

Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 110 (2018)
Heft: 1

Artikel: Réchauffement climatique et transition énergétique : quelles conséquences pour la production hydroélectrique suisse?
Autor: Bonvin, Michel / Jacquod, Philippe
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-941570>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.05.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Réchauffement climatique et transition énergétique: Quelles conséquences pour la production hydroélectrique suisse?

Michel Bonvin, Philippe Jacquod

Résumé

Le réchauffement climatique impacte de plus en plus fortement les conditions des régions alpines. Avec l'augmentation des températures, on assiste à une fonte accrue des volumes glaciaires, à une fonte précoce des neiges annuelles et à des modifications de régimes saisonniers de précipitation. La présente étude se penche sur l'impact combiné de ces changements climatiques et de la transition énergétique sur les modes de fonctionnement des installations hydroélectriques de notre pays. Alors que la production hydroélectrique annuelle sera réduite à cause du réchauffement climatique d'ici à 2050, son fonctionnement relatif sera accru en hiver et réduit en été. Ce nouveau régime de production permettra de compenser plus aisément les fluctuations saisonnières de production d'électricité dues aux nouvelles sources d'énergie renouvelable qui seront introduites par la stratégie énergétique 2050 de la Confédération.

1. Introduction

Près de 60 % de l'électricité produite en Suisse est d'origine hydroélectrique. Les installations de ce secteur sont coûteuses et leur amortissement financier s'effectue sur de longues durées. Les décisions d'investir dans de nouvelles installations hydroélectriques doivent donc impérativement être éclairées à plusieurs décennies par des études de productions. La productivité des centrales hydroélectriques est directement tributaire de l'environnement naturel dans lequel elles se trouvent, qui détermine en particulier les régimes des apports hydrauliques et donc d'énergie. De nombreuses études récentes ont mis en évidence des changements importants des régimes de précipitations et de fonte des neiges dans l'arc alpin d'ici à la fin du XXI^e siècle, et en ont discuté l'impact sur la productivité future du secteur hydro-

électrique de notre pays. Un aspect négligé jusqu'ici est que deux des trois piliers sur lesquels s'appuie l'approvisionnement électrique suisse – le nucléaire et les échanges importation/exportation avec les pays voisins – vont également être profondément modifiés, dans le même temps où le changement climatique impactera la productivité des centrales hydroélectriques – le troisième pilier. Il nous a donc paru opportun de coupler ces études climatiques à des scénarios d'évolution des modes de production et de consommation électriques inspirés par la stratégie énergétique 2050 de la Confédération.

Le réchauffement global que subit actuellement notre planète affecte les régions alpines de manière particulièrement marquée [1] [2]. Alors que les températures augmentent, les glaciers fondent [3] [4], les chutes de neige sont plus rares et le rythme saisonnier des précipitations se modifie [5]. Bon nombre d'études climatologiques indiquent que ces tendances vont persister, voire même s'accroître dans les prochaines décennies, ce qui pose un certain nombre de problèmes, du point de vue de la gestion des ressources en eau notamment [6] [7]. La production hydraulique d'électricité a fait l'objet d'études récentes qui semblent indiquer des changements géographiquement variables, et dont l'effet moyen sera très certainement distinguable des fluctuations annuelles d'ici à 2050 [8]. Ces changements sont principalement:

- la réduction puis la disparition à partir de 2050 environ de la contribution de la fonte des glaciers à l'alimentation en eau des bassins hydrauliques d'accumulation; cette contribution représente aujourd'hui environ 10 % de l'apport total [9] [10];
- le déplacement d'un mois ou plus du pic de la fonte des neiges; l'apport correspondant sera déplacé vers le début du mois d'avril alors qu'il se trouve actuellement aux mois de mai-juin [6] [11] [12];

- la variation des rythmes saisonniers des précipitations, ces dernières augmentant quelque peu en hiver mais se réduisant en été; de plus, les précipitations d'hiver se feront de plus en plus sous forme de pluie, la neige ne tombant qu'à des altitudes supérieures [6] [7] [11].

La littérature scientifique est unanime à conclure à ces changements, même si des désaccords quantitatifs existent sur leur ampleur, désaccords principalement dus aux différents modèles météorologiques futurs utilisés. Il semble aussi admis que l'amplitude de ces changements dépendra significativement de la région et des bassins considérés [8], en particulier de l'altitude moyenne de ces derniers. Indépendamment de ces détails, des scénarios d'évolution climatique dans les régions alpines peuvent être construits et utilisés, qui reflètent qualitativement les évolutions prédites et résumées ci-dessus. Dans cet article nous construisons de tels scénarios dans le but d'évaluer la rentabilité future d'installations hydroélectriques et de guider les investissements dans un secteur où la période d'amortissement s'étendra au-delà de 2050. Partant des changements climatiques, et en particulier hydrologiques, mentionnés plus haut, le volume de la production d'hydroélectricité baissera substantiellement d'ici à 2050, dans des proportions différentes selon les bassins versants considérés. Actuellement malmené par la transition énergétique, le secteur hydroélectrique devrait donc voir ses ressources réduites encore par les changements climatiques. Quel sera le mode de fonctionnement de l'hydraulique de barrage en 2050? Nous allons montrer que les modifications climatiques des apports hydrauliques aux bassins de retenue réduiront le besoin de stockage saisonnier dans notre pays et facilitera à long terme la transition énergétique dans le domaine électrique.

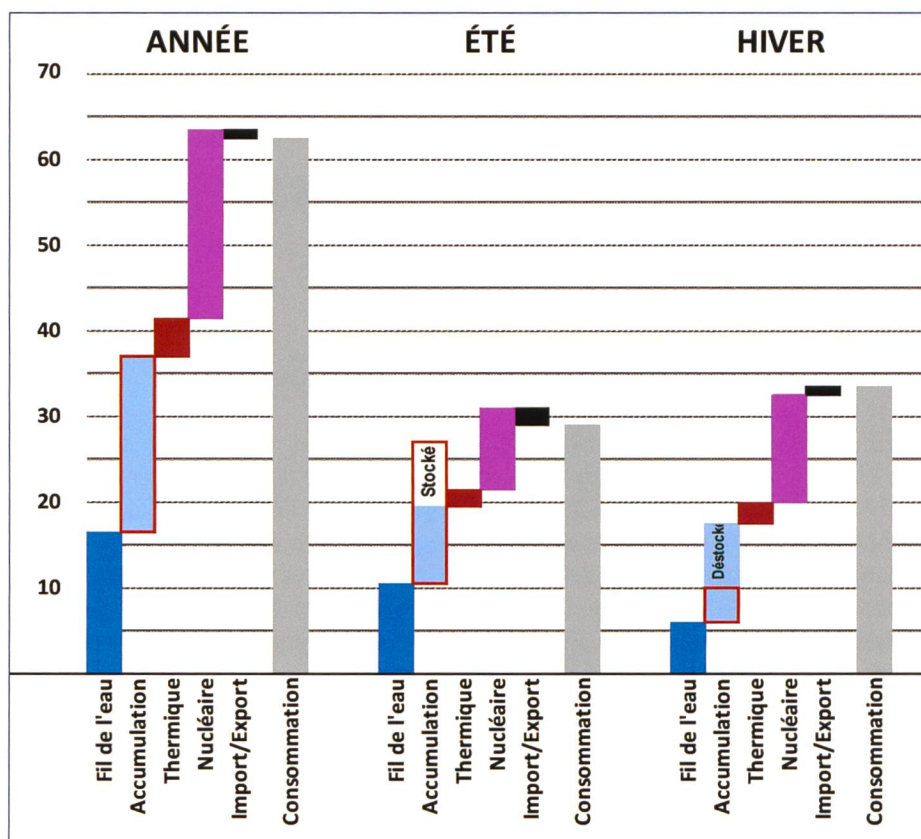


Figure 1. Productions et consommation d'électricité annuelles et saisonnières en Suisse en 2015, en TWh.

2. Situation actuelle

Avant de décrire les modifications de la production hydroélectrique dans notre pays dans les deux paragraphes suivants, nous résumons la situation actuelle dans la Figure 1. Productions et consommation d'électricité sont indiquées pour toute l'année 2015, ainsi que séparément pour les saisons d'été (définition de l'OFEN: d'avril à septembre [13]) et d'hiver (d'octobre à mars). Les apports énergétiques à l'hydraulique d'accumulation (précipitations et eaux de fonte) sont indiqués par un encadrement rouge. Ils sont nettement supérieurs à la production en été et inférieurs en hiver, ce qui met en évidence le rôle crucial de stockage saisonnier de l'hydraulique d'accumulation. Les rectangles noirs indiquent des exportations lorsqu'ils se trouvent au-dessus du rectangle de consommation et des importations dans le cas contraire. La production helvétique de 2015 a été dominée par l'hydraulique d'accumulation (35 %), le nucléaire (34 %) et l'hydraulique au fil de l'eau (25 %) [13].

3. Production et consommation d'électricité en Suisse en 2050

L'approvisionnement électrique de notre pays va être fondamentalement modifié d'ici à 2050: la stratégie énergétique de la

Confédération prévoit la fermeture de nos centrales nucléaires et leur remplacement par des productions majoritairement renouvelables; nos importations seront gouvernées par un marché libéralisé au niveau européen et non par des contrats à long terme; finalement, le mode de fonctionnement de nos centrales hydroélectriques de retenue et au fil de l'eau va être impacté par les changements climatiques mentionnés plus haut. Pour tenir compte de ces aspects, nous modélisons la production et

la consommation d'électricité en 2050 de la manière suivante.

Premièrement, la consommation annuelle d'électricité par habitant est réduite de 15 % par rapport celle de l'année 2000, en accord avec la stratégie énergétique de la Confédération, alors que la population augmente suivant le scénario A de l'OFS [14], à 10.5 millions d'habitants en 2050. Ceci donne une augmentation de la consommation nationale annuelle de 7.5 TWh. D'autre part, de nouveaux rythmes de consommation qui vont se mettre en place en parallèle avec la transition énergétique lisseront l'amplitude journalière des pics de consommation de 5 % et combleront d'autant les creux de consommation par rapport au rythme de consommation actuel. Une électrification accrue, notamment dans le secteur du chauffage domestique, conduira finalement à une augmentation relative de la consommation d'électricité en hiver. On obtient une consommation annuelle d'électricité d'environ 70 TWh, dont 31 TWh en été et 39 TWh en hiver, à comparer avec 62.5 TWh en 2015, dont 28.5 TWh en été et 34 TWh en hiver.

Deuxièmement, la production hydroélectrique est impactée par les changements climatiques. En intégrale annuelle, la production au fil de l'eau est réduite de 5 %. Son pic de fonte des neiges est déplacé d'un mois plus tôt, vers le début avril, et réduit de 10 %. Cette réduction est partiellement compensée par une augmentation des rentrées hivernales, l'augmentation des températures résultant en plus de précipitations sous forme de pluie et moins sous forme de neige. Parallèlement, le remplissage annuel des barrages est lui aussi réduit de 5 %, avec un

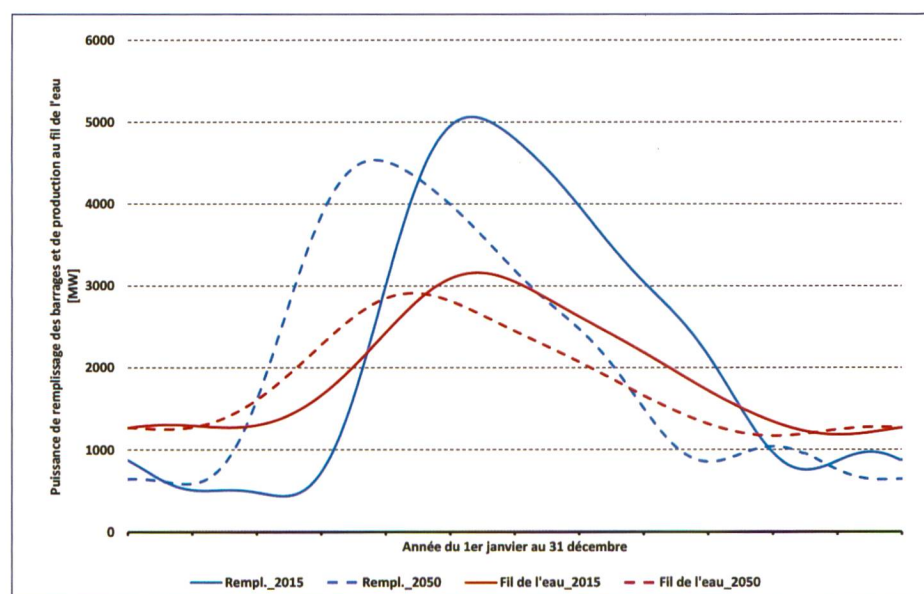


Figure 2. Puissance de remplissage de l'hydraulique d'accumulation (bleu) et de production de l'hydraulique au fil de l'eau (rouge) en Suisse en 2015 et 2050.

pic plus précoce de 6 semaines. Ces évolutions incluent qualitativement les changements prédits dans les études climatologiques précitées [6] [7] [8] [9] [10] [11] [12].

Troisièmement, nous considérons que toutes les centrales nucléaires suisses sont fermées. Leur production annuelle d'environ 24 TWh est remplacée principalement par des productions de nouvelles énergies renouvelables. Pour ces dernières, nous considérons un mix composé de 75 % de solaire photovoltaïque, de 10 % d'éolien et de 15 % de production en ruban qui pourrait provenir de géothermie, de biomasse ou autres. Ce mix est calibré pour que la consommation nationale soit égale à la production électrique annuelle nette, obtenue en soustrayant les possibles pertes par écrêtage des surproductions ponctuelles. Finalement, on utilise tout le potentiel énergétique de l'incinération des déchets et on considère ainsi une augmentation de 50 % de la production électrique des centrales thermiques.

Un déséquilibre saisonnier entre production et consommation existe dans notre pays depuis plusieurs années, qui se traduit par des importations hivernales et des exportations estivales. Avec la montée en puissance de la production photovoltaïque, ce déséquilibre devrait encore s'accroître. Un des buts de la présente étude est d'estimer dans quelle mesure les conséquences du réchauffement climatique sur la production hydroélectrique permettront de le contenir. Afin de rétablir l'équilibre saisonnier, deux scénarios sont considérés. Dans le scénario «production hivernale», on considère des centrales à gaz fonctionnant uniquement pendant les mois d'hiver. Dans le scénario «import/export saisonnier», on étend le mécanisme actuel d'échanges d'énergie électrique avec les pays voisins du nôtre, consistant en des exportations en été compensées exactement par des importations en hiver. Tant la production hivernale des centrales à gaz dans le premier scénario que le volume des échanges dans le second sont à déterminer afin de rétablir l'équilibre entre consommation et production en été comme en hiver.

4. Apports hydrauliques dans les retenues et absorption saisonnière des nouveaux renouvelables

Dans notre pays, l'éolien produit en moyenne autant en hiver qu'en été, ce qui est aussi le cas pour la géothermie, l'utilisation de la biomasse et des déchets. En revanche, toutes les autres productions

d'électricité existantes en 2050 sont caractérisées par une saisonnalité marquée. Les apports de remplissage des réservoirs hydroélectriques sont essentiellement estivaux, actuellement dans un rapport de quatre contre un par rapport aux apports d'hiver. De même, les débits des cours d'eau sont plus importants en été qu'en hiver, ce qui se répercute directement sur la production hydraulique au fil de l'eau.

En 2050, tant l'écart entre la production au fil de l'eau d'hiver et d'été que celui entre les remplissages hivernaux et estivaux des bassins d'accumulation se réduira par effet du réchauffement climatique. La quantité totale d'eau entrant dans les barrages sera réduite, principalement en été, à cause de la disparition des apports de fonte des glaciers [9] [10]. Les apports d'hiver ne seront probablement que peu affectés, et augmenteront même un peu pour les réservoirs de basse altitude, les précipitations se faisant en 2050 plus sous forme de pluie – entrant directement dans les réservoirs – et moins sous forme de neige. Alors qu'actuellement le remplissage des barrages correspond à environ 17.5 TWh en été et 4 TWh en hiver, après soustraction de l'énergie de pompage, nos scénarios tablent sur un remplissage de 14.5 TWh en été et 6 TWh en hiver, en 2050. L'évolution de 2015 à 2050 des puissances de remplissage des bassins

d'accumulation ainsi que de la production de l'hydraulique au fil de l'eau est illustrée en Figure 2.

La forte saisonnalité de production de l'hydraulique au fil de l'eau, ainsi que celle, évidente, de la production solaire photovoltaïque, est déjà aujourd'hui partiellement compensée par l'hydraulique d'accumulation, qui utilise la flexibilité des barrages pour produire plus en hiver. Le transfert d'une partie des apports d'été en production hivernale est possible jusqu'à un certain point déterminé par le remplissage des bassins d'accumulation – la production estivale doit assurer que ces derniers ne débordent pas. Ainsi en 2015, les barrages ont produit 11.5 TWh en été comme en hiver, correspondant à un transfert de 7.5 TWh des apports énergétiques d'été en production hivernale. On estime qu'en utilisant les barrages au plus près de leurs limites, jusqu'à 2 TWh supplémentaires pourraient être transférés, sans augmentation de capacité [15]. Est-ce suffisant?

La Figure 3 montre les productions et consommation hypothétiques de la Suisse en 2050, incluant les changements induits par la transition énergétique, mais sans changement climatique. La production de l'hydraulique d'accumulation a été optimisée de manière à absorber au maximum la saisonnalité des produc-

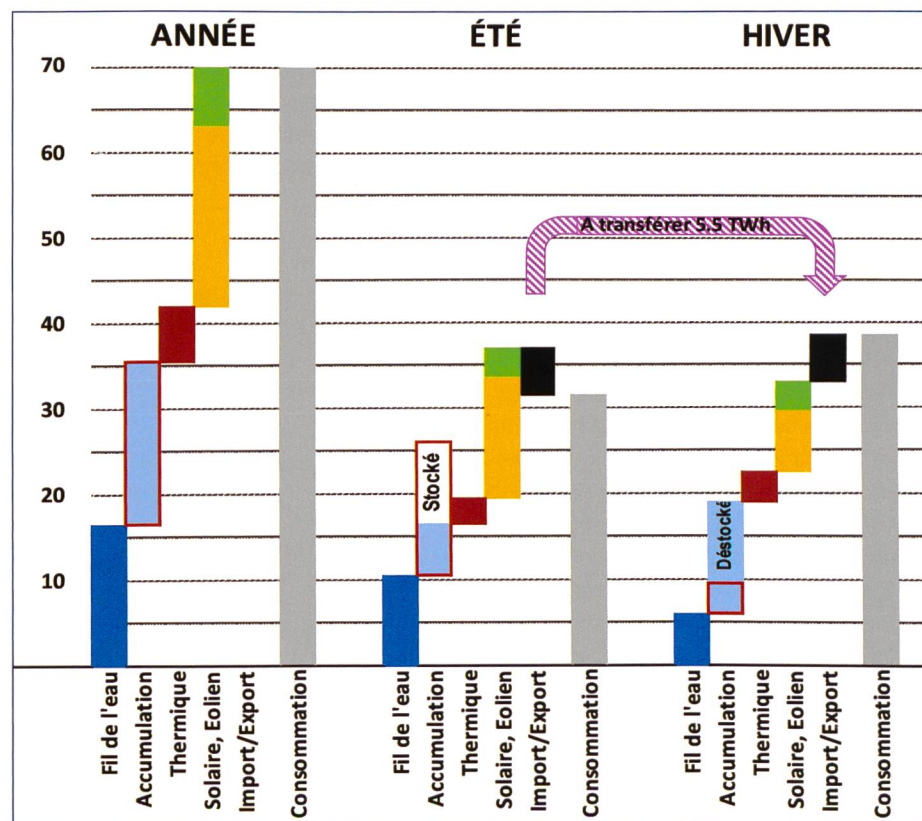


Figure 3. Productions et consommation d'électricité annuelles et saisonnières en Suisse en 2050, en TWh, incluant les changements induits par la transition énergétique, mais sans changement climatique.

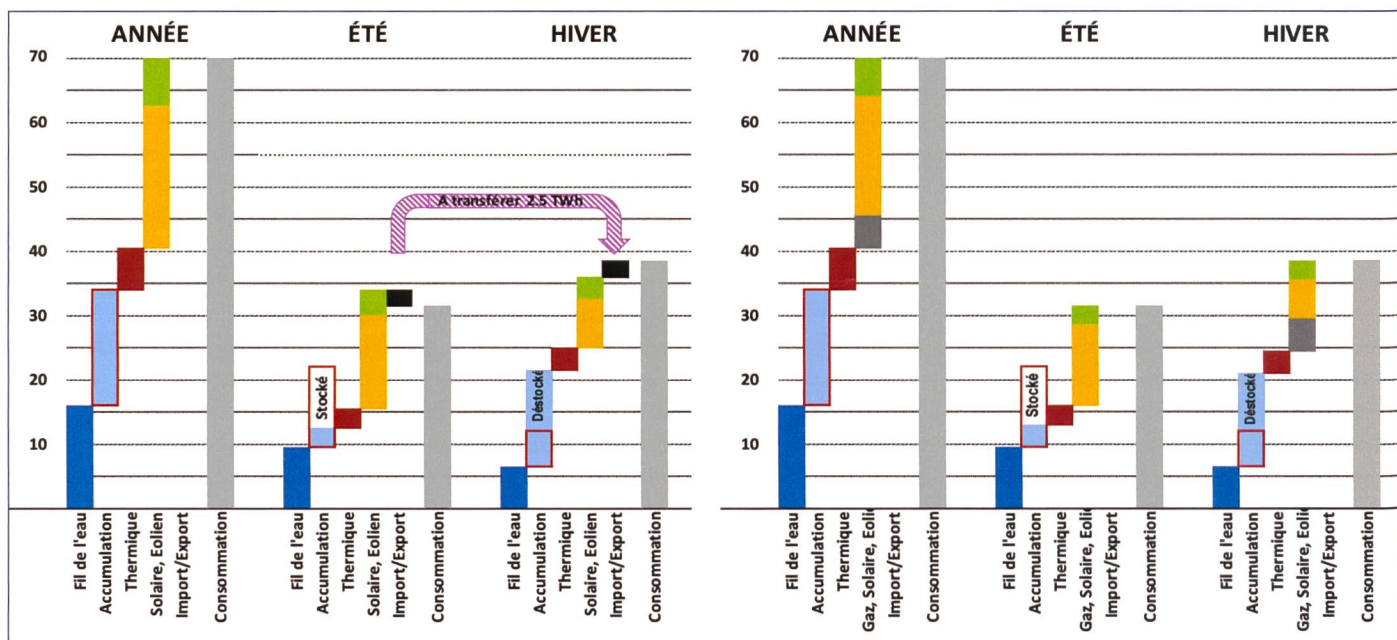


Figure 4. Productions et consommation d'électricité annuelles et saisonnières en Suisse en 2050, en TWh, incluant les changements induits par la transition énergétique et les changements climatiques, pour les scénarios «import/export saisonnier» (gauche) et «production hivernale» (droite).

tions photovoltaïques et au fil de l'eau. On observe que, sous les hypothèses d'évolution des modes de production évoqués plus haut, la Suisse devrait exporter 5.5 TWh d'électricité en été pour importer le même volume en hiver. Alternativement on pourrait penser augmenter la capacité d'accumulation des barrages de la même valeur, ce qui serait bien évidemment utopique, puisque correspondant à 60 % du volume de stockage actuel.

La situation est moins tendue lorsque les changements climatiques sont pris en compte, notamment les modifications des régimes de précipitation et de fonte des neiges résumés en Figure 2. La Figure 4 montre que l'effet combiné de la transition énergétique et des changements climatiques réduit les besoins de transfert de production de l'été vers l'hiver à 2.5 TWh dans un scénario «import/export saisonnier». Alternativement, ce déséquilibre saisonnier peut également être absorbé par mobilisation hivernale de centrales à gaz, qui devraient alors produire environ 5 TWh, contre 10 TWh sans changement climatique. La Table 1 compare la situation avec et sans changement climatique. Elle permet d'estimer la capacité de transfert énergétique de ces changements à environ 3 TWh.

5. Absorption journalière des nouvelles énergies renouvelables

Nos calculs heure par heure, soumis à la contrainte que les bassins d'accumulation ne doivent jamais s'assécher ni ne dépasser

Scénario	Import/Export	Production hivernale
Sans réchauffement climatique	5.5 TWh	10 TWh
Avec réchauffement climatique	2.5 TWh	5 TWh

Table 1. Quantité d'importation d'hiver/d'exportation d'été (scénario «import/export saisonnier») ou de production hivernale de centrale à gaz nécessaire à l'absorption des saisonnalités de production en 2050 sans et avec changements climatiques.

ser leur cote maximale actuelle de 8.8 TWh montrent que la production hydroélectrique d'accumulation peut garantir en tout temps l'équilibre entre consommation et production, pour autant qu'une puissance de pompage-turbinage de 4 GW soit disponible. Cette puissance sera déjà mo-

bilisable en 2020, après la mise en service des centrales de Linth-Limmern et Nant-de-Drance. La Figure 5 illustre le changement de régime d'utilisation de l'hydraulique d'accumulation entre 2015 et 2050, suivant la transition énergétique couplée aux changements climatiques.

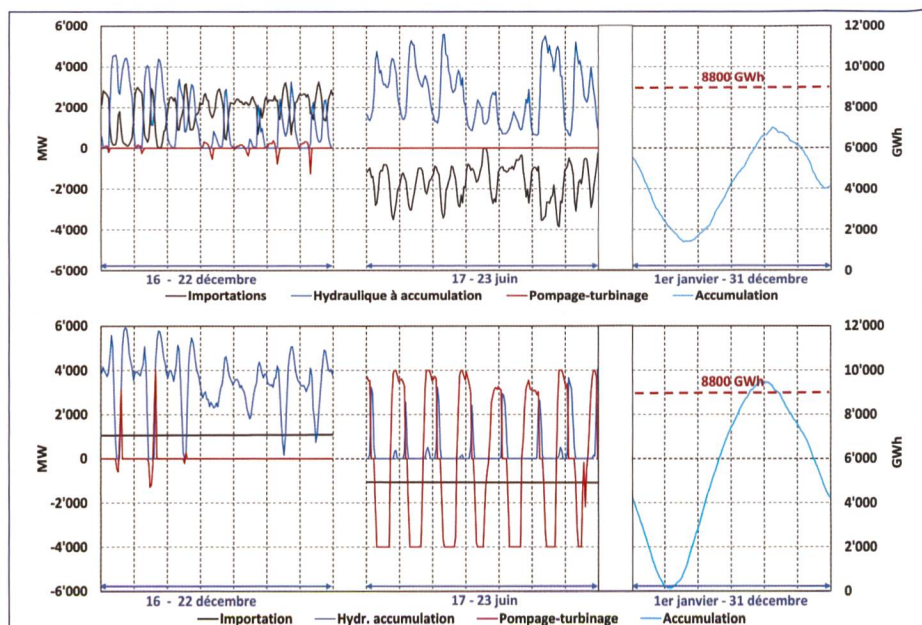


Figure 5. Echange import/export, production de l'hydraulique d'accumulation conventionnelle et des stations de pompage-turbinage et niveau des bassins d'accumulation en 2015 (haut; réel) et 2050 (bas; calculé selon scénario «import/export saisonnier»).

On observe, premièrement, une augmentation de production en hiver et une baisse en été, nécessaire pour absorber la production photovoltaïque excédentaire en été. Ce nouveau régime de production pousse les barrages vers leur limite de capacité. Deuxièmement, le recours au stockage journalier – dans le cas de notre étude, le pompage-turbinage – sera indispensable afin d'établir l'équilibre production/consommation à l'échelle de la journée. Il s'agira d'absorber les fluctuations de la production photovoltaïque. Comme celle-ci atteindra une puissance pic d'environ 18 GW_p, une absorption complète nécessiterait une puissance de pompage-turbinage de 8 GW_p pour une capacité de 80 GWh, soit un doublement du volume de pompage-turbinage prévu en 2020. Les conditions économiques futures décideront de l'opportunité de tels investissements, que nous n'avons pas pris en compte dans la présente étude, optant plutôt pour un écrêtage de la production photovoltaïque lorsque sa production dépasse la consommation augmentée de la puissance de pompage. Cet écrêtage correspond à un peu moins de 5 TWh par an.

6. Conclusions

Le mode de production électrique de notre pays est marqué par une forte variation saisonnière: Nous produisons trop d'énergie électrique en été, et pas assez en hiver. Cette variation est appelée à s'amplifier avec la transition énergétique, en particulier avec le déploiement important de solaire photovoltaïque qui lui est associé. Les résultats de notre étude indiquent clairement que les évolutions climatiques à venir, en particulier les régimes futurs de précipitations et de fonte des neiges atténueront sensiblement cette variation saisonnière. Mais l'atténuation ne sera pas complète et il restera 2.5 TWh d'énergie électrique à transférer d'été en hiver. Ceci pourrait se faire soit par des échanges importation/exportation comparables, à ceux déjà existant entre notre pays et ses voisins, soit par la mise en service de centrales à gaz produisant 5 TWh annuellement, essentiellement en hiver. Dans ce dernier cas, environ 1 GW de puissance de production à gaz sera nécessaires, émettant 1 million de tonnes de CO₂ par année représentant une augmentation de 2.5 % des émissions actuelles de notre pays.

Finalement, nous concluons que la puissance de stockage par pompage-turbinage installée en Suisse à l'horizon 2020 sera suffisante pour absorber les

fluctuations journalières de production. L'écrêtage de production photovoltaïque de 5 TWh annuels mentionné plus haut sera certainement réduit par le déploiement local de solutions de stockage, par exemple par des batteries Li-ion.

Le secteur hydroélectrique sera un acteur important de la transition énergétique dans notre pays. Il semble être d'ores et déjà bien calibré pour faire face aux défis à venir et nous ne voyons pas d'investissement infrastructurel majeur à effectuer dans ce secteur à la lumière des changements climatiques à venir.

Sources

- [1] IPCC, «Climate Change 2014 – Synthesis Report», 2014.
- [2] A. Gobiet, S. Kotlarski, M. Beniston, G. Heinrich, J. Rajczak and M. Stoffel, «21st century climate change in the European Alps – A review», *Science of the Total Environment*, vol. 493, p. 1138, 2014.
- [3] M. Fischer, M. Huss, C. Barboux, M. Hoelzle, «The new Swiss Glacier Inventory SGI2010», *Arctic, Antarctic and Alpine Research*, vol. 46, p. 933, 2014.
- [4] M. Fischer, M. Huss, M. Hoelzle, «Surface elevation and mass changes of all Swiss glaciers 1980–2010», *The Cryosphere*, vol. 9, p. 525, 2015.
- [5] M. Beniston, «August 2005 intense rainfall event in Switzerland: Not necessarily an analog for strong convective events in a greenhouse climate», *Geophys. Res. Lett.*, vol. 33, p. L05701, 2006.
- [6] M. Hill-Clarvis, S. Fatichi, A. Allan, J. Fuhrer, M. Stoffel, F. Romerio, L. Gaudard, P. Burlando, M. Beniston, E. Xoplaki, A. Toreti, «Governing and managing water resources under changing hydro-climatic contexts: The case of the upper Rhone basin», *Environmental Science and Policy*, vol. 43, p. 56, 2014.
- [7] M. Beniston, M. Stoffel, M. Hill, «Impacts of climatic change on water and natural hazards in the Alps: Can current water governance cope with future challenges? Examples from the European «ACQWA» project», *Environmental Science and Policy*, vol. 14, p. 734, 2011.
- [8] B. Lustenberger, B. Schaedler, «Les effets du changement climatique sur l'utilisation de la force hydraulique», *Matériaux pour l'Hydrologie de la Suisse*, vol. 38, septembre 2011.
- [9] B. Schaeffli, B. Hingray, A. Musy, «Climate change and hydropower production in the Swiss Alps: quantification of potential impacts and related modelling uncertainties», *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 11, p. 1191, 2007.
- [10] S. Terrier, F. Jordan, A. Schleiss, W. Haeberli, C. Huggel, M. Kuenzler, «Optimized and adapted hydropower management considering

glacier shrinkage scenarios in the Swiss Alps», in *Dams and Reservoirs under Changing Challenges*, London, Taylor and Francis, 2011.

- [11] S. Fatichi, S. Rimkus, P. Burlando, R. Bordoy, «Does internal climate variability overwhelm climate change signals in streamflow? The upper Po and Rhone basin case studies», *Sci. Total Environ.*, vol. 493, p. 1171, 2014.
- [12] D. Finger, G. Heinrich, A. Gobiet, A. Bauer, «Projections of future water resources and their uncertainty in a glacierized catchment in the Swiss Alps and the subsequent effects on hydropower production during the 21st century», *Water Resources Research*, vol. 48, p. W02521, 2012.
- [13] Office Fédéral de l'Énergie, «Statistique suisse de l'électricité 2015», 2015.
- [14] Office Fédéral de la Statistique, «Les scénarios de l'évolution de la population de la Suisse 2015–2045», 2015.
- [15] M. Bonvin, P. Jacquod, «Tournant énergétique dans le secteur électrique – mode d'emploi», *Bulletin AES/Electrosuisse*, 11, 2015.

Adresse des auteurs

Prof. Michel Bonvin est physicien de l'École polytechnique fédérale de Zurich où il a obtenu un titre de docteur en sciences naturelles. Actuellement consultant dans le domaine de l'énergie, il a été jusqu'en 2014 professeur à la HES-SO Valais et a déployé des activités de recherche en énergie (énergétique du bâtiment, processus industriels).

bom@netplus.ch

Prof. Philippe Jacquod est physicien de l'École polytechnique fédérale de Zurich. Il a obtenu un titre de docteur en sciences naturelles de l'Université de Neuchâtel. Il a effectué des séjours postdoctoraux aux Universités de Yale (USA) et Leiden (Pays-Bas) et a été professeur de physique à l'Université d'Arizona. Depuis 2013, il est professeur à la HES-SO/Valais où il dirige une équipe de recherche active dans le domaine de l'énergie.

HES-SO Valais, CH-1950 Sion,
philippe.jacquod@hevs.ch



Werden Sie Mitglied
beim Schweizerischen
Wasserwirtschaftsverband

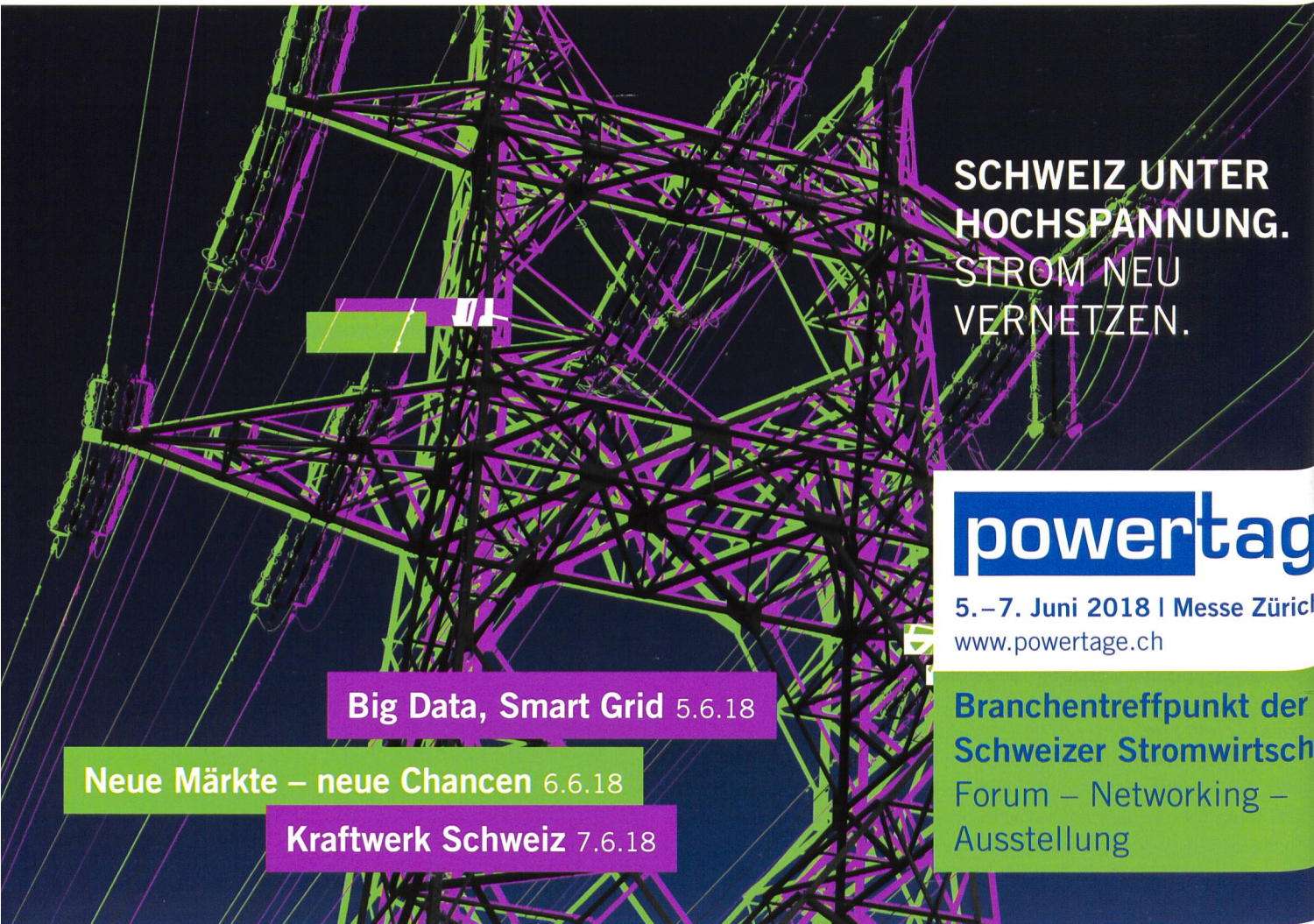
Abonnieren Sie unsere
Fachzeitschrift
«Wasser Energie Luft»

Bestellen Sie unsere
Verbandsschriften

Näheres finden Sie unter:
www.swv.ch



Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Association suisse pour l'aménagement des eaux
Associazione svizzera di economia delle acque



SCHWEIZ UNTER
HOCHSPANNUNG.
STROM NEU
VERNETZEN.

power|tag

5.–7. Juni 2018 | Messe Zürich
www.powertage.ch

Big Data, Smart Grid 5.6.18

Neue Märkte – neue Chancen 6.6.18

Kraftwerk Schweiz 7.6.18

Branchentreffpunkt der
Schweizer Stromwirtschaft
Forum – Networking –
Ausstellung

Partner



 Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Association suisse pour l'aménagement des eaux
Associazione svizzera di economia delle acque



 Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra
Bundesamt für Energie BFE

swissmig 

Hauptmedienpartner

Handelszeitung