

# Étude de la complémentarité solaire-éolien en Suisse comme une source hybride

Novembre 2022

### **Auteurs**

Marine Cauz, Planair SA

Lionel Perret, Planair SA

Nicolas Wyrsh, EPFL

Christophe Ballif, EPFL

**La présente étude a été élaborée pour le compte de SuisseEnergie.  
La responsabilité du contenu incombe exclusivement aux auteurs.**

### **Adresse**

SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen. Adresse postale: CH-3003 Berne

Infoline 0848 444 444, [www.infoline.suisseenergie.ch](http://www.infoline.suisseenergie.ch)

[energieschweiz@bfe.admin.ch](mailto:energieschweiz@bfe.admin.ch), [www.suisseenergie.ch](http://www.suisseenergie.ch), [twitter.com/energieschweiz](https://twitter.com/energieschweiz)

## Résumé

Cette étude analyse le potentiel de complémentarité du solaire et de l'éolien comme source hybride d'énergie renouvelable (EnR) en Suisse. Dans une première partie, les données 2020 de la consommation nationale et de la production agrégée de chaque source de production sont analysées avec un pas de temps horaire. Cette analyse met en avant la complémentarité de ces sources EnR à différentes échelles. A une échelle saisonnière, il est démontré que le photovoltaïque (PV) produit les trois-quarts de son énergie pendant le semestre estival alors que l'éolien génère les deux tiers de son énergie pendant le semestre hivernal. La complémentarité est également horaire, en observant qu'au niveau national, les deux sources de production agrégées n'ont pas dépassé simultanément la moitié de leur puissance nominale.

Dans une deuxième partie, l'étude se penche sur les atouts d'une combinaison solaire et éolienne du point de vue du facteur de charge. Ce dernier a une valeur relativement faible pour ces deux sources de production en comparaison de celle d'une production d'énergie centralisée, telle que le nucléaire. La complémentarité des énergies PV et éoliennes, associées à un écrêtage pertinent, permet d'augmenter significativement la valeur de ce facteur de charge en limitant les pertes d'énergie.

Finalement, un cas d'étude est analysé pour déterminer comment la combinaison de ces deux sources renouvelables, associée à du stockage, permettraient d'atteindre l'équivalence du facteur de charge de l'énergie nucléaire. La principale conclusion est que la complémentarité solaire et éolienne est indispensable, si on souhaite maximiser le bénéfice de ces sources renouvelables. Ensemble, le PV et l'éolien permettent d'atteindre des résultats inaccessibles individuellement.

## Zusammenfassung

Diese Studie analysiert das Potenzial zur Komplementarität von Solar- und Windenergie als Hybridquelle für erneuerbare Energien (EE) in der Schweiz. In einem ersten Teil werden die 2020-Daten des nationalen Verbrauchs und der aggregierten Produktion jeder Produktionsquelle mit einem stündlichen Zeitschritt analysiert. Diese Analyse unterstreicht die Komplementarität dieser EE-Quellen auf verschiedenen Massstabsebenen. Auf einer saisonalen Ebene wird gezeigt, dass die Photovoltaik (PV) im Sommerhalbjahr drei Viertel ihrer Energie erzeugt, während die Windkraft im Winterhalbjahr zwei Drittel ihrer Energie erzeugt. Die Komplementarität ist auch stündlich zu beobachten, indem man feststellt, dass auf nationaler Ebene die beiden aggregierten Erzeugungsquellen nicht gleichzeitig die Hälfte ihrer Nennleistung überschritten haben.

In einem zweiten Teil der Studie werden die Vorteile einer Kombination aus Wind- und Solarenergie im Hinblick auf den Lastfaktor untersucht. Dieser hat bei diesen beiden Energiequellen einen relativ niedrigen Wert im Vergleich zu einer zentralisierten Energieerzeugung wie der Kernkraft. Die Komplementarität von PV- und Windenergie in Verbindung mit einem sinnvollen Klippen ermöglicht es, den Wert dieses Lastfaktors deutlich zu erhöhen, indem die Energieverluste begrenzt werden.

Schliesslich wird ein Fallbeispiel analysiert, um festzustellen, wie die Kombination dieser beiden erneuerbaren Energiequellen in Verbindung mit einer Speicherung die Gleichwertigkeit des Lastfaktors der Kernenergie erreichen könnte. Die wichtigste Schlussfolgerung ist, dass sich Solar- und Windkraftanlagen ergänzen müssen, wenn man den Nutzen dieser erneuerbaren Quellen maximieren will. Gemeinsam können PV und Windenergie Ergebnisse erzielen, die einzeln nicht erreichbar sind.

# Contenu

<b>1. Objectifs et prestations .....</b>	<b>5</b>
1.1 Contexte.....	5
1.2 Objectifs .....	5
1.3 Déroulement de l'étude.....	5
1.4 Déclaration de conflits d'intérêts.....	5
<b>2. Collection des données actualisées .....</b>	<b>6</b>
2.1 Evolution de la consommation et de la production globale suisse .....	6
2.2 Evolution de la production PV en Suisse.....	8
2.3 Evolution de la production éolienne en Suisse.....	8
2.4 Normalisation des données de production suisses .....	10
<b>3. Le potentiel des énergies renouvelables.....</b>	<b>11</b>
3.1 Une complémentarité saisonnière .....	11
3.2 Une complémentarité horaire .....	12
3.3 Puissance maximale atteinte .....	13
<b>4. Les atouts d'une combinaison solaire et éolienne.....</b>	<b>14</b>
4.1 Définition du facteur de charge.....	14
4.1 Facteur de charge du PV.....	15
4.2 Facteur de charge de l'éolien .....	16
4.3 Ce que la complémentarité permet d'atteindre.....	16
4.4 Conclusion .....	17
<b>5. Cas d'étude .....</b>	<b>18</b>
<b>6. Conclusions générales.....</b>	<b>21</b>

# 1. Objectifs et prestations

## 1.1 Contexte

Les perspectives 2050+ de la Confédération<sup>1</sup> prévoient un développement important de l'énergie renouvelable solaire et, dans une moindre mesure, éolienne. Cependant, depuis quelques années, on observe une tendance à opposer ces sources de production renouvelable. Cette opposition inhibe d'une part le potentiel de complémentarité que la combinaison de ces sources d'énergie permettrait d'atteindre, et néglige d'autre part le potentiel de la filière éolienne en Suisse.

Ces perspectives sont particulièrement surprenantes car la Suisse dispose de bonnes conditions de vents par rapport aux territoires voisins, d'un réseau électrique bien développé et l'éolien est aujourd'hui dans le monde et en Europe la source d'énergie renouvelable la plus compétitive. Cette tendance à sous-estimer le potentiel de la production éolienne est causée par des hypothèses non comparables à la fois sur le potentiel de ces filières et les perspectives de coûts indiquées. Une mise en conformité de ces hypothèses permettrait de mieux évaluer la complémentarité de ces énergies. Ainsi, comme le montrent des cas régionaux européens, éolien et solaire déployés ensemble à une échelle décentralisée ont des profils complémentaires permettant de réduire drastiquement les coûts de la transition énergétique.

## 1.2 Objectifs

Cette étude vise à déterminer le potentiel de la complémentarité solaire-éolienne en Suisse. Pour ce faire, les données de production de chaque source sont analysées afin de mettre en lumière leurs caractéristiques et leur complémentarité. Ensuite, cette complémentarité est projetée au niveau national avec un cas d'étude.

## 1.3 Déroulement de l'étude

Cette étude a été réalisée en trois grandes étapes.

Dans un premier temps, différentes données réelles ont été collectées pour chaque technologie. Ces données concernent d'une part une analyse des caractéristiques de production et consommation nationales, et d'autre part les profils de production horaire annuel des différentes technologies.

Dans un second temps, pour chacune des deux sources de production, solaire et éolien, des données quantitatives et les profils de production ont été analysés afin de mettre en lumière les différentes caractéristiques et leur complémentarité.

Finalement, un cas d'étude a été défini pour illustrer et quantifier la plus-value de cette complémentarité au niveau national.

## 1.4 Déclaration de conflits d'intérêts

Cette étude a été réalisée sur base de données publiques et référencées. Cependant, Planair SA déclare être impliqué au sein des organisations faïtières Suisse-Eole et Swissolar.

---

<sup>1</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html>

## 2. Collection des données actualisées

L'ensemble des données de consommation et de production considérées proviennent de [www.energy-charts.info](http://www.energy-charts.info). Les données ont été étudiées sur l'année 2020 en raison de leur disponibilité lors du démarrage de cette étude.

### 2.1 Evolution de la consommation et de la production globale suisse

Le figure 1 ci-dessous illustre, pour l'année 2020, la consommation et la production d'énergie électrique en Suisse. Au niveau de la production, on constate tout d'abord que l'énergie nucléaire représente en moyenne près d'un tiers (37%<sup>2</sup>) de la production indigène et que cette proportion est supérieure à 40% sur les mois d'hiver (d'octobre à avril). De manière générale, la production totale d'électricité est excédentaire en été. Au niveau de la consommation, celle-ci est relativement stable avec une légère baisse de la demande observée en été. La figure 2 met en évidence le décalage existant entre la production et la consommation. Cette figure permet de constater visuellement que la Suisse exporte son électricité en été et est importatrice en hiver. En conclusion, le pays fait face à un manque hivernal d'électricité indigène.

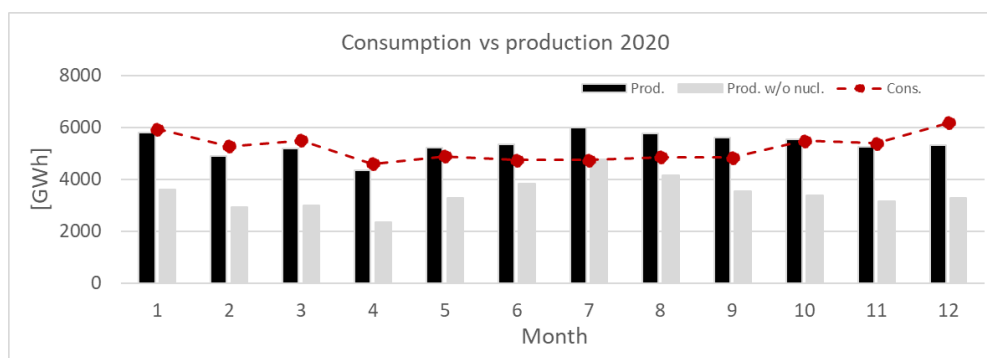


Figure 1 : Détail mensuel de la consommation et de la production (avec et sans nucléaire) de l'énergie électrique en Suisse en 2020.



Figure 2 : Détail mensuel des imports et exports d'électricité en Suisse en 2020.

<sup>2</sup> En date du 3 novembre 2022

L'évolution énergétique qui est en marche va indéniablement impacter à la fois la consommation et la production, avec le risque de creuser ce déficit hivernal. En effet, d'ici 2030, la consommation électrique sera principalement impactée par :

- L'électrification de la mobilité, entraînant une hausse de la demande de l'ordre de 3.5 TWh/an en 2030<sup>3</sup>, soit 6% de la consommation 2020. Cette hausse devrait se répartir relativement uniformément sur l'année.
- L'électrification du chauffage des bâtiments, au travers notamment des pompes à chaleur, devrait amener une hausse de l'ordre de 2.5 TWh/an en 2030<sup>4</sup>, soit 4% de la consommation 2020. Ces besoins ont la particularité de se concentrer essentiellement en hiver, creusant d'avantage le déficit hivernal.

Du point de vue de la production, le pays vise à terme l'arrêt des centrales nucléaires. Cette production de 23 TWh/an devra donc être compensée.

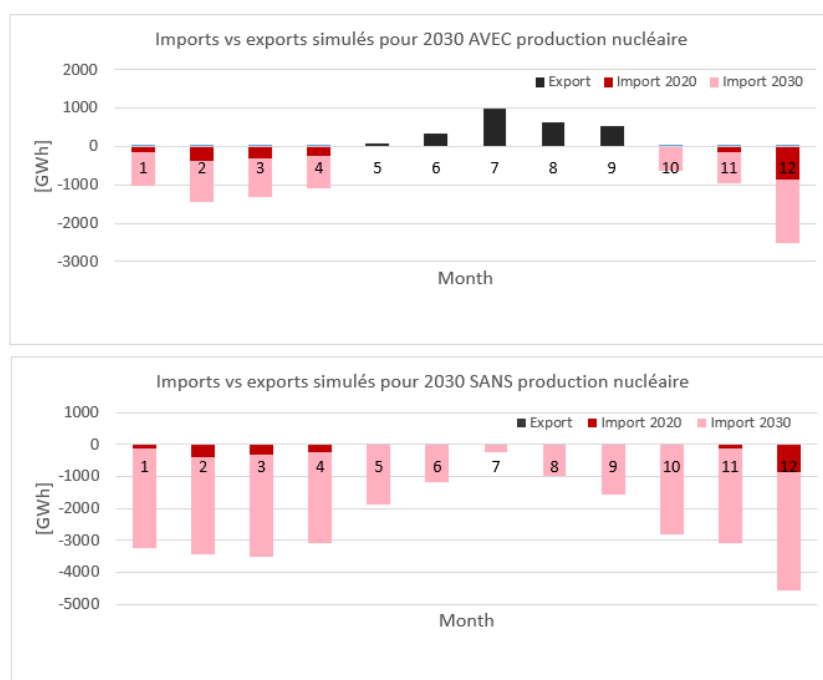


Figure 3 : Simulation mensuelle des imports et exports d'électricité en Suisse en 2030. La figure 3A tient compte d'une hausse de la consommation annuelle de 6% pour la mobilité électrique et de 7% d'octobre à avril pour l'électrification du chauffage. La figure du bas ajoute à cette hausse des besoins l'arrêt des centrales nucléaires.

En tenant compte, tout d'abord, de l'évolution de la consommation électrique mentionnée ci-dessus pour 2030, la figure 3A montre le déficit hivernal qui s'alourdit. Cette situation s'intensifie encore davantage avec l'arrêt planifié des centrales nucléaires comme illustré à la figure 3B, où le pays devient entièrement importateur d'électricité et donc dépendants énergétiquement.

Afin de solutionner cette problématique de dépendance énergétique, la suite de cette étude vise à analyser comment les énergies photovoltaïque et éolienne peuvent, grâce à leur complémentarité, apporter une solution à ce déficit hivernal et compenser l'énergie nucléaire.

<sup>3</sup>: Swiss eMobility – « 2035: scénario de pénétration du marché pour les véhicules à prise (PEV) en Suisse »

<sup>4</sup>: Perspectives énergétiques 2050+ - <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html>

## 2.2 Evolution de la production PV en Suisse

En Suisse, la production annuelle d'électricité photovoltaïque évolue fortement depuis 2010. Pour l'année de référence de ce rapport, selon le rapport de la statistique solaire publié en 2020 <sup>5</sup>, cette production s'élevait à 2'599 GWh, comme illustré sur la figure 4, couvrant ainsi plus de 4% de la consommation nationale (n.b., 4.89% pour 2'842 GWh de production en 2021).

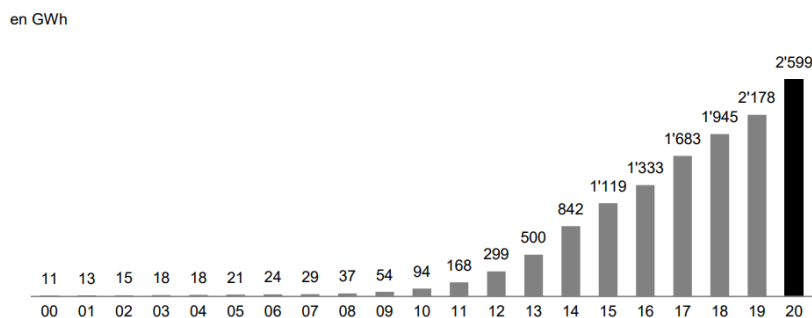


Figure 4 : Production annuelle d'électricité photovoltaïque en Suisse.

Source : Rapport de la statistique solaire 2020 de Swissolar.

Outre sa dépendance aux éléments climatiques, la production photovoltaïque se caractérise par un fort impact saisonnier avec une forte production estivale. En moyenne, 75% de l'énergie est produite entre avril et septembre comme illustré sur la figure 5.

Actuellement la production photovoltaïque assure 3% de notre consommation au printemps et en été et 1% sur les mois d'automne et d'hiver. Avec les objectifs Swissolar d'atteindre 12 TWh de photovoltaïque en 2030, soit près de 5 fois la production actuelle, cela couvrirait 5% de nos besoins actuels en automne et hiver.

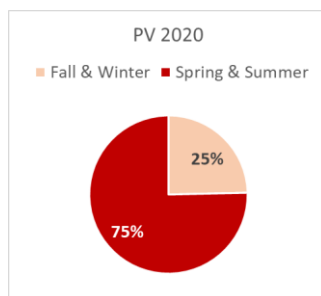


Figure 5 : Répartition saisonnière de la production photovoltaïque suisse.

## 2.3 Evolution de la production éolienne en Suisse

Comme le montre la figure 6 issue de l'atlas des vents, ainsi que les 7'000 éoliennes installées dans les régions limitrophes en figure 7, la Suisse dispose d'un excellent potentiel éolien. Cependant, la production d'énergie éolienne reste faible dans le pays en raison du nombre limité de turbines en activités, soit 42 éoliennes. Actuellement, la part d'électricité éolienne est inférieure à 1% de la consommation totale d'électricité.

<sup>5</sup> <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/teilstatistiken.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZnIvcHVibGlyYX/Rpb24vZG93bmxv>



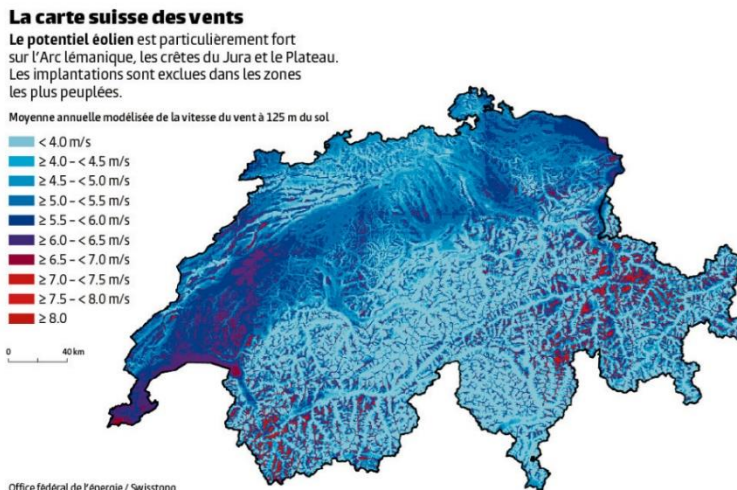


Figure 8 : Atlas des vents en Suisse.

Source : [https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE\\_Windatlas/](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/EE_Windatlas/)

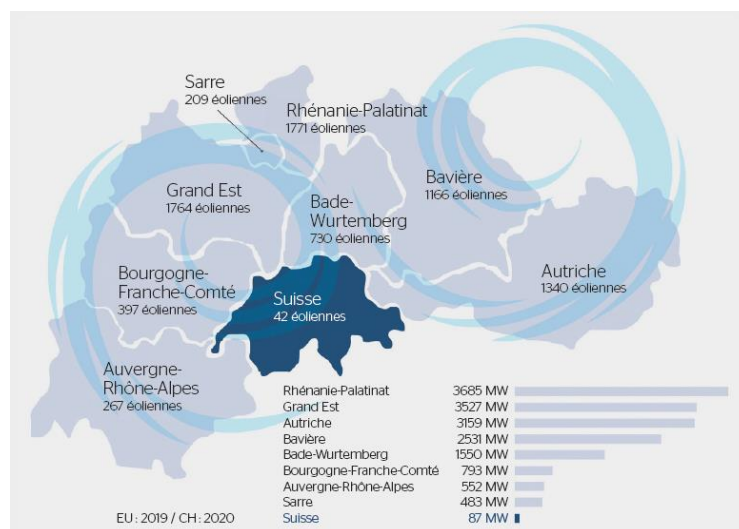


Figure 6 : Nombre d'éoliennes implantées dans les régions limitrophes de la Suisse.

Source : Suisse-éole.

Si la production éolienne est, au même titre que la production photovoltaïque, dépendante des aléas climatiques, elle dispose, a contrario de cette dernière, d'une production principalement hivernale. Les ambitions de l'OFEN<sup>6</sup> sont plus de 60 fois supérieures à la production actuelle, soit une production annuelle de l'ordre de 8.9 TWh. Celle-ci permettrait de couvrir 19% des besoins annuels actuels dont 9% des besoins sur les mois d'automne et d'hiver.

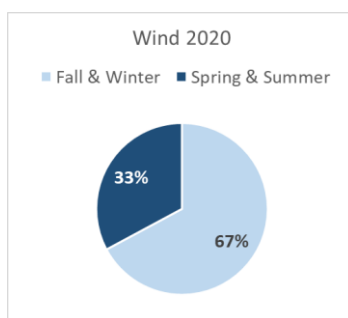


Figure 7 : Répartition saisonnière de la production éolienne suisse.

<sup>6</sup> <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués.msg-id-90116.html>

## 2.4 Normalisation des données de production suisses

Dans la suite de cette étude, afin de comparer les potentiels de différentes sources de production, une normalisation des courbes de production horaire est effectuée. Cette normalisation échelonne l'ensemble des puissances horaires entre 0 et 1. Pour une puissance normalisée, plus sa valeur est proche de 1, plus l'installation est proche de sa puissance maximale.

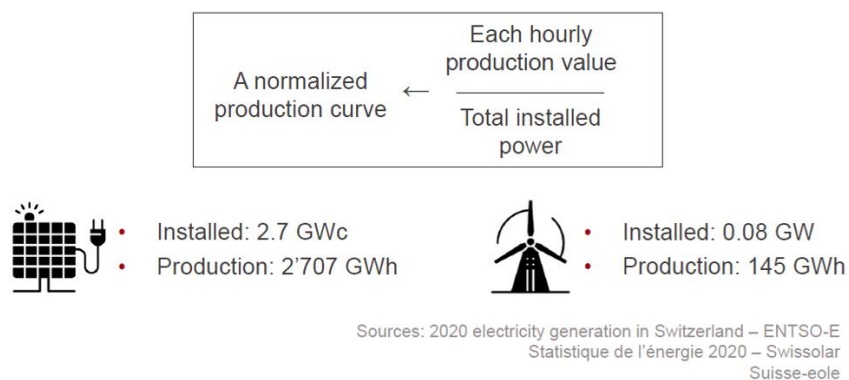


Figure 9 : Normalisation des courbes de production.

### 3. Le potentiel des énergies renouvelables

Tout d'abord, l'analyse des données de production photovoltaïque et éolienne en Suisse a permis d'identifier trois principales caractéristiques qui encouragent la combinaison de ces sources d'énergie renouvelable. Celles-ci sont explicitées et illustrées dans la suite de cette section.

#### 3.1 Une complémentarité saisonnière

L'analyse des données de production photovoltaïque et éolienne en Suisse montre tout d'abord une complémentarité saisonnière importante. Cette répartition entre la production photovoltaïque (principalement estivale) et éolienne (principalement hivernale) se vérifie sur plusieurs années comme illustré sur les figures 10 et 11.

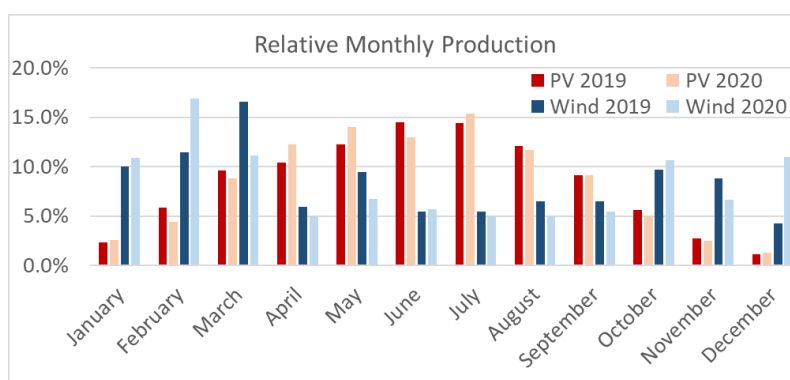


Figure 10 : Profils mensuels de la production photovoltaïque et éolienne en Suisse en 2019 et 2020.

Ces deux sources de productions s'additionnent également très bien avec la production hydraulique, qui est aujourd'hui la principale source renouvelable en Suisse, et qui dispose d'un profil saisonnier équilibré (Figure 11), et partiellement adaptable grâce aux barrages à accumulation.

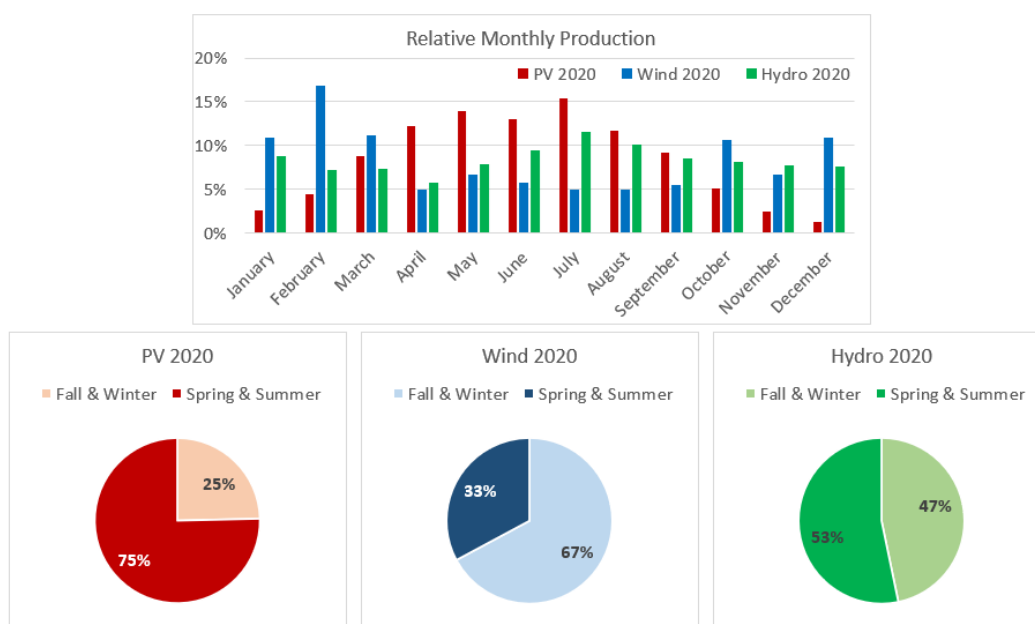


Figure 11 : Complémentarité des sources d'énergie renouvelable en Suisse en 2020.

### 3.2 Une complémentarité horaire

Outre la complémentarité saisonnière, les ressources de vent et de soleil montrent également une complémentarité à l'échelle journalière. En effet, l'analyse des données météo horaire indique une probabilité plus importante de disposer de vent fort lorsque le ciel est nuageux et de vent faible lors de journées ensoleillées. Ce constat s'observe sur la figure 12 qui illustre la dispersion des puissances horaires solaires et éoliennes normalisées. En d'autres termes, pour une puissance normalisée, plus sa valeur est proche de 1, plus l'installation est proche de sa puissance maximale. Pour une installation PV, cela se produit en présence d'un fort ensoleillement et dans le cas d'une installation éolienne, en présence de vent fort.

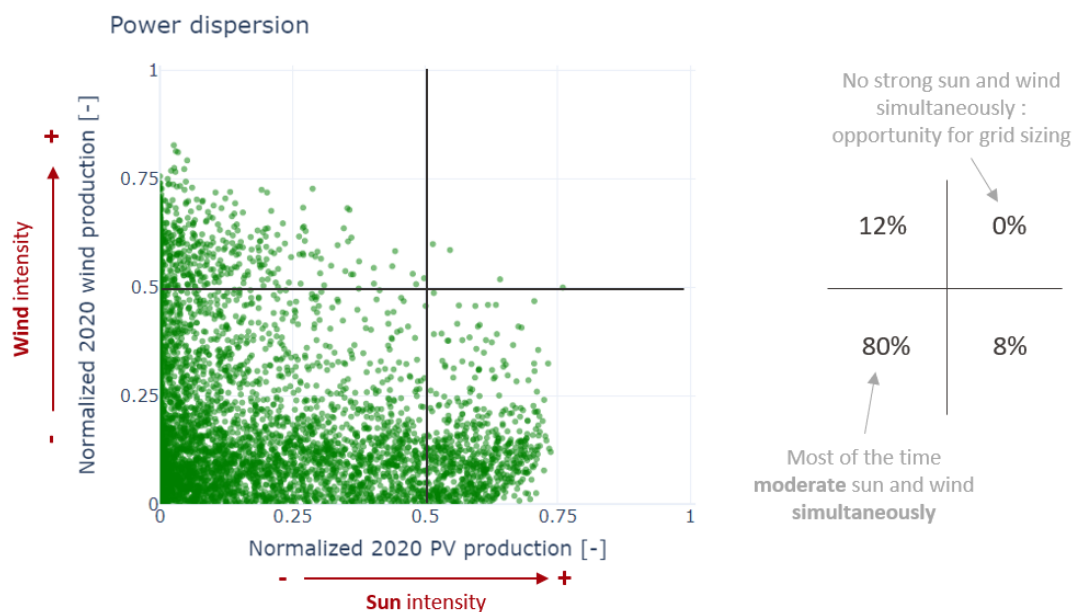


Figure 12 : Corrélations horaires entre les productions PV et éoliennes en 2020. Les pourcentages à droite indiquent la proportion de puissance horaire dans chaque cadran (e.g., sur une année, 80% du temps le vent et l'ensoleillement sont modérés, ce qui implique une production PV et éolienne entre 0 et la moitié de leur puissance nominale).

Cette analyse de dispersion montre que 12% du temps la production éolienne est proche de sa puissance maximale alors qu'il n'y a pas (e.g., la nuit) ou peu de production PV, c'est-à-dire que le vent est fort et l'ensoleillement est faible. De même, 8% du temps la production PV est à son maximum alors que la production éolienne est modérée, en raison de vent faible mais d'ensoleillement fort. La majorité du temps, soit 80% du temps, les productions PV et éolienne sont modérées, voire nulles. Cette valeur élevée s'explique en grande partie, dans le cas du PV, par une absence de production la nuit, soit déjà près de 50% du temps. Enfin seulement quelques heures sur l'année, équivalente à 0,03% du temps, ces puissances sont proches de leur valeur nominale simultanément. La figure 13 illustre une journée représentative pour chacun des cadrans illustrés à la figure 12.

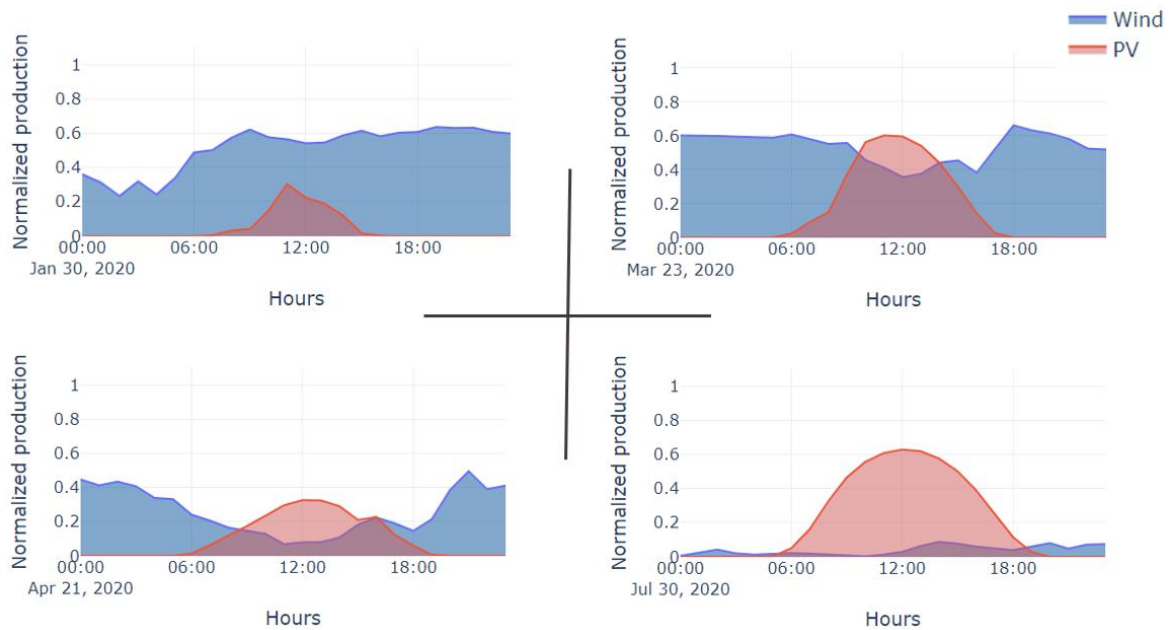


Figure 13 : Illustration d'une journée représentative pour chaque cadran de la figure 12.

### 3.3 Puissance maximale atteinte

Les installations solaires et éoliennes ont la particularité de produire une puissance systématiquement inférieure à leur puissance nominale. La figure 14 illustre la répartition de ces puissances horaires normalisées, avec les quartiles et la médiane, des installations PV, éoliennes et d'une installation moyennant les deux précédentes. Cette installation moyenne représente une installation composée d'une demi puissance PV et d'une demi puissance éolienne. Cette figure montre explicitement que la puissance nominale installée n'est jamais atteinte.

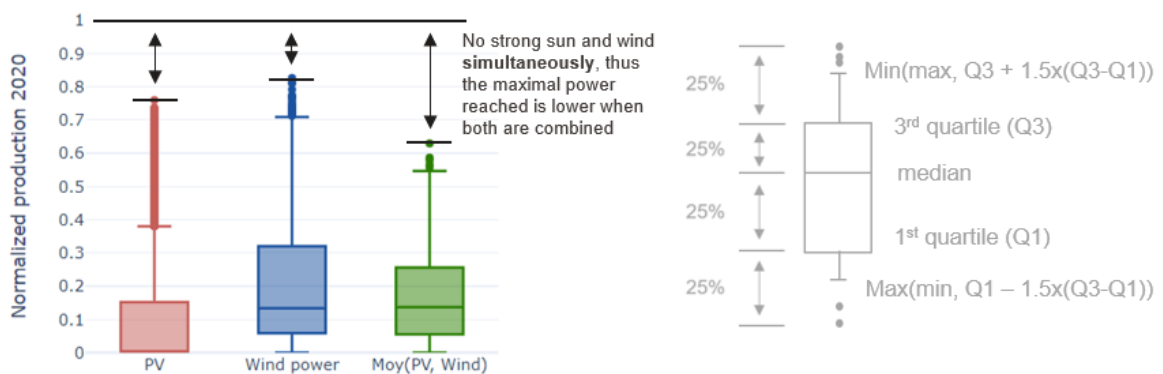


Figure 14 : Boxplots des puissances horaires normalisées des installations PV (rouge), éoliennes (bleu) et d'une puissance horaire moyenne (vert) en Suisse en 2020. Cette puissance moyenne représente une installation combinant une demi puissance PV et une demi puissance éolienne.

## 4. Les atouts d'une combinaison solaire et éolienne

### 4.1 Définition du facteur de charge

L'intermittence et la dépendance aux aléas météo est l'un des principaux inconvénients des énergies renouvelables. Cette variabilité conduit notamment au surdimensionnement des raccordements réseaux et par conséquent à un faible facteur de charge. Ce facteur de charge se définit comme le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait pu produire sur la même période à sa puissance nominale. Dans la suite de cette étude, le facteur de charge considéré est celui vu depuis le réseau, qui se calcule comme le rapport entre la quantité d'énergie produite par une installation et l'énergie produite à la puissance maximale que cette installation peut fournir au réseau. La figure 15 ci-dessous illustre la valeur en 2020 en Suisse du facteur de charge des installations PV, éolienne et nucléaire.

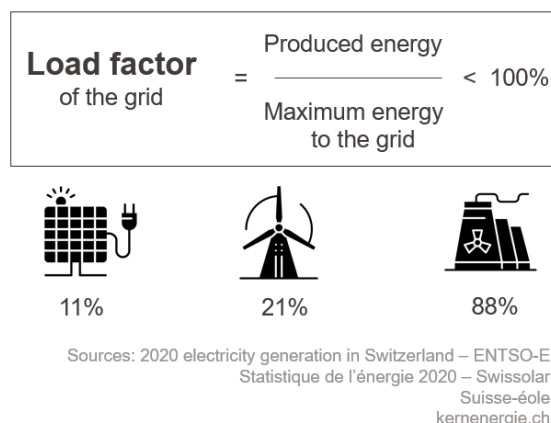


Figure 15 : Définition du facteur de charge considéré dans cette étude, ainsi que la valeur associée aux installations PV, éolienne et nucléaire en 2020 en Suisse. Ces valeurs ont été déterminées en divisant la production d'énergie annuelle 2020 de ces installations par l'énergie maximale qui aurait été produite sur la même période à la puissance installée.

En Suisse, le dimensionnement du raccordement réseau se base généralement sur la puissance nominale d'une installation. Or les chiffres précédents montrent que le PV, et dans une moindre mesure l'éolien, sont la plupart du temps à une valeur largement inférieure à leur puissance nominale, comme illustré à la figure 14.

L'analyse des données à la section précédente montre trois choses :

- L'essentiel de la production PV et éolienne est décalé en saison (hiver-été)
- Les productions PV et éoliennes n'atteignent pas leurs valeurs maximales en même temps
- Les installations PV et éoliennes ont généralement des valeurs de production largement inférieures à leur puissance nominale

La suite de cette étude vise à étudier comment, en combinant ces deux sources de production, nous pouvons développer un mix énergétique avec un facteur de charge similaire à celui du nucléaire suisse. En d'autres termes, comment faut-il combiner le solaire et l'éolien, et dans quelle proportion, pour atteindre un facteur de charge proche de celui des installations nucléaires en Suisse en 2020.

## 4.1 Facteur de charge du PV

Un facteur de charge de 11% a été déterminé pour les installations PV en Suisse en 2020. Cependant, cette valeur est calculée sur la base d'un raccordement réseau à hauteur de la puissance nominale de ces installations. En classant toutes les puissances PV horaires en 2020 de la plus productive à la moins productive, comme illustré sur la figure 16, ce facteur de charge peut être amélioré à condition de sous-dimensionner intelligemment le raccordement réseau et en écrêtant la production (« peak shaving »). Cela permet de fortement augmenter le facteur de charge, d'assurer une meilleure exploitation des raccordements réseau et d'en diminuer les coûts.

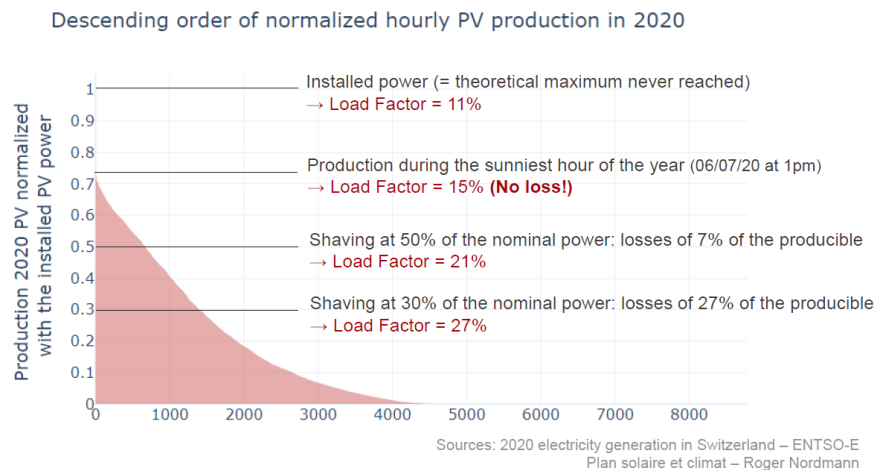


Figure 16 : Etude de l'impact du « peak-shaving » sur la production PV en Suisse en 2020.

En réduisant de moitié la capacité du raccordement réseau, par rapport à la puissance nominale, le facteur de charge passe de 11% à 21%, en perdant seulement 7% de la production totale (cf. figure 17). On constate cependant qu'il est difficile d'augmenter significativement cette valeur de facteur de charge.

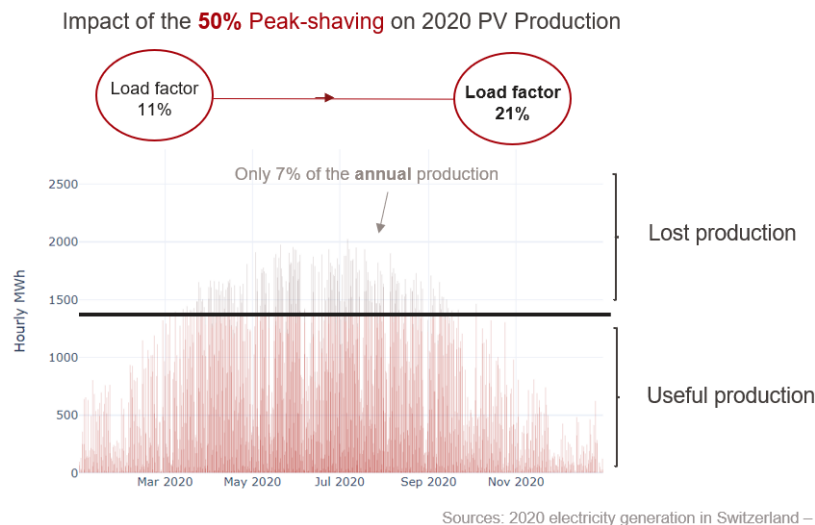


Figure 17 : Impact d'un « peak-shaving » à 50% de la puissance nominale des installations PV.

## 4.2 Facteur de charge de l'éolien

La figure 17 illustre différents scénarios de « peak-shaving » permettant d'améliorer le facteur de charge des installations éoliennes, tout en limitant la quantité d'énergie perdue. Contrairement aux installations PV, un facteur de charge proche de 50% peut être atteint, à condition de brider près du quart de la production.

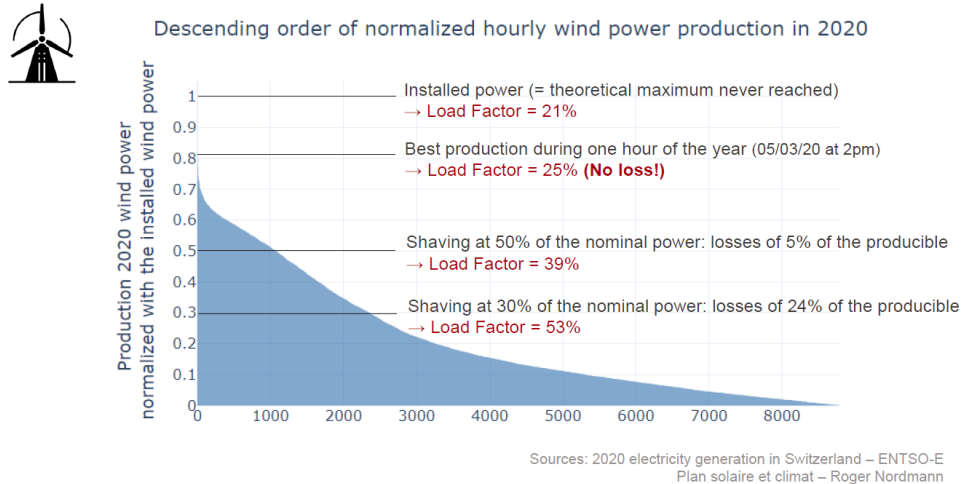


Figure 18 : Etude de l'impact du « peak-shaving » sur la production éolienne en Suisse en 2020.

## 4.3 Ce que la complémentarité permet d'atteindre

Les deux sous-sections précédentes montrent qu'en réalisant un « peak-shaving » pertinent, le facteur de charge du PV et de l'éolien peuvent être améliorés. Cependant, ces valeurs propres à chaque technologie restent loin de celle fournie par les installations nucléaires qui atteignent 88%. C'est à ce stade que la complémentarité, mise en évidence par les observations précédentes, offre tout son potentiel. La figure ci-dessous reprend l'impact du « peak-shaving » sur l'installation moyenne présentée précédemment, composée d'une demi puissance PV et d'une demi puissance éolienne. Une telle combinaison permet d'améliorer le facteur de charge de 16% à 25% sans aucune perte, et atteint 40% en perdant seulement 1% de la production, comme illustré à la figure 19.

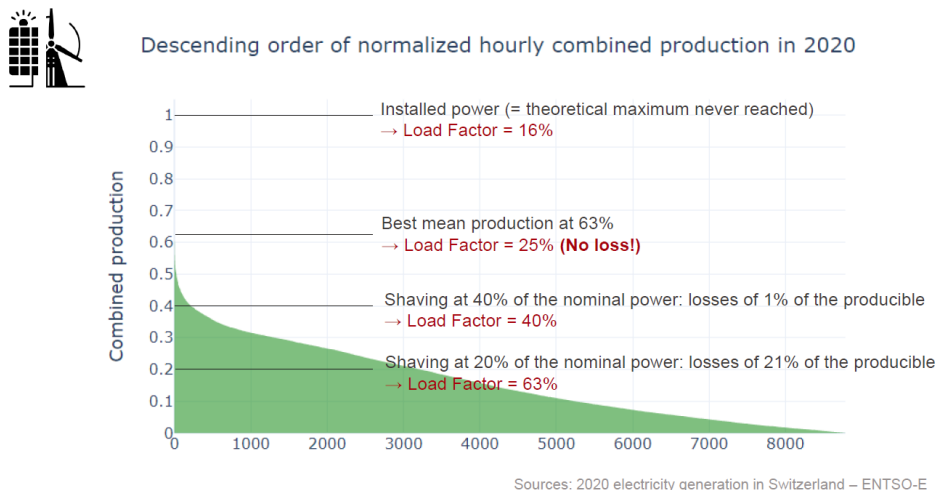


Figure 19 : Etude de l'impact du « peak-shaving » sur une production moyenne en Suisse en 2020, composée d'une demi unité de puissance PV et d'une demi unité de puissance éolienne.

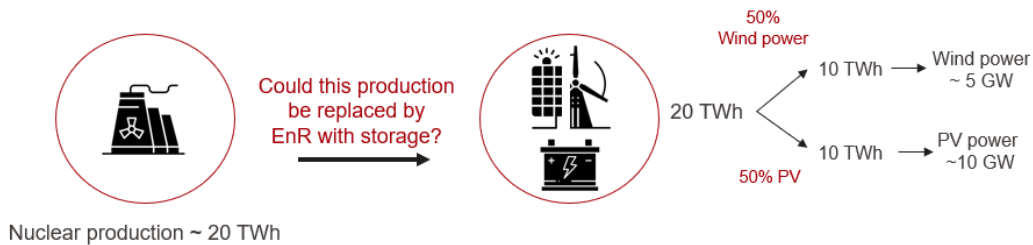


## **4.4 Conclusion**

L'analyse des facteurs de charge des installations PV et éolienne montre qu'aucune de ces deux technologies ne peut à elle seule concurrencer la stabilité de charge des installations nucléaires en Suisse. Cependant, cet écart initial entre les différents facteurs de charge peut être réduit en combinant ces deux sources de production renouvelable. Sur base de ce constat, la suite de cette étude vise à étudier quelle combinaison de ces deux sources de production est la plus pertinente en Suisse et quelle plus-value le stockage peut-il apporter.

## 5. Cas d'étude

En Suisse, la production d'énergie nucléaire représente approximativement 20 TWh/an d'énergie. Ce cas d'étude vise à étudier comment cette production pourrait être remplacée en combinant une production PV et éolienne avec du stockage.



Nuclear production ~ 20 TWh

Figure 20 : En combinant une production d'énergie de 10 TWh de solaire et 10 TWh d'éolien avec du stockage, peut-on remplacer 20 TWh de production nucléaire ?

Tout d'abord on émet l'hypothèse que l'on souhaite une production d'énergie renouvelable équilibrée, soit 10 TWh de solaire et 10 TWh d'éolien. Cela revient à installer 10'106 MW de PV et 5'518 MW d'éolien. Cette proportion semble réaliste au vu de l'évolution plus importante du PV par rapport à l'éolien en Suisse. Cependant, elle se distingue de l'installation « moyenne » étudiée précédemment, où on considérait une proportion égale de puissance PV et éolienne (i.e. 0.5 kW de PV et 0.5 kW d'éolien). Ici on parlera dans la suite de cette étude d'une installation « équilibrée » pour faire référence à l'équilibre des quantités d'énergie produite (i.e. 10 TWh de PV et 10 TWh d'éolien).

La courbe de production horaire de cette installation équilibrée, produisant donc 10 TWh de PV et 10 TWh d'éolien, est construite sur base des données horaires normalisées 2020, illustrées dans les sections précédentes. Le facteur de charge associé, sans « peak-shaving » et sans stockage, est de 15%.

La première étape consiste à trier les puissances horaires par ordre décroissant comme illustré sur la figure 21. On observe bien que la puissance nominale de l'installation (~15 GW) n'est pas atteinte. Par conséquent, en dimensionnant le raccordement selon la puissance maximale atteinte cette année-là, soit 10 GW, représentant deux tiers de la puissance nominale, le facteur de charge passe à 22% sans aucune perte. Si nous voulions atteindre une telle valeur avec exclusivement du PV, nous devrions écrêter près de 10% de la production.

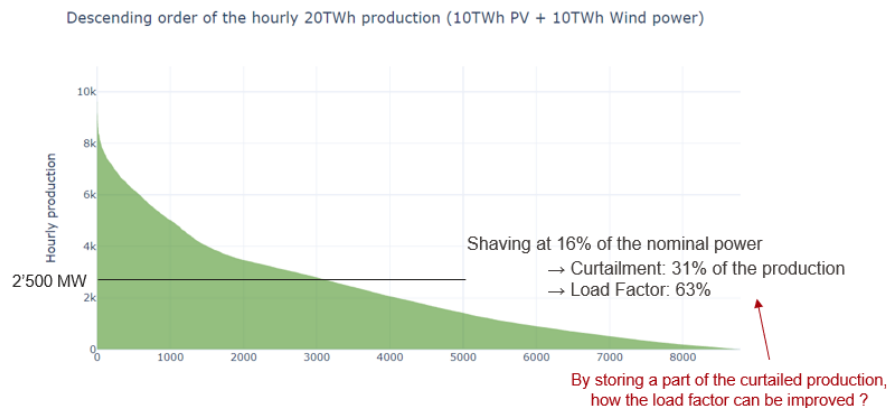


Figure 21 : Etude de l'impact du « peak-shaving » sur une production combinant 10 TWh de solaire et 10 TWh d'éolien en Suisse en 2020.

Une analyse de la situation montre qu'un « peak-shaving » à 16% de la puissance nominale permet d'atteindre un facteur de charge de 63% en écrêtant 31% de la production d'énergie, soit 6.2 TWh. Cette valeur de 16% semble un bon compromis pour deux raisons. Premièrement, une réduction plus importante impliquerait une forte augmentation de l'écrêtage. En effet, cette limitation à 16% est atteinte près de 40% du temps, soit 3'396 heures sur l'année. Ensuite, cela représente une quantité d'énergie importante à stocker. Si la totalité de cette quantité peut être stockée, on peut atteindre un facteur de charge de 91%, soit une valeur légèrement supérieure à celle du nucléaire.

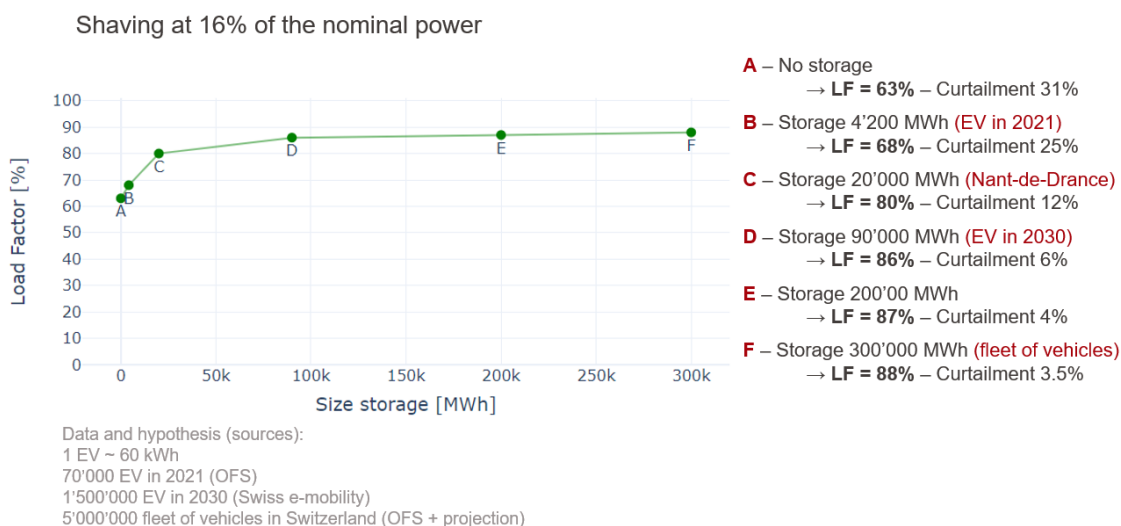


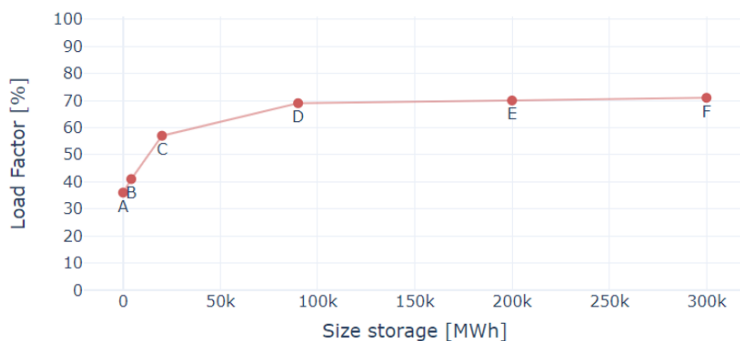
Figure 22 : Etude de l'impact de différentes tailles de stockage sur le facteur de charge pour une installation dite « équilibrée »

Sur base de cette limite de raccordement réseau à 16%, la figure ci-dessus (figure 23) étudie différentes tailles de stockage afin d'étudier l'impact sur le facteur de charge. La courbe verte illustre le cas d'une installation équilibrée et montre qu'entre le point D (90'000 MWh de stockage) et le point E (200'000 MWh de stockage), le gain se limite à 1% du facteur de charge. En d'autres termes, cette augmentation de 220% de la taille du stockage permet de charger 2% de la production en continu, pour une décharge ultérieure. Cette analyse mène à une double conclusion. D'une part elle montre qu'autoriser un certain écrêtage permet de faire des gains importants sans fortement pénaliser le système et d'autre part, on peut bel et bien atteindre un facteur de charge proche de celui du nucléaire avec une taille de stockage raisonnable au vu de la production considérée. En effet, ce cas d'étude considère une production de 20 TWh, soit près d'un tiers de la consommation suisse. Pour atteindre un facteur de charge de 86% (point D), un stockage de 90'000 MWh est requis, cet ordre de grandeur correspond au stockage de la mobilité électrique en 2030, selon les projections de Swiss e-mobility prévoyant 1'500'000 véhicules électriques à l'horizon 2030 et l'hypothèse d'une batterie moyenne de 60 kWh par véhicule.

A titre de comparaison, cette même analyse est menée sur une production exclusivement PV comme illustré sur la figure 23. Le raccordement réseau est limité à 13% de la production nominale (20 GW), en raison d'un compromis entre la quantité d'énergie écrêtée (60% de la production) et le facteur de charge maximale atteignable avec un stockage infini de 87%. Cependant, cette valeur de facteur de charge n'est pas atteignable en pratique en raison d'une taille de stockage déraisonnable. Avec un stockage équivalent à celui de toute la flotte de véhicules électriques en 2050, le facteur de charge n'est que de 71%. En conclusion, le PV seul ne peut pas satisfaire nos besoins énergétiques en hiver.

**Comparison: 20 TWh PV exclusively (20 GWc)**

Shaving at 13% of the nominal power: 2.6 GWc



- A** – No storage  
→ **LF = 36%** – Curtailment 60%
- B** – Storage 4'200 MWh (EV in 2021)  
→ **LF = 41%** – Curtailment 53%
- C** – Storage 20'000 MWh (Nant-de-Drance)  
→ **LF = 57%** – Curtailment 35%
- D** – Storage 90'000 MWh (EV in 2030)  
→ **LF = 69%** – Curtailment 20%
- E** – Storage 200'00 MWh  
→ **LF = 70%** – Curtailment 19%
- F** – Storage 300'000 MWh (fleet of vehicles)  
→ **LF = 71%** – Curtailment 18%

Data and hypothesis (sources):  
 1 EV ~ 60 kWh  
 70'000 EV in 2021 (OFS)  
 1'500'000 EV in 2030 (Swiss e-mobility)  
 5'000'000 fleet of vehicles in Switzerland (OFS + projection)

Figure 23 : Etude de l'impact de différentes tailles de stockage sur le facteur de charge pour une installation exclusivement PV

Finalement, ce cas d'étude démontre qu'une combinaison pertinente des sources de production solaire et éolienne, combinées à du stockage, permettent d'atteindre un facteur de charge similaire à celui du nucléaire, avec néanmoins la possibilité de planifier l'interruption des centrales nucléaires. Le tableau 1 ci-dessous montre comment varie la taille du raccordement réseau et du stockage requis pour atteindre un facteur de charge de 100%. Ce résultat confirme ceux de la section précédente, indiquant que la part de production éolienne est importante dans le mix énergétique pour limiter les besoins de stockage.

Part de l'énergie [TWh]		Objectif: facteur de charge 100%	
Solaire	Eolien	Puissance de raccordement [MW]	Stockage requis [MWh]
20	0	600	15 037 592
15	5	1 250	9 459 970
10	10	1 562	6 491 362
5	15	2 133	2 076 007
0	20	2 097	3 230 883

Tableau 1 : Sélection de puissance et stockage requis pour atteindre un facteur de charge de 100% avec une production fixée d'éolien et de PV

Dans ce cas d'étude, une répartition équitable de la production d'énergie a été considérée pour rester cohérent avec le mix énergétique suisse et les objectifs 2030, comme illustré sur le tableau 2.

	Scénario étudié	Les perspectives énergétiques 2050 (PE2050+)	Objectifs Swissolar 2030 (SWS 2030)	Objectifs Swissolar + Suisse-éole 2030 (SWS+SE 2030)
Production PV	10 TWh	8.7 TWh	12 TWh	12 TWh
Production éolienne	10 TWh	0.6 TWh	0.6 TWh	6 TWh

Tableau 2 : Comparaison des objectifs énergétiques de différents scénarios

## 6. Conclusions générales

La principale conclusion de cette étude est que la complémentarité solaire et éolienne est indispensable, si on souhaite maximiser le bénéfice de ces sources renouvelables. Ensemble, le PV et l'éolien permettent d'atteindre des résultats inaccessibles individuellement.

De manière plus détaillée, on constate tout d'abord qu'en écrêtant et en stockant une partie de la production renouvelable, on peut significativement augmenter le facteur de charge du réseau. Pour une production de l'ordre de 20 TWh, un facteur de charge autour de 80% peut être atteint à condition de stocker 20 millions de kWh, soit l'équivalent de la capacité de stockage de Nant-de-Drance. Une telle valeur est proche du facteur de charge de la production nucléaire suisse.

On observe également que si l'on souhaite remplacer complètement le nucléaire, qui dispose d'un facteur de charge de 88%, ou faire plus, il est nécessaire de diversifier davantage les ressources renouvelables ou de disposer de davantage de stockage. Différentes pistes peuvent être explorées : l'hydraulique, la flexibilité, les pompes à chaleur, la biomasse, le bois, etc.

D'un point de vue financier, il est actuellement plus rentable d'exploiter la production éolienne pour assurer les besoins hivernaux. En effet, la production PV étant faible en hiver, il serait nécessaire de stocker des quantités trop importantes d'électricité pour attendre une même valeur de facteur de charge.

Finalement, la part d'électricité qui est écrêtée en raison d'un réseau sous-dimensionné, et qui ne peut être stockée en raison de coût trop important, pourrait être convertie en hydrogène. Un potentiel qui reste à étudier.