

Livre blanc

# Stratégie énergétique 2050 structurée

---

Association Smart Grid Suisse VSGS, avril 2023

Dr Maurus Bachmann, Dr Andreas Beer

**#Stratégie énergétique 2050 #Sécurité d'approvisionnement #Approvisionnement de base**

- **Une production suffisante à partir d'énergies renouvelables est réalisable - avec suffisamment de temps et d'argent - et en ayant une vue sur le bilan annuel.**
- **Le véritable défi est la disponibilité en temps et en lieu : l'électricité doit être disponible au bon moment et au bon endroit.**
- **L'ajustement local se fait via le réseau électrique. Comme jusqu'à présent, ce sont les gestionnaires de réseau de distribution qui s'en chargeront à l'avenir.**
- **La responsabilité de la disponibilité en temps voulu n'est pas claire avec le design de marché actuel. Le gestionnaire de réseau est impliqué en tant que fournisseur de base.**
- **L'équilibrage temporel, notamment le stockage saisonnier, n'est pas résolu. La responsabilité de cette situation doit être clarifiée et des solutions doivent être élaborées.**
- **La stratégie énergétique doit être abordée de manière globale. La discussion partielle sur « l'augmentation des capacités dans le bilan annuel » ne suffit pas.**

# Table des matières

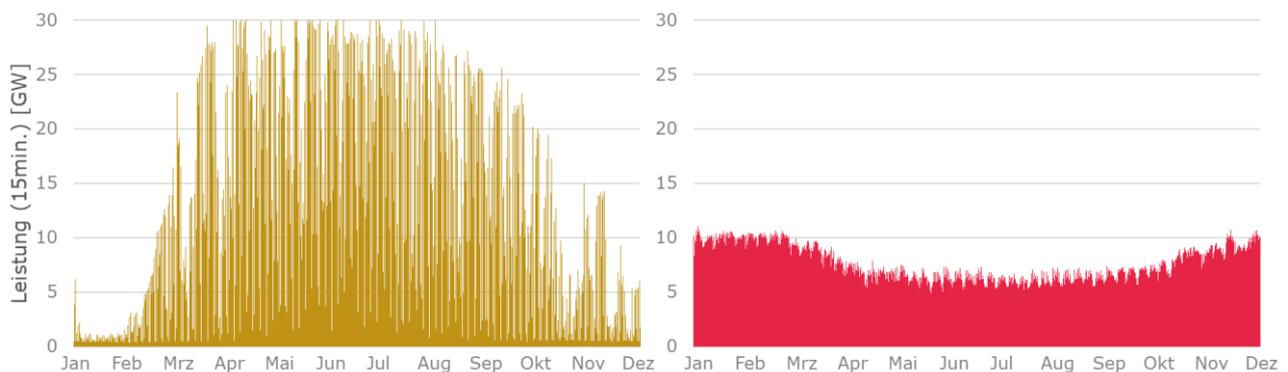
---

1. Situation de départ / Introduction	3
2. Structuration : Boîtes d'énergie	6
2.1 Production - quantité suffisante	6
2.2 Consommation - selon les besoins	7
2.3 Ajustement local	8
2.4 Ajustement dans le temps	9
3. Approvisionnement en électricité sûr	11
3.1 Libre marché et approvisionnement de base	11
3.2 Responsabilité et opportunités	12
4. Résumé et conclusion	14
À propos des auteurs	15
Association Smart Grid Suisse	16

# 1. Situation de départ / Introduction

La stratégie énergétique 2050 (SE2050) doit permettre d'atteindre conjointement la sécurité de l'approvisionnement en électricité d'une part et la neutralité climatique d'autre part. La SE2050 repose en premier lieu sur un développement important de la production d'électricité photovoltaïque (PV). Tout récemment, le Conseil des Etats a relevé les objectifs pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, hors énergie hydraulique, à 45 TWh pour 2050<sup>1</sup>. Naturellement, la plus grande partie de cette énergie doit être produite par des installations photovoltaïques, pour lesquelles divers instruments de promotion ont été mis en place. D'autres suivront.

Le VSGS estime qu'une partie de ces instruments est judicieuse, mais qu'une autre n'est pas pertinente, voire contre-productive<sup>2</sup>. En effet, les instruments de promotion se basent généralement sur une perspective annuelle, alors qu'à l'avenir, l'électricité d'été sera de plus en plus abondante et l'électricité d'hiver insuffisante. Si l'électricité d'été est encouragée au même titre que l'électricité d'hiver, cela incite à optimiser l'électricité d'été en raison du rayonnement solaire plus important en été, ce qui est contre-productif dans l'optique d'un approvisionnement sûr en électricité.



**Fig. 1 : Production PV mesurée tous les quarts d'heure extrapolée à la production annuelle de 34 TWh à l'échelle de la Suisse (à gauche) en 2050, en comparaison avec le soutirage actuel du réseau suisse (à droite). Le soutirage du réseau augmentera également d'ici 2050, surtout en hiver.**

Une petite extrapolation à ce sujet : sur les 45 TWh, environ 2/3 seraient produits en été, soit 30 TWh, ceci en plus de la production des centrales au fil de l'eau. On estime que plus de 20 TWh de production estivale ne pourraient pas être valorisés. Selon le projet de loi

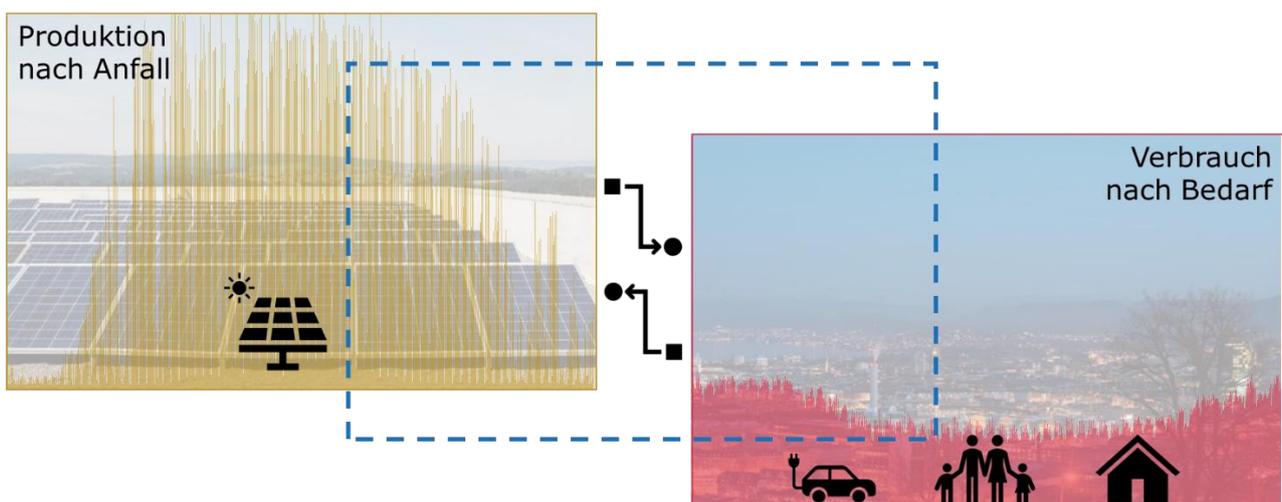
<sup>1</sup> Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Loi fédérale (acte modificateur unique)

<sup>2</sup> VSGS Positions d'experts sur l'acte modificateur unique, 21 mars 2023

actuel, ils devraient (néanmoins) être rémunérés au prix de revient, par exemple 10 centimes/kWh. Cela correspond à 2 milliards d'euros par an - pour un produit pour lequel il n'existe aucun besoin. Une charge énorme et inutile. Le slogan « chaque kWh compte » ne tient pas dans cette simplicité. Seul compte le kWh disponible au bon moment et au bon endroit. Les subventions devraient tenir compte de l'utilisabilité. Le cas échéant, l'électricité photovoltaïque excédentaire peut être exportée. Mais cela ne sera possible à grande échelle que si l'environnement européen ne produit pas en même temps un surplus de PV.

La figure 1 illustre la situation au cours de l'année. Pour ce faire, l'injection PV mesurée au quart d'heure dans le réseau basse tension de l'un de nos membres a été extrapolée à 34 TWh (valeur cible actuelle de la Confédération) (à gauche) et comparée à la consommation actuelle à l'échelle de la Suisse (à droite), extrapolée à partir du profil de soutirage totale du réseau de l'un de nos membres. Les valeurs de pointe de ces seules injections supplémentaires sont d'environ 30 GW de production en été. En comparaison, la puissance du soutirage du réseau maximale actuelle est d'environ 10 GW en hiver.

Le problème est évident : même si, dans le bilan annuel, il est possible de produire suffisamment d'électricité, il existe une grande différence (facteur 3) entre les pics de puissance. Une extension complète du réseau pour absorber toute la production n'est pas judicieuse, car les pointes de courant élevées injectées dans toute la Suisse ne pourraient être consommées nulle part et n'auraient donc aucune valeur<sup>3</sup>.



**Fig. 2 : Il existe une grande différence entre la production à la réception et la consommation à la demande. Les pics de puissance diffèrent d'un facteur 3 environ entre 10 et 30 GW. Un ajustement entre les deux est nécessaire.**

Il faut un équilibre entre la production et la consommation. La législation relative à l'SE2050 doit en tenir compte. Il ne suffit pas de considérer uniquement les quantités d'énergie

<sup>3</sup> VSGS 2020 Livre Blanc « Limitation de la puissance d'injection photovoltaïque »

annuelles. Il faut avant tout un équilibre temporel. L'électricité produite doit être disponible pour la consommation au moment souhaité. Par équilibrage, nous entendons que tant la production que la consommation peuvent y contribuer et donc faire partie de la solution. Bien entendu, le stockage peut également être utile. Dans ce cas, il faut toujours considérer les grandes dimensions nécessaires<sup>456</sup>.

Par équilibrage (voir fig. 2), nous entendons également la disponibilité au bon endroit. Comme par le passé, les gestionnaires de réseau assurent cette disponibilité avec les réseaux électriques. A l'avenir, les puissances à transporter seront plus importantes (par exemple en raison des applications de pompes à chaleur et de la mobilité électrique) qu'auparavant. De plus, les voies de transport vont changer en raison de la production décentralisée. Pour y faire face, les gestionnaires de réseau ont besoin des libertés nécessaires et des instruments adéquats.

---

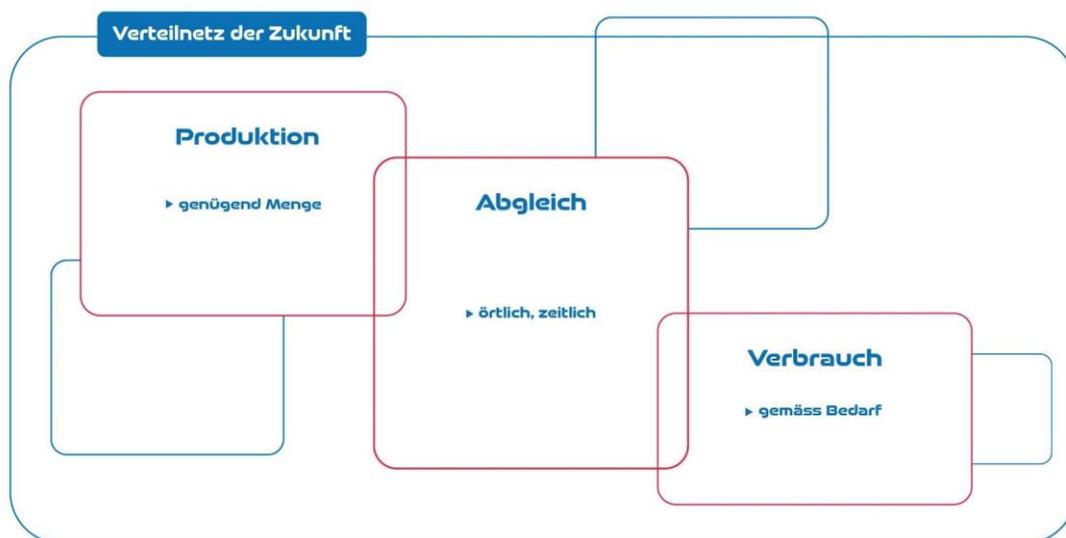
<sup>4</sup> Mearns, Euan and Sornette, Didier, Swiss Electricity Supply and Demand in 2017 and 2050. Is the Swiss 2050 energy plan viable ? (28 juin 2022). Swiss Finance Institute Research Paper No. 22-56, 2022, Disponible sur SSRN : <https://ssrn.com/abstract=4151433> ou <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4151433>

<sup>5</sup> Züttel A, Gallandat N, Dyson PJ, Schlapbach L, Gilgen PW and Orimo S-I (2022) Future Swiss Energy Economy : The Challenge of Storing Renewable Energy. *Front. Energy Res.* 9:785908. doi : 10.3389/fenrg.2021.785908

<sup>6</sup> VSGS 2023 Livre Blanc « Stockage décentralisé avec consommation finale »

## 2. Structuration : Boîtes d'énergie

Comme nous l'avons décrit, le VSGS estime que le débat public actuel se concentre trop sur l'aspect "production photovoltaïque suffisante" et pas assez sur le système global. Avec les "boîtes énergétiques" introduites ici, nous voulons créer une possibilité de structurer la discussion (cf. fig. 3). Il doit être plus facile de savoir clairement quel problème est actuellement discuté et doit être résolu : dans laquelle des boîtes nous discutons actuellement. Le graphique ci-dessous donne une vue schématique des boîtes d'énergie. La production et la consommation d'électricité doivent être équilibrées, localement et dans le temps. Comment, si et dans quelle mesure cela peut être fait n'est pas encore clair du tout. La discussion doit être menée, la voie doit être empruntée. Le VSGS veut faire avancer ce processus.



**Fig. 3 : Pour que l'électricité produite soit disponible en fonction de l'utilisation, il est nécessaire d'équilibrer la production et la consommation au niveau local et temporel. Une partie de l'équilibrage peut et doit être réalisée au niveau de la production (par exemple, limitation de l'injection) ou de la consommation (par exemple, efficacité énergétique et adaptation du comportement de consommation). Il reste une faille à combler, en particulier pour l'ajustement saisonnier. Il faut y remédier.**

### 2.1 Production - quantité suffisante

Dans la boîte de production, il est question en premier lieu de la production d'électricité en quantité suffisante. En font partie des thèmes tels que la production à partir d'énergies renouvelables, la quantité d'électricité nécessaire sur l'année, la garantie et la promotion de

l'extension du PV, le remplacement des centrales nucléaires, les conditions-cadres pour l'énergie hydraulique, etc. La responsabilité incombe aux politiques. Les travaux et les discussions actuels montrent qu'elles sont assumées. Toutefois, cela n'aborde pas la question de l'équilibre nécessaire.

Dès que l'on distingue l'électricité d'hiver et l'électricité d'été, on parle de production et d'équilibrage (temporel). La discussion se situe à l'intersection des deux cases. La décentralisation de la production d'électricité a une influence sur l'équilibrage (local) de la production. Ceci est également illustré dans le chevauchement des deux boîtes.

Les efforts actuels se concentrent sur cette boîte de production. Le défi est en grande partie connu et les solutions sont en cours d'élaboration.

## 2.2 Consommation - selon les besoins

La boîte de consommation traite en premier lieu de la consommation d'électricité. Cela comprend le comportement de consommation et de soutirage du réseau ainsi que ses modifications. Le moteur évident ici est la décarbonisation souhaitée. Elle conduit à l'utilisation répandue de véhicules électriques et de pompes à chaleur. Il convient également d'examiner l'augmentation de l'efficacité énergétique, la possibilité d'utiliser des flexibilités ou, de manière générale, la digitalisation, qui apporte de nouvelles possibilités de commande (voir par exemple SmartGridready<sup>7</sup>).

Ce sont les consommateurs ou les clients de l'électricité qui décident de la consommation. Avec leur accord ou par leurs mesures actives, la consommation peut être adaptée. Pour cela, ils doivent prendre conscience de leur responsabilité et de leurs possibilités. Des incitations financières et la présentation des possibilités de modifier la consommation d'électricité soutiennent cette démarche. En plus d'une meilleure efficacité énergétique, des adaptations à la disponibilité de la capacité du réseau et de l'électricité renouvelable sont recherchées. Cela peut se faire en adaptant soi-même son comportement, éventuellement de manière automatisée, ou en libérant des appareils pour les commander. Les futures possibilités intelligentes offertes par la digitalisation croissante permettront d'influencer plus facilement la consommation, en partie sans perte de confort.

Les fournisseurs d'électricité et les gestionnaires de réseau sont habitués à anticiper de tels changements et à s'organiser en conséquence. Il est toutefois important que les gestionnaires de réseau, en particulier, disposent des instruments et des conditions cadres nécessaires à cet effet. La tarification du réseau est un instrument central. Elle permet de créer des incitations pour des adaptations de comportement favorables au réseau. Du point de vue du VSGS, il est nécessaire que les gestionnaires de réseau disposent de la plus grande liberté tarifaire possible. Ainsi, des incitations peuvent être créées pour déplacer ou

---

<sup>7</sup> <https://smartgridready.ch/>

réduire la charge maximale simultanée du réseau. Cette charge maximale du réseau détermine en effet essentiellement la taille et donc les coûts du réseau électrique.

Toute limitation de l'aménagement possible de la tarification du réseau restreint les options d'action pour des incitations judicieuses. Une exonération des tarifs d'utilisation du réseau est totalement contre-productive. Cela supprime toutes les possibilités de contrôle utiles. L'exemple des accumulateurs illustre bien cette situation : Si les accumulateurs à batterie sont exemptés de la redevance d'utilisation du réseau, il n'y a plus aucune possibilité d'inciter à un comportement utile ou optimisant le réseau. Par conséquent, l'exploitant du stockage tiendra compte d'autres incitations, par exemple celles du marché de l'énergie, et chargera ainsi plus fortement le réseau. Pour que la société soit optimale, il faut que les incitations à l'utilisation du réseau et celles à l'utilisation du marché puissent agir ensemble.

## 2.3 Ajustement local

Dans la boîte d'ajustement, nous discutons de la manière dont la production d'électricité est ajustée à la consommation d'électricité. L'ajustement est nécessaire lorsque la production et la consommation ne coïncident pas, localement ou dans le temps. Avec l'SE2050, de plus en plus d'électricité photovoltaïque est produite. Cette production est décentralisée et fluctuante. L'équilibrage correct devient donc de plus en plus important, mais aussi plus difficile et plus coûteux.

Le réglage local est effectué par les réseaux électriques. Il est de la responsabilité des exploitants de réseau. La disponibilité élevée de 99,997% en Suisse<sup>8</sup> montre que cela fonctionne bien jusqu'à présent. Désormais, la consommation d'électricité va augmenter. La production sera de plus en plus injectée de manière décentralisée dans le réseau, parfois avec des puissances nettement plus élevées que les puissances de soutirage du réseau actuelles. Il s'agit là d'un nouveau mode d'utilisation du réseau qui pose de nouveaux défis physiques à l'exploitation du réseau. Il s'agit notamment de maintenir en permanence la tension normalisée à chaque point de raccordement. Les réseaux électriques doivent être développés et modifiés en conséquence. C'est possible, mais cela coûtera cher si aucune restriction raisonnable n'est imposée. Les tarifs d'utilisation du réseau, qui fournissent des incitations judicieuses, et les flexibilités mises en œuvre en fonction du réseau peuvent tout au plus avoir un effet de réduction des coûts en permettant de réduire ou de retarder les extensions de réseau.

Pour une incitation optimale et pour pouvoir atteindre les objectifs supérieurs tels que la sécurité d'approvisionnement, la non-discrimination et l'efficacité du réseau, le gestionnaire de réseau devrait disposer de la plus grande liberté possible pour la formation des tarifs

---

<sup>8</sup> Rapport ElCom Qualité de l'approvisionnement en électricité 2021, SAIDI Total 17 minutes (durée moyenne de panne planifiée et non planifiée par consommateur final approvisionné sur une période d'un an sur le réseau électrique en Suisse)

d'utilisation du réseau. La législation en vigueur impose des restrictions concernant le tarif de puissance ou les groupes de clients. De plus, les tarifs d'utilisation du réseau sont de plus en plus utilisés ou détournés pour promouvoir les installations photovoltaïques. Cela est certes compréhensible, mais contre-productif du point de vue de l'efficacité du réseau.

## 2.4 Ajustement dans le temps

L'équilibre temporel entre la production et la consommation est important, car le réseau électrique ne peut (pratiquement) pas stocker d'énergie. A tout moment, la quantité d'énergie injectée dans le réseau doit être égale à la quantité d'énergie soutirée du réseau, pertes comprises. Tout écart par rapport à cela entraîne une variation de la fréquence du réseau. Un surplus d'énergie injectée, par exemple, augmente la fréquence du réseau. Les masses en rotation des centrales électriques sont alors accélérées.

Pour stabiliser la fréquence, les gestionnaires de réseau de transport (à l'échelle européenne) ont installé un mécanisme hiérarchique sophistiqué. Pour ce faire, Swissgrid (et l'organisation analogue dans d'autres pays) réserve à l'avance de la puissance de réglage. Une partie de celle-ci réagit immédiatement et automatiquement aux écarts de fréquence, une autre partie est appelée en fonction des besoins à la minute près. La puissance de production des centrales électriques, par exemple, est alors adaptée. Les flexibilités ou les accumulateurs à batterie entrent également en ligne de compte pour cet **ajustement instantané**. L'adaptation de la puissance n'est en principe pas liée à un site particulier. En Suisse, la puissance de réglage totale mise en réserve pour l'ajustement instantané est de l'ordre de 1 GW (à titre de comparaison : le soutirage maximal actuel du réseau en Suisse est d'environ 10 GW).

Pour l'**équilibre à court terme**, de l'ordre de quelques heures à quelques jours, de grandes quantités d'énergie doivent pouvoir être "décalées" dans le temps. L'approvisionnement journalier moyen en Suisse est de l'ordre de 150 GWh. Cela est garanti par des contrats de livraison sur le marché de l'électricité. La responsabilité en incombe donc aux fournisseurs d'électricité, qui s'assurent par contrat auprès des producteurs d'électricité. Le gestionnaire de réseau est responsable de l'approvisionnement de base. Il joue ici le rôle d'un fournisseur d'énergie, même s'il s'agit d'un fournisseur spécial (voir également le chapitre suivant).

L'idéal est de faire l'ajustement à court terme en adaptant la production ou la consommation. Ces deux possibilités sont déjà utilisées aujourd'hui. Les centrales électriques centrales, en particulier les centrales hydroélectriques, sont commandées en fonction des besoins et les consommateurs contrôlables tels que les chauffages sont influencés au moyen d'une télécommande centralisée.

A l'avenir, avec le passage de la production en bande 24h/24 des centrales nucléaires à l'électricité photovoltaïque avec une production purement journalière et dépendante des

conditions météorologiques, il faudra beaucoup plus d'adaptations de la consommation ou de possibilités de stockage, ne serait-ce que pour l'équilibrage nécessaire à court terme. Bien entendu, cela ne fonctionne que si l'on dispose de suffisamment d'énergie pour toute la journée.

**L'équilibrage saisonnier constitue un** défi bien plus important. Il s'agit ici de stocker des quantités d'énergie bien plus importantes et de les « décaler » dans le temps. L'ordre de grandeur est d'au moins 15 TWh, soit 100 fois plus que pour l'équilibrage à court terme qui sera déjà un défi à l'avenir. Pour l'équilibrage saisonnier, il est indispensable d'adapter la production à la consommation. L'ajustement saisonnier de la consommation est pratiquement impossible. Par exemple, il n'est pas possible de chauffer en été. Il est bien sûr possible d'influencer favorablement les besoins en électricité par des mesures d'efficacité énergétique telles qu'une meilleure isolation. Néanmoins, l'augmentation de la mobilité électrique (toute l'année) et des pompes à chaleur (surtout en hiver) devrait entraîner une augmentation des besoins, surtout en hiver. Le VSGS estime donc clairement que la production d'électricité en hiver doit être explicitement encouragée.<sup>2</sup> De plus, l'injection de courant d'été non utilisable économiquement doit être limitée, sans indemnisation des producteurs concernés.<sup>3</sup>

Le défi de l'équilibrage saisonnier est de taille. Des études de l'EPFL et de l'Empa ont estimé les dimensions nécessaires à 13x Grand Dixence<sup>5</sup>, ou 18 tonnes de stockage par batterie par personne. Même si ces valeurs ne tiennent pas compte d'un éventuel potentiel d'amélioration de l'efficacité et d'adaptation des comportements de consommation, les dimensions restent gigantesques.

Des idées alternatives sont le stockage au moyen de gaz produit synthétiquement. Certes, les pertes sont importantes. Le rendement de conversion électricité-gaz-électricité est actuellement de 1/3 au maximum, auquel s'ajoutent les pertes de transport et de stockage. Cela signifie qu'il faut produire en été au moins trois fois la quantité d'électricité nécessaire en hiver, soit concrètement 45 TWh d'électricité d'été pour 15 TWh d'électricité d'hiver. Même si les rendements peuvent être améliorés, les quantités restent importantes. De telles quantités ne peuvent pas être raisonnablement mises à disposition avec une production estivale décentralisée répartie sur toute la Suisse. L'électricité non utilisable de manière économique ne doit être ni produite, ni transportée, ni indemnisée.

**Du point de vue du VSGS, ces remarques montrent très clairement qu'il faut accorder beaucoup plus d'importance à l'ajustement saisonnier en tant que défi central.**

Qui est responsable en Suisse ? Est-ce même clair ? C'est ce que nous allons examiner dans le chapitre suivant.

## 3. Approvisionnement en électricité sûr

---

### 3.1 Libre marché et approvisionnement de base

Comment un client final peut-il aujourd'hui assurer son approvisionnement en électricité ? Il existe plusieurs possibilités.

Pour les **gros consommateurs**, le marché de l'électricité est libéralisé : Le grand consommateur peut **choisir librement** son **fournisseur d'électricité** et assurer ses besoins par contrat. Les fournisseurs d'électricité ne sont pas tenus de conclure des contrats de fourniture. En cas de pénurie d'électricité, le risque est donc supporté par l'acheteur d'électricité s'il n'a pas encore assuré ses besoins en électricité par contrat. S'il existe un contrat de fourniture d'électricité, l'obligation de livraison existe. Les fournisseurs d'électricité se couvrent à leur tour. Dans l'idéal, des chaînes d'approvisionnement assurées par contrat sont ainsi créées jusqu'au producteur d'électricité. Jusqu'à présent, il était d'usage de fournir de l'électricité même en l'absence de contrat de fourniture. La branche à cet effet avec le concept d'approvisionnement de substitution. Dans ce cas, des lacunes imprévues peuvent apparaître en cas de pénurie d'électricité.

Les consommateurs d'électricité qui ne sont pas sur le marché libre sont **approvisionnés** en électricité via l'**approvisionnement de base**. Conformément à l'art. 6 de la LApEI, le gestionnaire de réseau est également l'approvisionneur de base : le gestionnaire de réseau doit pouvoir fournir à tout moment la quantité d'électricité souhaitée. Le gestionnaire de réseau est donc également un fournisseur d'énergie. Idéalement, il assure la chaîne d'approvisionnement comme un fournisseur sur le marché libre.

Depuis peu, il existe la possibilité de la **consommation propre**. Un consommateur d'électricité peut ainsi produire et consommer lui-même une partie de l'électricité dont il a besoin. Cette possibilité est étendue avec la possibilité d'un regroupement de consommation propre (RCP). L'électricité peut ainsi être "autoconsommée" à partir de parcelles adjacentes. Dans les débats parlementaires, on s'efforce actuellement d'élargir encore ces possibilités, par exemple sous forme de RCP virtuels ou de communautés énergétiques locales (CEL). Dans ce cas, le consommateur propre, le responsable du RCP ou de la CEL n'a aucune obligation de livraison. Celle-ci reste du ressort du approvisionneur de base.

## 3.2 Responsabilité et opportunités

Qui est maintenant responsable de la disponibilité de suffisamment d'électricité à tout moment - et donc, entre autres, responsable de l'ajustement saisonnier, si celui-ci est nécessaire ?

L'**acheteur d'électricité sur le marché libre** doit conclure des contrats de fourniture d'électricité. Il supporte le risque de prix là où aucun contrat n'a encore été conclu. Le fournisseur d'électricité assume le risque pour les livraisons d'électricité qu'il a assurées par contrat. Il doit s'assurer qu'il peut fournir la quantité convenue. Mais comme il n'y a pas d'obligation contractuelle, le risque est limité : S'il n'y a plus d'électricité, il ne conclut tout simplement pas d'autres contrats. Il ne doit pas obligatoirement s'occuper de l'ajustement saisonnier. Le risque reste chez le client final.

Les consommateurs qui consomment l'électricité qu'ils produisent eux-mêmes (**consommation propre**) sont en même temps dans l'approvisionnement de base (ou dans le marché libre pour les gros consommateurs, voir ci-dessus). L'autoconsommateur est donc assuré d'avoir toujours suffisamment d'électricité, même si sa production n'en fournit pas assez. Il n'est donc pas non plus responsable d'un éventuel ajustement saisonnier. Il peut bien sûr soutenir cette démarche sur une base volontaire. Toutefois, les possibilités sont très limitées en raison de la quantité importante nécessaire.

L'**approvisionneur de base** est légalement tenu de mettre à disposition suffisamment d'électricité pour tous les consommateurs relevant de l'approvisionnement de base. Selon le texte de loi, il doit « fournir en tout temps la quantité d'électricité qu'ils désirent au niveau de qualité requis et à des tarifs équitables ». Et plus loin, selon l'art. 9 de la LApEI : « Si la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable est sérieusement compromise [...], le Conseil fédéral peut prendre des mesures pour [...] acquérir de l'électricité, notamment au moyen de contrats d'achat à long terme et en développant des capacités de production ». En cas de pénurie d'électricité, la responsabilité n'est donc pas clairement attribuée. Si la responsabilité est attribuée au fournisseur de base et si un ajustement saisonnier est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement, le fournisseur de base, c'est-à-dire le gestionnaire de réseau, doit également organiser cet ajustement. Or, il est évident que cela ne relève pas de son pouvoir.

Les responsabilités ne peuvent être assumées que si l'acteur concerné dispose des moyens et des instruments nécessaires. La liste suivante vise à montrer où cela est le cas et où cela ne l'est pas :

- **Gestionnaire du réseau de transport** : le gestionnaire du réseau de transport Swissgrid est responsable de l'ajustement instantané. Les instruments nécessaires, comme par exemple le marché de l'énergie de réglage, sont disponibles.
- **Producteurs centraux, y compris les centrales de pompage-turbinage** : les producteurs centraux ou les producteurs d'électricité ont la possibilité de procéder à

un équilibrage à court terme et saisonnier. Cette possibilité est toutefois limitée aux capacités des lacs d'accumulation (la capacité maximale actuelle est d'environ 9 TWh<sup>9</sup>). Ils n'en sont responsables que dans la mesure où cela est nécessaire pour remplir leurs obligations contractuelles (et donc volontaires).

- **Producteurs décentralisés, par exemple les exploitants d'installations photovoltaïques** : ils n'ont ni la responsabilité ni la possibilité de procéder à un ajustement temporel.
- **Fournisseurs d'électricité** : les fournisseurs d'électricité sont responsables de la fourniture d'électricité dans le cadre des contrats (volontaires) qu'ils ont conclus. Ils n'ont donc pas la responsabilité de procéder à un ajustement saisonnier, mais n'en ont pas non plus la possibilité.
- **Consommateurs finaux, agrégateurs/poolers et gestionnaires de stockage décentralisés** : ils ont la possibilité d'effectuer un équilibrage à court terme. Cependant, ils n'en ont pas la responsabilité.
- **Fournisseurs de base** : les fournisseurs de base ont la responsabilité de fournir à tout moment suffisamment d'électricité aux consommateurs finaux dans le cadre de l'approvisionnement de base. S'il n'y en a pas, ils doivent logiquement prendre des mesures pour y remédier. Si la grande problématique à venir est l'écart entre le courant d'été et le courant d'hiver, les 620 gestionnaires de réseau devraient également organiser l'ajustement saisonnier. Est-ce vraiment dans leurs possibilités ?

Cet état des lieux montre que la comparaison instantanée et la comparaison à court terme sont possibles. On le fait déjà aujourd'hui. Avec la mise en œuvre de l'SE2050, il sera plus exigeant. Mais sur le fond, peu de choses changent.

La disponibilité de l'électricité d'hiver et, par conséquent, l'ajustement saisonnier éventuellement nécessaire, relèvent de la responsabilité des fournisseurs de base pour les clients de l'approvisionnement de base et donc des gestionnaires de réseau. Or, ils n'ont ni les moyens ni les compétences nécessaires pour le faire.

Le VSGS ne peut malheureusement pas non plus proposer de solution. Il ne peut que mettre en évidence le grand défi et la problématique. **Des questions restent en suspens** :

- Pourquoi le législateur attribue-t-il une responsabilité de manière peu claire, premièrement, et sans les instruments nécessaires pour l'assumer, deuxièmement ?
- Pourquoi les gestionnaires de réseau ne sont-ils pas entendus lorsqu'ils soulignent le problème de l'équilibrage saisonnier ?
- Pourquoi même les voix du monde scientifique sont-elles étouffées lorsqu'elles soulignent la grande dimension de l'ajustement saisonnier ?

---

<sup>9</sup> Capacité de stockage au 30.9.2021 : 8880 GWh selon la statistique suisse de l'électricité 2021 de l'OFEN.

- Pourquoi de nombreux acteurs se précipitent-ils sur la boîte de production et rivalisent-ils d'idées de promotion, mais sont très réticents à proposer des solutions pour l'équilibrage saisonnier ?
- Pourquoi tant de fausses solutions de désaisonnalisation sont-elles promues comme étant efficaces ?

## 4. Résumé et conclusion

---

Le défi de la stratégie énergétique 2050 n'est pas seulement de produire suffisamment d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Un défi au moins aussi important est que cette électricité soit disponible ou rendue disponible. Cela signifie qu'elle doit être disponible à l'endroit et au moment souhaités. Dans le cas contraire, elle n'a aucune valeur. Le VSGS est d'avis que les discussions politiques et sociales menées jusqu'à présent ne tiennent pas assez compte de cet aspect. La plupart des idées d'encouragement actuellement discutées visent à produire le plus possible d'électricité photovoltaïque, indépendamment du lieu et du moment où elle est produite. Le présent document le démontre. Pour ce faire, il introduit une structuration de la problématique. Le langage clair des boîtes d'énergie doit contribuer à la clarification. Il est ainsi possible de vérifier à tout moment quel est le thème abordé, la production d'une quantité suffisante d'électricité, la consommation changeante d'électricité en fonction des besoins ou justement l'ajustement temporel et local entre les deux. Le grand défi ici est l'ajustement temporel et saisonnier. Il incombe à la Confédération de créer des conditions-cadres qui permettent de trouver une solution et de produire suffisamment d'électricité en hiver. L'analyse plus approfondie montre que les responsabilités ne sont pas toujours bien définies et, surtout, qu'elles ne correspondent pas aux possibilités et aux instruments existants. Il convient d'accorder plus d'importance à cet aspect dans la discussion en cours. Le VSGS se propose d'y contribuer.

## À propos des auteurs

---



**Dr. Maurus Bachmann, directeur**

[maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch](mailto:maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch)

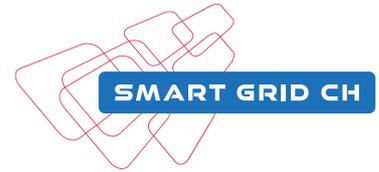
Fort de plus de 25 ans d'expérience dans la recherche et le développement, ainsi que dans le secteur des télécommunications, Maurus Bachmann est un expert en matière de smart grid (réseau intelligent) et de numérisation. Avant de prendre la direction du VSGS en 2011, il dirigeait le domaine Groupes spécialisés chez Swissmem, dont il était membre de la direction. Depuis la création de Swissellex SA début 2018, en qualité de directeur et de chef de projet, il est responsable de la mise en place du hub de données. Il a fait des études de physique à l'EPF de Zurich et a soutenu sa thèse de doctorat dans le domaine de l'optique intégrée.



**Dr. Andreas Beer, directeur**

[andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch](mailto:andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch)

Andreas Beer est directeur de l'Association Smart Grid Suisse ainsi que de la société Alevor GmbH. Il intervient par ailleurs comme chargé de cours et expert dans plusieurs hautes écoles spécialisées. Il a développé son expertise dans le domaine des réseaux de distribution, entre autres, en tant que responsable réseaux chez Repower et membre de la Commission Économie des réseaux de l'AES. Après des études d'électrotechnique à l'EPF de Zurich, il a obtenu un doctorat en électro-technique de puissance.



# Association Smart Grid Suisse

---

L'Association Smart Grid Suisse (VSGS) regroupe les gestionnaires de réseaux de distribution de Suisse et représente leurs intérêts au sein de la branche et vis-à-vis de l'extérieur. Dans le contexte des évolutions technologiques et sociales, le VSGS fait office d'interlocuteur et de centre de compétence pour les questions primordiales relatives au réseau de distribution. Il s'engage pour que l'évolution vers le futur réseau de distribution soit anticipée, uniforme, sûre, durable et basée sur des standards communs. Le VSGS soutient la transformation numérique du paysage suisse des réseaux de distribution, afin de permettre l'exploitation de synergies à l'échelle du secteur. Le VSGS vise une mise en œuvre économiquement, socialement et techniquement optimale du réseau de distribution de l'avenir. Il procède pour cela de façon ouverte, équitable et transparente, et invite toutes les parties prenantes à participer activement.

## Contact

Secrétariat du VSGS

Dr Maurus Bachmann, co-directeur  
Téléphone +41 79 219 91 53  
[maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch](mailto:maurus.bachmann@smartgrid-schweiz.ch)

Dr Andreas Beer, co-directeur  
Téléphone +41 79 827 65 56  
[andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch](mailto:andreas.beer@smartgrid-schweiz.ch)

[info@smartgrid-schweiz.ch](mailto:info@smartgrid-schweiz.ch)

[www.smartgrid-schweiz.ch](http://www.smartgrid-schweiz.ch)