 % au tarif standard.

Les pointes de production restantes peuvent être limitées soit par des réglages fixes de l'onduleur, soit – de manière plus pertinente – par une gestion intelligente locale de l'énergie, par exemple en rechargeant la batterie ou un véhicule électrique. Du point de vue du système électrique, ce type de produit présente un intérêt particulier, car il permet de réduire les pics d'injection dans les réseaux de distribution tout en créant une incitation économique à utiliser de manière ciblée les batteries de stockage et les charges pilotables pour soulager le réseau. La carte générale de la Haute école spécialisée bernoise présente les zones de déserte dans lesquelles les gestionnaires de réseau encouragent les comportements favorables au réseau au moyen du produit Top 40.

Annonce sponsorisée



inesco
ENERGY

Batteries sodium-ion

Stocker le courant solaire sans lithium

- Plus de sécurité**
ne brûle pas, n'explose pas
- Plus de performance**
chargement et déchargement rapides
- Plus d'autonomie**
fonctionne en mode îlot et courant de secours

inesco AG | Oberhofstrasse 1 | 4500 Soleure | +41 44 517 51 40 | beratung@inesco.energy | www.inesco.energy

3.2 Frais d'utilisation du réseau pour les systèmes de stockage par batterie

Jusqu'à présent, les batteries de stockage avec consommation finale étaient considérées comme des consommateurs finaux lorsqu'ils prélevaient de l'électricité sur le réseau et devaient s'acquitter de redevances d'utilisation du réseau contrairement aux centrales de pompage-turbinage. Cette discrimination à l'égard des batteries de stockage est désormais partiellement corrigée par la révision de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (art. 18d-i OApEI, resp. art. 14a, al. 4 LApEI). Depuis le 1er janvier 2026, les exploitants de batteries de stockage avec consommation finale peuvent demander au GRD le remboursement des frais d'utilisation du réseau – mais uniquement pour la quantité d'électricité qui, après avoir été prélevée sur le réseau, a été stockée puis réinjectée ultérieurement dans le réseau. Cette possibilité est soumise à la mise en place d'un système de mesure approprié capable de démontrer de manière univoque la quantité de courant prélevée sur le réseau et réinjectée. Les mêmes dispositions s'appliquent aux véhicules électriques ainsi qu'aux installations permettant de convertir l'électricité en une autre forme d'énergie puis de la reconverter en électricité.

Si cette réglementation est certes bienvenue, car elle corrige en partie la discrimination dont font l'objet les systèmes de stockage par batterie, sa mise en œuvre reste toutefois complexe et entraîne des coûts supplémentaires. Comme le montre le manuel « Stockage » de l'AES qui décrit les différentes configurations possibles, les exigences de mesure et de délimitation requises sont complexes à mettre en œuvre dans la pratique. Les dispositifs de comptage requis et les exigences techniques additionnelles augmentent les coûts de mise en œuvre et compliquent une application simple et uniforme du principe d'égalité de traitement entre les différentes technologies de stockage. Du point de vue de Swissolar, il serait donc souhaitable de disposer de conditions-cadres qui traitent les technologies de stockage de manière équitable, quelle que soit leur conception technique, et évitent toute complexité inutile. Une telle approche favoriserait également une utilisation

plus polyvalente des systèmes de stockage, capables de remplir plusieurs fonctions au sein du système énergétique.

Un remboursement des redevances d'utilisation du réseau peut également être demandé pour les installations pilotes et de démonstration alimentés par de l'électricité issue des énergies renouvelables et dont la puissance maximale est de 200 MW. Les systèmes de stockage sans consommation finale sont, quant à eux, exemptés de la redevance d'utilisation du réseau (art. 14a, al. 1, let. b, LApEI, en vigueur depuis le 1er janvier 2025).

3.3 Communautés Electriques Locales (CEL) avec batteries

Depuis janvier 2026, les communautés électriques locales (CEL) permettent aux participants d'échanger entre eux l'électricité qu'ils produisent eux-mêmes au sein d'une même commune et sous certaines conditions liées au réseau. Pour l'électricité échangée au sein de la CEL, un tarif réduit d'utilisation du réseau est appliqué : la réduction est de 40 % si tous les participants à la CEL sont raccordés au même niveau de réseau, ou de 20 % si une transformation de tension (moyenne tension/basse tension) est utilisée au sein de la CEL (art. 19h OApEI).

Des systèmes de stockage peuvent également être utilisés pour stocker temporairement l'électricité produite au sein de la CEL et la restituer ultérieurement aux participants de la CEL (ou au réseau). La comptabilisation de la consommation d'électricité est ici déterminante : la réduction sur le tarif d'utilisation du réseau ne peut être appliquée qu'aux quantités d'énergie dont il est démontré qu'elles ont été produites localement au sein de la CEL. Par conséquent, au cours d'une même période de facturation, un système de stockage ne peut vendre aux participants de la CEL qu'une quantité maximale d'électricité stockée équivalente à celle qui a été auparavant stockée à partir des installations solaires de la CEL. Cette règle permet d'empêcher que les systèmes de stockage se chargent avec de l'électricité du réseau, puis que celle-ci soit ensuite facturée à tort comme de l'électricité locale de la CEL.

bénéficiant d'un tarif réduit d'utilisation du réseau. Si un système de stockage est chargé à la fois avec de l'électricité du réseau et avec de l'électricité de la CEL produite localement et qu'il souhaite bénéficier de la réduction de l'utilisation du réseau, il est nécessaire de mettre en place un concept de mesure adapté (compteur dédié au système de stockage). Celui-ci doit permettre de distinguer clairement l'électricité provenant du réseau (sans réduction CEL) de l'électricité produite localement (avec réduction CEL). Le document sectoriel de l'AES consacré aux CEL décrit en détail, au chapitre 8, les différents concepts de mesure autorisés pour les systèmes de stockage au sein d'une CEL :

3.4 Mesures de soutien pour les systèmes de stockage par batteries

En Suisse, il n'existe actuellement aucune mesure de soutien national pour les batteries dans les bâtiments résidentiels ou commerciaux. Une exception s'applique toutefois aux exploitations agricoles : la Confédération et les cantons soutiennent les batteries de stockage destinées à l'agriculture à hauteur de 200 CHF/kWh au maximum, la capacité de stockage étant limitée à 60% de la consommation propre quotidienne. Cette aide prendra toutefois fin en 2026. Au niveau cantonal, les cantons de

Le saviez-vous ?

Fin septembre 2024, l'ouragan Helene a provoqué une coupure de raccordement au réseau à Hot Springs (Caroline du Nord) privant d'électricité plus de 500 habitants de ce petit village. L'opérateur de réseau Duke Energy a alors mis en service un micro-réseau solaire couplé à des batteries en mode îloté, qui a continué d'alimenter le centre du village en électricité. Le système a ainsi fonctionné de manière stable pendant près de 150 heures à partir du 2 octobre 2024, jusqu'à ce que le raccordement au réseau soit rétabli.

 Vous trouverez plus d'informations [ici](#)

Schaffhouse et de Thurgovie proposent depuis janvier 2026 une aide financière pour les batteries de stockage d'une capacité minimale de 10 kWh. Dans ces deux cantons, une rétribution unique de 1 000 CHF par installation est accordée, sans toutefois pouvoir dépasser 25% des coûts d'investissement. Alors que les aides accordées par le passé visaient à optimiser la consommation propre, cette subvention s'inscrit dans le cadre des programmes de promotion énergétique destinés à stabiliser le réseau électrique. Le canton de Neuchâtel a également introduit une nouvelle aide financière pour les batteries de stockage. Dans plusieurs cantons, des interventions parlementaires visant à instaurer des subventions pour les batteries sont en cours d'examen (par exemple dans les cantons de Berne ou de Lucerne). Au niveau communal, certaines communes accordent une aide financière pour l'installation de batteries de stockage. Les aides disponibles peuvent être consultées sur le site www.franc-senergie.ch/fr.

3.5 Obligations d'autorisation pour les batteries de stockage stationnaires

Les batteries de stockage situées à l'extérieur des bâtiments sont généralement considérées comme des constructions ou des installations et sont donc en principe soumises à une autorisation de construire. Conformément à la loi sur l'aménagement du territoire (LAT, art. 22), les constructions et les installations ne peuvent être érigées ou modifiées qu'avec l'autorisation des autorités. La condition préalable est que le projet soit conforme à la zone d'affectation et que le terrain soit viabilisé.

La LAT ne réglemente pas en détail les exceptions à l'intérieur des zones à bâtir, mais renvoie au droit cantonal pour ces cas (LAT, art. 23). En dehors des zones à bâtir, une autorisation ne peut être accordée qu'à titre exceptionnel, à savoir lorsque la finalité de l'installation exige un emplacement en dehors des zones à bâtir (caractère lié à l'emplacement, art. 24 LAT) et qu'aucun intérêt prépondérant ne s'y oppose.

3.6 Affaires politiques en cours

Décret sur l'accélération du réseau – Révision de la loi sur l'électricité Le 21 mai 2025, le Conseil fédéral a transmis le message relatif à la révision de la loi sur l'électricité (LEp) («Accélération de l'extension et de la transformation des réseaux électriques»). Le projet contient notamment une simplification essentielle pour les réseaux de distribution : l'emplacement des stations de transformation situées en dehors des zones à bâtir seront considérés, sous certaines conditions, comme étant imposé par leur destination (nouvel art. 15cbis), ce qui supprime l'obligation d'évaluer des emplacements alternatifs. Le Conseil national a adopté ce projet lors de la session d'hiver 2025 en tant que première chambre et a précisé que, sous certaines conditions, les installations de stockage d'énergie situées en dehors des zones à bâtir doivent également être considérées comme liées à un emplacement déterminé (nouvel art. 24sexies). Cette mesure pourrait faciliter la réalisation de projets de stockage d'énergie raccordés au réseau (front-of-the-meter), par exemple au niveau des sous-stations/stations de transformation. La prochaine étape est

l'examen du projet par le Conseil des États.

Stratégie globale de stockage de l'énergie et plan d'action – Motion CEATE-N

La Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) demande au Conseil fédéral d'élaborer une stratégie globale de stockage de l'énergie accompagnée d'un plan d'action. Cette stratégie devrait notamment inclure des scénarios, des étapes clés et des objectifs de développement réalistes pour différentes technologies de stockage à court et à long terme. Elle devrait également définir des conditions-cadres et des mécanismes d'incitation réglementés pour soutenir le stockage d'électricité au service du réseau et du système électrique. La motion est actuellement encore pendante, mais elle a été acceptée par le Conseil national en septembre 2025.

D'autres objets politiques concernant les systèmes de stockage par batterie, leurs technologies et leurs stratégies associées (p. ex. le postulat Suter, le postulat Die Mitte ou le postulat Schaffner) sont actuellement en cours d'examen au Parlement fédéral.

Annonce sponsorisée

DÉCOUVREZ NOTRE NOUVEAU FOURNISSEUR

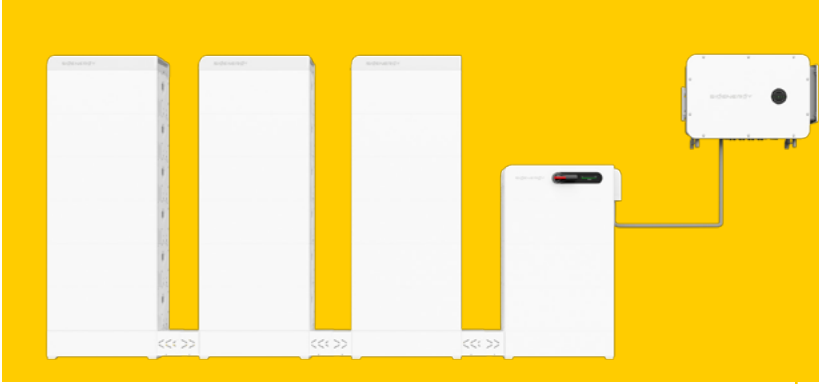


**LA SOLUTION POUR TOUS
LES PROJETS SOLAIRES**

Onduleurs hybrides
+ 5 - 125 kW

Systèmes de stockage
+ 6 - 7500 kWh

- + Fonction de secours complète
- + Borne de recharge bidirectionnelle



www.shop.krannich-solar.com





ACHETER INTELLIGEMMENT
VISITEZ NOTRE BOUTIQUE EN LIGNE



4 Évolution technologique

Le développement technologique des systèmes de stockage par batterie progresse rapidement. Les améliorations apportées à la chimie des cellules et à la gestion de leur exploitation permettent d'augmenter l'efficacité, de réduire les coûts et d'ouvrir la voie à de nouveaux domaines d'application.

4.1 Technologies de batteries

Les systèmes lithium-ion dominent le marché suisse du stockage stationnaire (voir figure 11). Si les batteries au plomb détenaient près de 5 % de parts de marché en 2017, elles n'en représentaient plus que 0,2 % en 2024 pour les batteries BTM stationnaires. Les systèmes de stockage au sodium (batteries sodium-ion et systèmes sodium-nickel-chlorure) ont toutefois légèrement progressé depuis leur intégration dans les statistiques en 2023, passant de 1 % à 1,2 % en 2024. Dans le secteur stationnaire, parmi les différentes batteries lithium-ion, les technologies au lithium-phosphate de fer (LFP) sont souvent privilégiées (voir figure 12). Elles sont considérées comme plus robustes, plus durables et plus stables thermiquement que les autres systèmes lithium-ion et ne contiennent pas de cobalt, dont l'extraction s'effectue souvent dans des conditions problématiques. Dans les voitures électriques, on utilise principalement des batteries nickel-manganèse-cobalt (NMC) dans l'UE et aux États-Unis, car elles offrent une densité énergétique plus élevée et donc une plus grande autonomie. En Chine, les batteries LFP sont de plus en plus utilisées dans les voitures électriques : en 2024, elles équipaient déjà plus de 70 % des batteries de voitures électriques chinoises, contre à peine 10 % dans les voitures électriques de l'UE et des États-Unis.

Les batteries sodium-ion représentent une alternative prometteuse aux batteries au lithium. Le sodium, qui peut être extrait du sel de cuisine, est une matière première largement disponible. Les batteries sodium-ion (principalement des batteries à basse température

utilisant un électrolyte organique) reposent sur une architecture de cellule similaire à celle des systèmes lithium-ion.

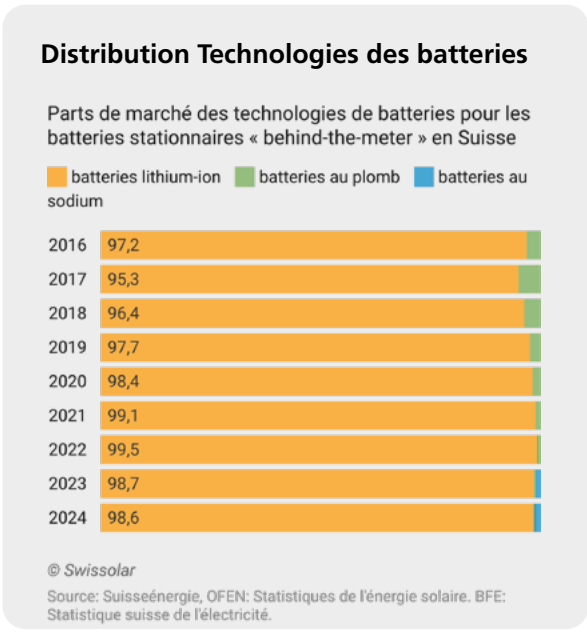


Figure 11

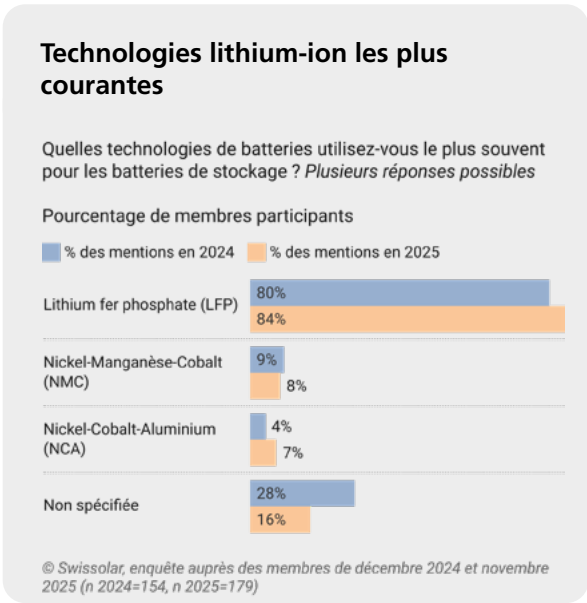


Figure 12

Cette technologie est encore relativement récente ; elle n'est utilisée par les membres de Swissolar que dans environ 2 % des batteries de stockage et reste donc plus coûteuse que les batteries au lithium. Avec l'augmentation des produits standardisés, les batteries sodium-ion pourraient être davantage utilisées comme solution de de stockage stationnaires. Selon la composition chimique des cellules, les principaux avantages de ce type de batterie sont leur longue durée de vie, leur sécurité et leur résistance aux cycles de charge-décharge. Les batteries à basse température utilisant un électrolyte aqueux inorganique sont parfois également appelées batteries à eau salée. Elles sont considérées comme très sûres, car elles sont ininflammables. En revanche, elles sont généralement plus volumineuses et présentent donc une densité énergétique plus faible. Dans la pratique, elles ne jouent aujourd'hui qu'un rôle de niche et leur disponibilité sur le marché est par conséquent limitée. Une autre catégorie est celle des batteries au

sodium à haute température, dans lesquelles le sodium métallique se présente sous forme liquide à l'état chargé. Cette technologie comprend, par exemple, les batteries sodium-soufre et les batteries sodium-chlorure de nickel (également appelées batteries ZEBRA ou batteries au sel fondu). Celles-ci ne sont utilisées que par environ 1 % des membres de Swissolar. La production de batteries sodium-soufre au Japon a récemment été arrêtée ; les batteries sodium-chlorure de nickel continuent d'être produites au Tessin, où elles font l'objet d'un développement continu. Elles sont également produites en Chine.

Les différentes technologies de batteries présentent chacune des avantages et des inconvénients spécifiques. Une comparaison directe pour un domaine d'application donné nécessite donc de prendre en compte à la fois des critères techniques et économiques. Le tableau 1 fournit un aperçu des critères d'évaluation pertinents pour les technologies de batteries.

Annonce sponsorisée

SigenStack
La nouvelle génération de systèmes de stockage d'énergie pour les applications commerciales

- Aucun entretien requis
- Protection de sécurité au niveau des modules
- Couplage DC nécessitant moins d'équipements
- L'onduleur hybride le plus compact et le plus léger
- Installation et mise en service plus rapides





www.sigenergy.com

SigenStor
Le système de stockage d'énergie 5-en-1 optimisé par l'IA

- Conception modulaire
- Charge bidirectionnelle
- Protection de la batterie à cinq niveaux
- Alimentation de secours ininterrompue
- Interaction client optimisée par l'IA

Tableau 1 : Critères pertinents pour les technologies de batterie

Critère	Pertinence
Durée de vie	Influence le coût total, y compris l'achat, l'exploitation, la maintenance, l'élimination et le bilan environnemental. Comprend le vieillissement et la résistance aux cycles.
Sécurité	Condition préalable pour les applications en milieu urbain, dans les bâtiments ou les infrastructures critiques (par exemple, alimentation électrique sans coupure ou stockage domestique).
Rendement	Détermine les pertes d'énergie générées par la charge et la décharge
Matières premières et recyclage	Facteurs déterminants pour la durabilité, la recyclabilité ainsi que pour les risques liés à la chaîne d'approvisionnement.
Densité énergétique et densité de puissance	Influencent les besoins en espace, le poids, la conception du système et la facilité de transport. Pour les batteries stationnaires, ce critère est moins pertinent que pour les voitures électriques, par exemple.
Temps de réponse	Pertinent pour les applications de soutien au réseau telles que la régulation de fréquence, mais aussi pour l'adaptation rapide aux besoins en puissance.
Stabilité thermique	Influence la capacité d'utilisation dans différentes conditions climatiques, le besoin de systèmes supplémentaires (par ex. refroidissement/chauffage) ainsi que la durée de vie et les coûts qui en découlent.
Autodécharge	Particulièrement pertinent pour déterminer le type de stockage et son scénario d'application (stockage à court terme vs stockage à long terme).
Coûts et évolutivité	Déterminants pour la rentabilité économique et, en fin de compte, essentiels à la mise en œuvre à grande échelle d'une technologie.

4.2 Marques les plus courantes pour les batteries de stockage

L'enquête menée auprès des membres de Swissolar le confirme une nouvelle fois cette année : le marché suisse des batteries de stockage stationnaires est clairement dominé par les fabricants chinois (voir illustration 13). BYD et Huawei occupent nettement la tête du classement et sont utilisés en 2025 par une grande majorité des personnes interrogées. Parallèlement, on observe globalement une diversité plus large du marché : de nombreuses marques sont citées plus fréquemment que l'année précédente, ce qui témoigne à la fois de la pénétration croissante des systèmes de stockage sur le marché et d'une diversification accrue des solutions techniques et des chaînes d'approvisionnement.

Outre les leaders qui restent inchangés, la dynamique de certains fournisseurs est particulièrement remarquable : Fronius a fortement gagné en présence et figure parmi les marques les plus citées en 2025. Sigenergy a également connu une croissance significative en peu de temps grâce à de nouveaux produits. Cela souligne le dynamisme du marché : avec un système performant et bien intégré, de nouveaux fournisseurs peuvent rapidement gagner en importance dans le marché. Les prix et la disponibilité des différentes marques peuvent donc évoluer plus rapidement. Outre l'arrivée de nouveaux produits, les évolutions géopolitiques et les politiques industrielles exercent une grande influence sur la disponibilité et la diffusion des systèmes de stockage. L'un des exemples les plus marquants est la suppression progressive des avantages fiscaux à l'exportation accordé par la Chine (allègements de TVA).

Cette mesure peut entraîner, à court terme, des effets d'anticipation des commandes et, à moyen terme, à une hausse des prix. Parallèlement, la politique industrielle européenne vise à renforcer les chaînes d'approvisionnement locales. Les fabricants allemands tels que Varta, E3/DC et Sonnen restent des acteurs importants, tandis que d'autres marques européennes offrent des alternatives supplémentaires sur le marché. Dans l'ensemble, on observe ainsi un marché qui, bien qu'il reste dominé par quelques grands fabricants, présente un paysage concurrentiel de marques plus large et plus dynamique. C'est précisément dans le contexte d'éventuelles fluctuations des prix et de la disponibilité des produits que cette diversification gagne en importance, car elle réduit les dépendances et élargit l'éventail de solutions compatibles sur le marché.

Annnonce sponsorisée


modual.ch

Des batteries de voitures électriques comme stockage solaire.

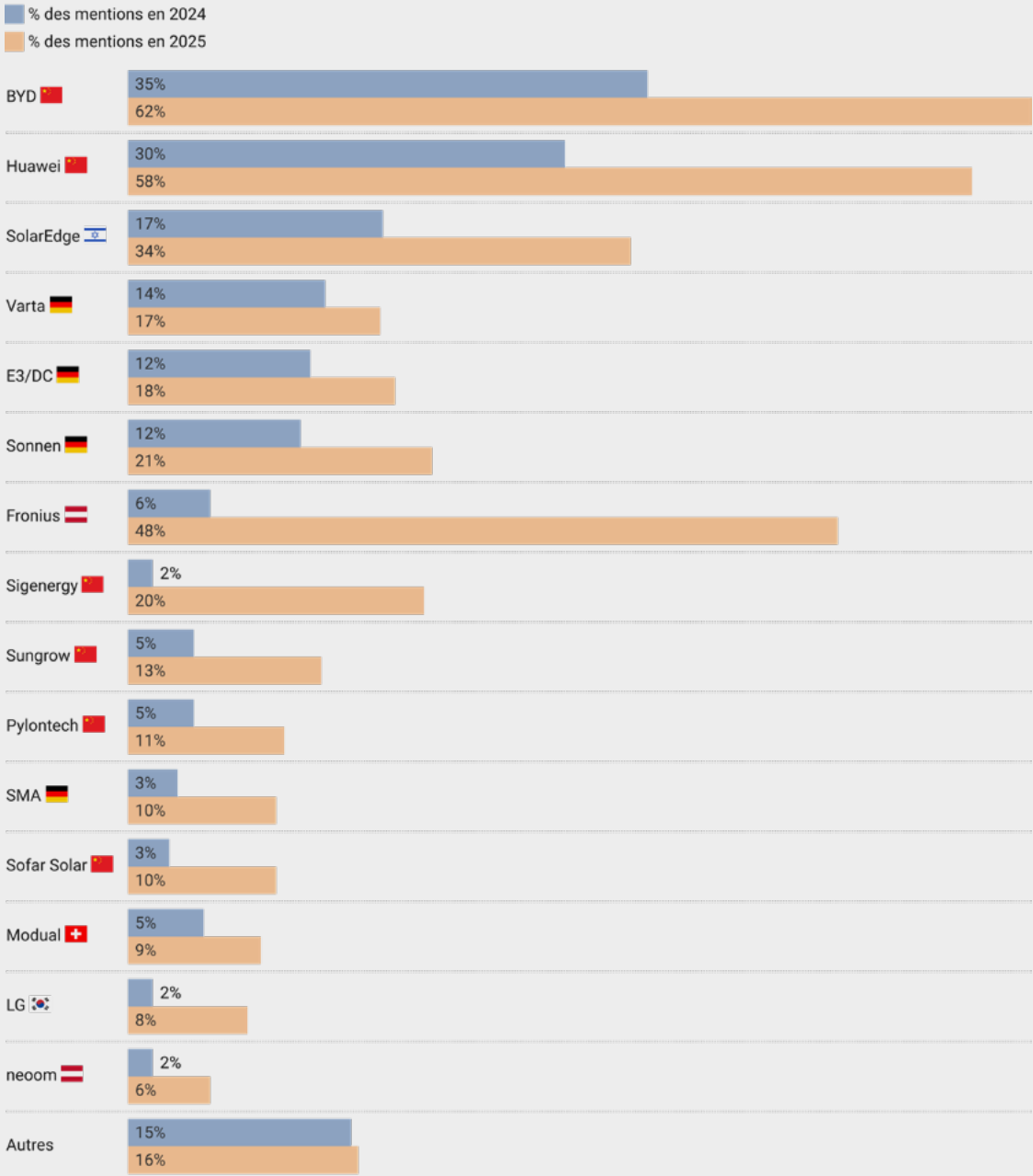
- Savoir-faire suisse, ressources locales et durables
- Couplage en courant alternatif
- Moins de 250 CHF/kWh





Marques de batteries de stockage d'énergie utilisées en Suisse

Pourcentage des membres de Swissolar interrogés qui utilisent la marque en question.
Plusieurs réponses possibles



© Swissolar, enquête auprès des membres de décembre 2024 et novembre 2025 (n 2024=178, n 2025=198)

Figure 13

4.3 Marques les plus courantes de systèmes de gestion de l'énergie

Cette année, pour la première fois, les marques de systèmes de gestion de l'énergie ont également été recensées dans l'enquête. Contrairement aux systèmes de batterie de stockage, les fabricants chinois sont moins dominants dans ce domaine. C'est ainsi que le fabricant suisse Solar Manager occupe la première place. 64 % des membres de Swissolar ont déclaré vendre des produits de Solar Manager. Environ la moitié d'entre eux utilisent des produits de la société autrichienne Fronius et du fabricant chinois Huawei (voir figure 14).

Il convient de noter que deux marques sont souvent installées conjointement. Ainsi, un système de gestion de l'énergie (EMS) propriétaire et intégré au produit d'un fabricant d'onduleurs peut être utilisé pour contrôler la batterie de stockage et l'installation photovoltaïque. Afin de contrôler d'autres équipements consommateurs, tels que la pompe à chaleur (PAC) ou la voiture électrique, et de les adapter aux tarifs variables, il est possible d'installer en complément un système de gestion de l'énergie indépendant du fabricant.

Annonce sponsorisée

Merci!

SOLAR MANAGER

À tous les membres de Swissolar, pour leur confiance dans une gestion énergétique intelligente et indépendante des fabricants, ainsi de nous avoir classé en première position.

Avec le mode de pilotage adapté pour plus de 100 batteries

QR code: www.solarmanager.ch/qr

The advertisement shows three smartphone screens displaying the Solar Manager app interface. The left screen shows a 'Dynamischer Tarif' (Dynamic Tariff) section with a graph of electricity prices. The middle screen shows the 'Batteriemodus' (Battery Mode) settings, including options like 'Standard', 'Eco', 'Peak-shaving', 'Manual', and 'Tarifoptimiert'. The right screen shows the 'Beschreibung und Einstellungen' (Description and Settings) for the battery mode, with a graph of the price signal.

Le saviez-vous ?

Les accumulateurs de chaleur permettent de stocker l'énergie sous forme de chaleur, que ce soit à l'heure ou à l'échelle saisonnière, et de la rendre utilisable de manière flexible dans le temps. Les accumulateurs de chaleur sont essentiels pour un système énergétique basé sur les énergies renouvelables, car ils permettent de transférer les excédents d'électricité estivaux sous forme de chaleur vers l'hiver. Le rôle des accumulateurs de chaleur saisonniers en Suisse est à l'étude par l'OFEN. De plus, le Forum suisse du stockage d'énergie (FESS) élabore actuellement un plan de stockage d'énergie 2035/2050 visant à intégrer les besoins futurs en stockage dans le système énergétique suisse.

Vous trouverez plus d'informations [ici](#)

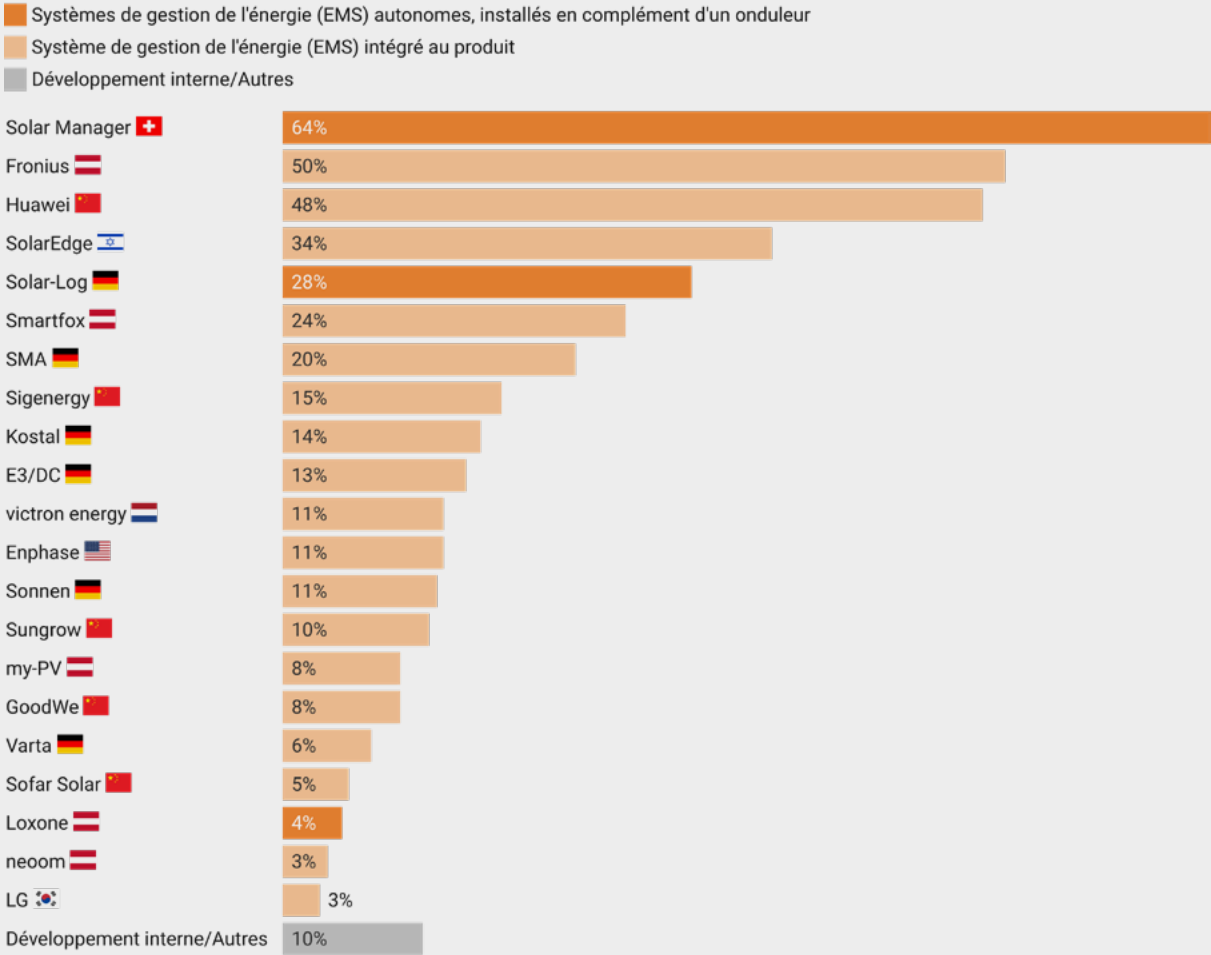
Le saviez-vous ?

Renera, avec le soutien de SuisseEnergie, publie une étude de marché des EMS. Cet aperçu offre une comparaison objective des systèmes de gestion de l'énergie actuellement disponibles et prend en compte des dernières tendances telles que les RPCv, les CEL et les tarifs dynamiques pour les applications résidentielles.

Vous trouverez plus d'informations [ici](#)

Marques les plus courantes de systèmes de gestion de l'énergie

Pourcentage des membres de Swissolar interrogés (en %) qui utilisent la marque en question
Réponses multiples possibles



© Swissolar, enquête auprès des membres de novembre 2025 (n=198)

Figure 14

4.4 Recyclage et élimination

Avec l'augmentation du nombre de batteries installées, les questions liées à leur reprise et leur valorisation en fin de vie gagnent en importance. Dans l'enquête menée auprès des membres de Swissolar, la plupart des répondants ont indiqué n'avoir pour l'instant que peu d'expérience pratique en matière de recyclage (voir figure 15). Parmi ceux qui ont déjà remplacé ou démonté des batteries, environ la moitié se dit insatisfaite du processus de recyclage. L'élimination des batteries s'est souvent effectuée par l'intermédiaire des points de collecte ou de déchetteries communales. Il est reproché à ces processus de reprise, de transport et d'élimination d'être trop complexes ou trop coûteux. Certaines entreprises indiquent qu'elles renvoient les batteries usagées directement aux fabricants ou aux fournisseurs. La mise en place d'une contribution anticipée au recyclage (CAR) commune pour les modules photovoltaïques et les systèmes de stockage par batteries, ainsi que l'utilisation d'infrastructures de collecte communes, permettrait de simplifier considérablement les processus. Actuellement, SENS eRecycling gère le système de reprise des modules PV, tandis qu'Inobat est responsable du recyclage des batteries.

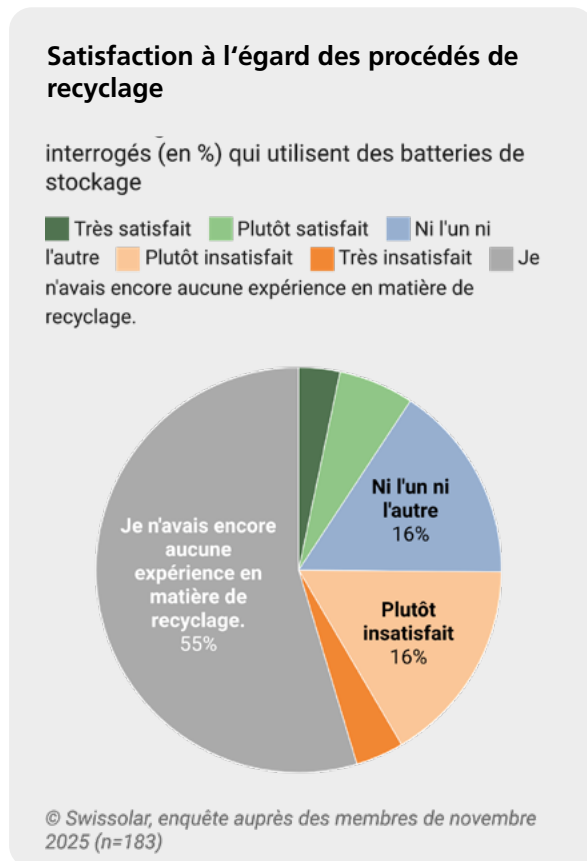


Figure 15

4.5 Protection contre les incendies

En collaboration avec l'Association des établissements cantonaux d'assurance incendie (AEAI), Swissolar a élaboré un document sur l'état de la technique concernant la fiche technique de l'AEAI sur la protection contre l'incendie « Installations solaires ». Ce document précise les objectifs de protection de la fiche technique à l'aide de solutions pratiques. En septembre 2025, l'AEAI a également publié un document FAQ sur la fiche technique de protection incendie, qui détaille notamment les aspects relatifs aux prescriptions de protection incendie des batteries au lithium-fer-phosphate (LFP). Parallèlement, une révision totale des prescriptions de protection incendie (PPI 2026) est en cours ; celle-ci devrait inclure une partie supplémentaire consacrée aux batteries de stockage. La procédure de consultation politique débutera en août 2026 et l'entrée en vigueur est prévue pour l'automne 2027.

Textes

Swissolar

Nous remercions chaleureusement les membres de la commission technique « Stockage décentralisé » de Swissolar pour leur soutien, en particulier Stefan Schori et Peter Dietiker

Photos

© Elektron

Graphiques

Swissolar

Réalisé avec Datawrapper

Conception et design

Büro4, Zurich

Publication

Juillet 2026

Responsable Swissolar Neugasse 6

8005 Zurich

+41 44 250 88 33

info@swissolar.ch

Pour toute question

Maja Schoch

Responsable de projet Marché et politique

schoch@swissolar.ch

Réseaux sociaux

LinkedIn : Swissolar

Bluesky : Swissolar

Facebook : Swissolar et Solarlehre.ch

Instagram : les Pros du Solaire et solarlehre.ch

TikTok : solarlehre.ch

YouTube : Swissolar et Solarlehre

