



Berne, le 12 mai 2021

Consommation d'électricité. Quelle quantité annuelle d'électricité les appareils pilotés par les fournisseurs d'électricité tels que les chauffe-eau électriques, les chauffages à accumulation, les pompes à chaleur, les installations de pompage-turbinage, etc., consomment-ils en Suisse?

Rapport du Conseil fédéral
en réponse au postulat 16.3890 Grossen du
30 septembre 2016

Référence: OFEN-471.3-19/22/16



Table des matières

Liste des illustrations	3
Liste des tableaux	3
Résumé	4
1 Introduction	6
1.1 Contexte et objectif.....	6
1.2 Vue d'ensemble du rapport	6
1.3 Postulat 16.3890	6
1.3.1 Teneur du postulat.....	6
1.3.2 Réponse du Conseil fédéral	7
1.3.3 Traitement par les Chambres	8
2 Gestion de la demande (<i>Demand Side Management</i>)	8
2.1 Flexibilité actuellement utilisée du côté de la consommation	9
2.1.1 Utilisation par les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE)	9
2.1.2 Utilisation par d'autres acteurs	10
2.2 Potentiel de la gestion de la demande	10
2.2.1 Mesure du potentiel	10
2.2.2 Répartition temporelle du potentiel.....	12
2.2.3 Évolution future.....	13
2.3 Digression: numérisation et infrastructure de données (centre de données)	13
2.4 Obstacles	14
2.5 Solutions envisagées et nécessité de réglementer.....	16
3 Autres mesures	18
3.1 Couplage des secteurs.....	18
3.2 Consommation propre et négoce <i>peer-to-peer</i>	19
3.3 Accumulateurs.....	19
3.4 Couplage chaleur-force	20
3.5 Efficacité énergétique	21
4 Perspectives énergétiques 2050+	23
5 Conclusion	24
6 Liste des sources citées dans le document	26

Liste des illustrations

Illustration 1: Potentiel DSM minimum et maximum de tous les secteurs [en GW] (BET, 2019).....	11
Illustration 2: Évolution de la production brute d'électricité pendant le semestre d'hiver et d'été dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020).....	23

Liste des tableaux

Tableau 1: Systèmes de commande au service du réseau (OFEN, 2020)	9
---	---

Résumé

Déposé le 30 septembre 2016 par le conseiller national Jürg Grossen (parti vert/libéral), le postulat 16.3890 intitulé «Consommation d'électricité. Quelle quantité annuelle d'électricité les appareils pilotés par les fournisseurs d'électricité tels que les chauffe-eau électriques, les chauffages à accumulation, les pompes à chaleur, les installations de pompage-turbinage, etc., consomment-ils en Suisse?» charge le Conseil fédéral d'indiquer dans un rapport le besoin naturel en électricité non pilotée en Suisse pour des périodes types. Sur la base de ces éléments, le rapport exposera les chances et les risques d'une baisse de l'énergie en ruban sur le réseau suisse et indiquera également quelles mesures éventuelles il serait utile ou nécessaire de prendre à moyen ou à long terme dans le domaine de l'énergie en ruban sans recourir au nucléaire suisse.

En Suisse, une grande incertitude entoure encore aujourd'hui les volumes précis qui sont utilisables et utilisés dans le cadre de la gestion de la demande (*Demand Side Management*, DSM). Une étude (BET, 2019) mandatée par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) devait déterminer le report de charge actuel. Cette étude et des enquêtes menées auprès des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE) ont cependant mis en exergue l'insuffisance de la base de données, de sorte qu'aucune quantification complète n'a pu être réalisée. La requête du postulat, à savoir indiquer l'ampleur actuelle de la consommation électrique que les consommateurs reportent intentionnellement, ne peut donc pas être satisfaite. En lieu et place, le potentiel effectivement disponible pour gérer la demande en Suisse a été analysé à l'aide de statistiques et de rapports. Cette gestion englobe les mesures de réduction, d'augmentation ou de report de la charge que des tiers peuvent appliquer directement ou indirectement pour optimiser économiquement un système énergétique. D'après les résultats, le potentiel sociotechnique de la gestion de la demande s'inscrit entre 530 et 870 MW pour l'extinction des applications de consommation et entre 590 et 960 MW pour leur mise en marche. D'autres prestataires de flexibilité tels que l'électromobilité ou les pompes à chaleur viendront s'y ajouter à l'avenir. Selon l'étude sur la gestion de la demande, le potentiel correspondant n'est utilisé que partiellement en Suisse, notamment car celle-ci dispose d'un système suffisamment flexible grâce à son portefeuille de production actuel et la demande de DSM y est donc encore faible. Compte tenu de cet inconvénient tarifaire relatif, aucun marché opérationnel de la gestion de la demande ne s'est développé et il n'existe guère d'incitations pour remédier à un éventuel manque d'informations. Par ailleurs, d'autres obstacles, qui vont d'une définition peu flexible des tarifs d'utilisation du réseau à une ouverture déficiente du marché, entravent l'accès à un marché de la gestion de la demande. Divers travaux contribuant à supprimer ces obstacles sont déjà en cours dans le cadre de l'élaboration de la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité [LApEI] et de la loi sur l'énergie [LEne]) et d'autres activités de l'OFEN.

En plus de la gestion de la demande, d'autres moyens permettent d'adapter le système énergétique à la disparition de l'énergie en ruban issue des centrales nucléaires et de mieux intégrer les nouvelles énergies renouvelables. Le couplage des secteurs jouera un rôle important à l'avenir. S'ils sont couplés, les secteurs de l'électricité, de la chaleur et de la mobilité pourront être pilotés intelligemment du point de vue du système global. En outre, l'accroissement de la consommation propre des producteurs d'énergie photovoltaïque grâce à des systèmes intelligents de gestion de l'énergie, un pilotage des consommateurs et des accumulateurs domestiques décentralisés contribuera à harmoniser la production et la consommation. De plus, les grands accumulateurs et, à titre complémentaire, les installations de couplage chaleur-force (installations CCF) concourront à l'avenir à garantir la sécurité de l'approvisionnement. Actuellement insuffisante en raison de plusieurs obstacles, l'exploitation du potentiel d'efficacité aura elle aussi un rôle majeur. Outre les instruments existants, d'autres mesures sont prévues dans la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables et dans la loi sur le CO₂ entièrement révisée.

Les Perspectives énergétiques 2050+ ont été publiées le 26 novembre 2020. Leurs scénarios montrent que la Suisse peut transformer son approvisionnement en énergie pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050 tout en garantissant la sécurité de ce dernier. Pour ce faire, un système énergétique

Référence: OFEN-471.3-19/22/16

efficace et flexible constitue la principale condition. Ces perspectives présentent plusieurs voies de développements technologiques envisageables pour atteindre l'objectif de zéro émission nette et posent ainsi les bases décisionnelles relatives aux mesures et aux objectifs à venir.

1 Introduction

1.1 Contexte et objectif

Le 21 mai 2017, le peuple suisse a accepté la révision de la loi sur l'énergie (LEne) et, par la même occasion, la sortie progressive du nucléaire en Suisse. Révisé simultanément, le droit régissant l'énergie nucléaire n'autorise plus depuis le 1^{er} janvier 2018 la construction de nouvelles centrales ou des modifications majeures de centrales existantes, qui elles peuvent continuer d'être exploitées tant qu'elles sont réputées sûres. Le 20 décembre 2019, la centrale nucléaire de Mühleberg a été la première en Suisse à être déconnectée du réseau. Quatre centrales nucléaires sont encore en fonctionnement. La dernière sera arrêtée en 2034 si l'on considère une durée de vie de 50 ans et en 2044 si l'on table sur une durée de vie de 60 ans. La future organisation du système énergétique est liée à la stratégie tant énergétique que climatique. Le 28 août 2019, le Conseil fédéral a décidé que d'ici à 2050, la Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (Conseil fédéral, 2019). Le système énergétique doit être adapté aux nouvelles conditions en raison de la sortie du nucléaire, du renforcement de l'efficacité énergétique, du développement des énergies renouvelables et de l'objectif de zéro émission nette qui est inscrit dans la politique climatique. À l'avenir, la production d'énergie sera plus décentralisée et plus volatile que ce n'est aujourd'hui le cas avec de grandes installations centralisées. De plus, le système énergétique doit être décarboné d'ici à 2050, ce qui implique une vaste électrification des secteurs de la chaleur et de la mobilité.

La flexibilité jouera un rôle important dans la future organisation du système énergétique. Le présent rapport examine les différentes possibilités pour flexibiliser la consommation d'électricité et accroître l'efficacité énergétique ainsi que les obstacles correspondants. Il expose également des solutions éventuelles et la nécessité d'adapter le cadre réglementaire.

1.2 Vue d'ensemble du rapport

Le premier chapitre reprend la teneur et le développement du postulat 16.3890. L'avancement du processus politique et les affaires apparentées y sont indiqués. Le deuxième chapitre évalue le potentiel de la gestion de la demande en électricité (*Demand Side Management*, DSM) en Suisse et présente les obstacles à son exploitation ainsi que les solutions éventuelles. Le troisième chapitre répertorie d'autres facteurs pertinents pour le futur système énergétique, tandis que le quatrième chapitre donne un aperçu du système énergétique 2050 en s'appuyant sur les résultats des Perspectives énergétiques 2050+. Enfin, le cinquième et dernier chapitre récapitule les principaux enseignements du rapport.

1.3 Postulat 16.3890

1.3.1 Teneur du postulat

Le 30 septembre 2016, le conseiller national Jürg Grossen (parti vert libéral) et quinze cosignataires ont déposé auprès du Conseil national le postulat 16.3890 «Consommation d'électricité. Quelle quantité annuelle d'électricité les appareils pilotés par les fournisseurs d'électricité tels que les chauffe-eau électriques, les chauffages à accumulation, les pompes à chaleur, les installations de pompage-turbine, etc., consomment-ils en Suisse?».

Ce postulat a la teneur suivante:

Texte déposé

Le Conseil fédéral est chargé d'indiquer dans un rapport combien d'électricité consomment chaque année en Suisse les appareils pilotés par les fournisseurs d'électricité tels que les chauffe-eau électriques, les chauffages à accumulation, les pompes à chaleur et les installations de pompage-turbine. Ce rapport déterminera ou évaluera la quantité annuelle d'électricité à raison de laquelle les consommateurs optent pour des plages horaires à bas tarif (par ex. pour des lave-linge, lave-vaisselle et machines industrielles à départ programmable). Il précisera également à quelles heures

du jour et de la nuit et à quelles périodes de l'année ces appareils pilotables fonctionnent aujourd'hui. Il établira et présentera dans un graphique simple et clair le volume de la demande non pilotée en Suisse pour des journées/nuits/semaines types durant l'année.

Sur la base de ces éléments, le rapport exposera de manière fiable les chances et les risques d'une baisse de l'énergie en ruban sur le réseau suisse, et indiquera quelles mesures éventuelles il serait utile ou nécessaire de prendre à moyen ou à long terme dans le domaine de l'énergie en ruban sans recourir au nucléaire suisse.

Développement

La nécessité de disposer de quantités élevées d'électricité en ruban est régulièrement évoquée dans le contexte de la Stratégie énergétique 2050 et des débats entourant l'initiative populaire «Sortir du nucléaire» ou la sécurité de l'approvisionnement. Mais on oublie très souvent que de nombreux appareils gros consommateurs d'électricité sont alimentés depuis plusieurs années en énergie pendant les heures de faible charge soit par les fournisseurs d'électricité, soit en raison d'incitations tarifaires, parce qu'il y a une quantité élevée de courant en ruban sur le réseau. Le système électrique suisse repose aujourd'hui davantage sur des installations décentralisées générant une production d'électricité irrégulière (photovoltaïque, éolien, hydraulique). Le système de pilotage actuel (effacement de consommation électrique par télécommande centralisée) a été mis en place il y a de nombreuses années parce qu'il y avait trop d'électricité en ruban sur le réseau, électricité qui était payée par le biais de la facture d'électricité des consommateurs. Ce système de pilotage peut être utilisé à l'avenir pour corrélérer de façon optimale les appareils consommateurs pilotables avec les nouvelles installations de production. Le rapport devra fournir une base solide et fiable pour ce changement de système.

1.3.2 Réponse du Conseil fédéral

Le 16 novembre 2016, le Conseil fédéral a proposé de rejeter le postulat au motif suivant:

À l'heure actuelle, l'effacement de consommation électrique par télécommande centralisée permet aux entreprises d'approvisionnement en énergie de piloter une partie de la consommation des chauffages à accumulation, des chauffe-eaux électriques et des pompes à chaleur dans les bâtiments d'habitation, ainsi que celle des processus d'exploitation de l'industrie et des entreprises de services. Par ailleurs, dans de nombreux réseaux de distribution, la structure tarifaire (tarifs haut et bas) incite les consommateurs à faire fonctionner des appareils comme les lave-vaisselle et les lave-linge durant les plages horaires à bas tarif.

Dans le cadre de la statistique de l'électricité, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) effectue auprès des entreprises d'approvisionnement en énergie des relevés de la production et de la consommation d'électricité sur une base mensuelle. Il tient également une statistique hebdomadaire en relevant les données tous les mercredis. Chaque troisième mercredi du mois, la puissance/charge pour la production et la consommation est aussi mesurée au cours de la journée. La consommation des pompes d'accumulation est indiquée séparément. La consommation annuelle des pompes à chaleur électriques est aussi publiée dans la statistique de l'électricité. Il n'existe par contre aucune base statistique distinguant la consommation des appareils en fonction de leur pilotage ou non.

À l'avenir, les reports de la charge, qui relèvent du mécanisme de gestion de la demande (en anglais «demand side management», DSM), vont augmenter en raison des nouvelles avancées technologiques. Les compteurs intelligents, ou «smart meters», soutiennent les modèles d'activités qui reposent sur les reports de la charge et ils devraient être introduits dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050. La flexibilité que la gestion de la demande apporte aux réseaux constitue un élément crucial des réseaux intelligents, les «smart grids». Par conséquent, l'OFEN a procédé à de premières analyses en vue de l'introduction du comptage intelligent en Suisse. Celles-ci portaient

sur les potentiels de report de la charge dans les secteurs des ménages, de l'industrie et des services (étude d'impact «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz», en allemand, avec résumé en français; <http://www.news.admin.ch/news/message/attachments/27519.pdf>). L'OFEN avait déjà abordé ce thème dans d'autres études (par ex. l'étude trilatérale sur l'avenir des centrales hydrauliques à pompage-turbinage de 2014, cf. communiqué de presse de l'OFEN du 18 août 2014: www.ofen.admin.ch > Documentation > Informations aux médias). La gestion de la demande peut à l'avenir apporter une contribution importante sur le marché de l'électricité, mais il n'existe pas de données solides concernant les reports de la charge dus au pilotage à l'heure actuelle.

Le postulat Nordmann 15.3583, «Comprendre les causes de la nouvelle tendance légèrement baissière dans la consommation d'électricité», adopté par le Conseil national, demande au Conseil fédéral d'établir un rapport sur les déterminants structurels de l'évolution de la consommation d'électricité. Les usages tels que le chauffage de locaux (chauffages électriques, pompes à chaleur), la production d'eau chaude (notamment les chauffe-eaux), les appareils électriques ou encore les installations et procédés industriels depuis 2000 y seront décrits. Cependant, s'il est possible de définir le nombre de consommateurs susceptibles d'être pilotés, on ne peut par contre pas déterminer les courbes de charges quotidiennes de ces consommateurs en raison de l'absence de données de référence. Les données disponibles concernant l'évolution de la consommation d'électricité seront intégrées au rapport susmentionné d'ici fin 2017. Récolter des informations supplémentaires, comme le demande l'auteur du postulat, nécessiterait un développement important des bases statistiques, qui entraînerait des coûts supplémentaires considérables pour le secteur de l'électricité. En effet, suivant le genre de présentation, le secteur ne dispose pas de l'ensemble des bases statistiques; il faudrait par conséquent effectuer des relevés directs auprès des entreprises et des ménages, ce qui représenterait un important surcroît de travail pour ces organes (et pour l'administration).

1.3.3 Traitement par les Chambres

Le Conseil national a adopté le postulat 16.3890 le 8 mars 2018.

2 Gestion de la demande (*Demand Side Management*)

La gestion de la demande peut être définie comme suit:

«La gestion de la demande englobe des mesures que des tiers peuvent appliquer directement ou indirectement pour optimiser économiquement un système énergétique et exercer une influence sur la consommation d'électricité objective habituelle des clients finaux.»

En l'espèce, la charge peut être réduite, augmentée ou reportée. La gestion de la demande peut donc revêtir une importance croissante dans un futur système comportant une production de plus en plus volatile. Le potentiel déjà disponible (et partiellement utilisé) et le futur potentiel sont pertinents pour quantifier la contribution correspondante.

Comme indiqué dans les sections ci-après, une grande incertitude entoure encore aujourd'hui les volumes précis qui sont utilisables et utilisés en Suisse dans le cadre de la gestion de la demande, notamment car le pays dispose d'un système flexible grâce à son portefeuille de production et à sa consommation actuels. Les incitations financières visant à ce que les consommateurs déterminent leur propre potentiel DSM et les prestataires proposent une offre de service correspondante pour l'exploiter sont donc réduites. Il est dès lors difficile de collecter des données, comme l'ont révélé une étude sur le potentiel DSM en Suisse, appelée étude DSM ci-après (BET, 2019), et des enquêtes auprès des entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE).

Cette situation évoluera à mesure que la transition énergétique progressera. En plus des futures opportunités financières induites par l'amélioration des conditions-cadres en vue d'un marché de la flexibilité (cf. chap. 2.5, section sur les incitations économiques, et le «principe ORARE» [optimisation

du réseau avant renforcement avant extension] selon l'art. 9b LApEI), l'OFEN entend renforcer la collecte des données correspondantes, l'accès et la coordination des acteurs (cf. chap. 2.1.1 pour les gestionnaires de réseaux et chap. 2.5, section «Infrastructure de données énergétiques basée sur un centre de données (*datahub*)», pour les détenteurs de flexibilité) et renforcer la prise de conscience quant aux possibilités du DSM (chap. 2.5, section «Campagnes d'information»).

2.1 Flexibilité actuellement utilisée du côté de la consommation

2.1.1 Utilisation par les entreprises d'approvisionnement en énergie (EAE)

De nombreuses EAE utilisent d'ores et déjà une gestion de la charge au service du réseau pour réduire les pics de charge ou transférer les charges flexibles vers les périodes nocturnes. Grâce à des télécommandes centralisées, elles peuvent piloter partiellement la consommation d'électricité des chauffages à accumulation, des chauffe-eau et des pompes à chaleur dans les immeubles d'habitation ainsi que celle des processus d'application dans les entreprises industrielles et tertiaires. La transformation des réseaux en réseaux intelligents (*smart grids*) et l'utilisation des technologies de l'information et de la communication engendrent des réseaux électriques aux possibilités supplémentaires pour exploiter la flexibilité (p. ex. gestion de la charge). Des commandes intelligentes permettent d'équilibrer la production fluctuante de l'électricité issue des énergies renouvelables ainsi que la consommation de courant et contribuent à une exploitation efficace et fiable tant du système que du réseau. Dans le cadre du monitoring de la Stratégie énergétique 2050, l'OFEN a commencé à collecter des données sur la consommation propre ainsi que sur le déploiement des compteurs intelligents (*smart meters*) et des systèmes de commande et de réglage intelligents auprès des gestionnaires de réseaux de distribution. Débutée en 2019 pour l'année de livraison 2018, cette collecte de données par zone de desserte est désormais annuelle.

Comme l'indique le Tableau 1, environ 1 500 000 systèmes de commande et de réglage, dont près de 100 000 nouveaux systèmes de commande (6,7%), ont été utilisés en Suisse chez les consommateurs finaux pour l'année de livraison 2019. Les autres installations sont des systèmes conventionnels de télécommandes centralisées. De même, on compte quelque 3300 systèmes de commande chez les producteurs d'électricité.

Tableau 1: Systèmes de commande au service du réseau (OFEN, 2020)

Installations	Nombre
Systèmes de commande au service du réseau chez les consommateurs d'électricité (niveau de réseau 7)	1 396 404
Nouveaux systèmes de commande au service du réseau chez les consommateurs d'électricité (niveau de réseau 7)	100 904
Nouveaux systèmes de commande au service du réseau chez les producteurs (niveau de réseau 7)	3 308

Cela permet de suivre le déploiement des dispositifs de pilotage chez les consommateurs d'électricité en Suisse. Il est cependant plus difficile de déterminer le volume effectivement piloté et l'influence concrète sur les courbes de consommation. Les gestionnaires de réseaux ne mesurent pas uniformément la performance qu'ils pilotent, ce qui entrave son recensement précis. La conception des systèmes de commande est extrêmement variée. Par exemple, certains comportent de nombreux groupes de commande restreints qui se bloquent automatiquement dès qu'une limite de puissance est atteinte. Les systèmes de commande ne visent pas à gérer une puissance aussi élevée que possible, mais à casser

les pics de puissance individuels pour ménager les composants du réseau. Ces valeurs et leur disponibilité sont donc très disparates d'un gestionnaire de réseau à un autre, de sorte qu'elles peuvent difficilement être agrégées dans une statistique nationale.

Des informations qualitatives complémentaires sur la consommation d'électricité pilotée en Suisse ont été obtenues dans le cadre d'une étude DSM (BET, 2019), qui s'appuie sur une enquête menée auprès de 26 EAE représentatives, de différentes tailles, dans les sept régions principales (Arc lémanique, Mittelland, Suisse du Nord-Ouest, Zurich, Suisse orientale, Suisse centrale, Tessin). Eu égard au faible taux de réponse de 23% (six entreprises), les indications suivantes ne sont données qu'à titre d'exemple.

Concernant l'utilisation actuelle de la flexibilité par les gros consommateurs, une entreprise a déclaré que la flexibilité était surtout proposée sur le marché des puissances de réglage secondaire et tertiaire, mais les activations de courte durée (de 5 à 60 min.) sont peu nombreuses. Une autre EAE a expliqué que des déconnexions se produisaient quotidiennement sur le réseau durant les périodes de charge élevée pour veiller à une répartition équilibrée de la charge en ventilant les heures d'allumage.

De plus, les EAE commutent en général chaque jour la flexibilité des entreprises artisanales et tertiaires (< 100 000 kWh) pour réduire la charge de pointe et équilibrer la répartition de la charge. Il s'agit principalement de chauffe-eau, de pompes à chaleur, de chauffages électriques et d'installations frigorifiques. Selon le gestionnaire de réseau et l'application, des plages de plusieurs minutes à plusieurs heures sont transférées. La majeure partie de la flexibilité pilotée par les EAE se trouve chez des ménages privés, des technologies relatives au chauffage et à l'eau chaude étant là aussi commandées. Aucune EAE ne recourt à la flexibilité de batteries stationnaires. En revanche, certaines commandent des bornes de recharge, mais les quantités d'énergie reportées sont faibles. Ces bornes permettent de gérer la charge et comportent un pilotage d'urgence en cas de situations critiques sur le réseau; elles présentent donc un intérêt particulier pour les gestionnaires de réseaux.

2.1.2 Utilisation par d'autres acteurs

Des applications domestiques flexibles peuvent également faire partie de communautés de consommation propre, notamment en cas de regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP) au sens des art. 16 ss LEnE (cf. chap. 3.2). Le nombre de RCP est recensé dans le cadre du monitoring de la stratégie énergétique, mais il n'existe aucune information sur leur flexibilité intrinsèque.

2.2 Potentiel de la gestion de la demande

2.2.1 Mesure du potentiel

Le potentiel actuel de la gestion de la demande a été examiné en tant que possibilité de transfert et de réduction de charge dans le cadre d'une étude mandatée par l'OFEN (BET, 2019).

Des statistiques et des rapports ont été analysés et des entretiens menés auprès de fournisseurs d'énergie et d'entreprises industrielles pour évaluer ce potentiel. Les secteurs

- «ménages»,
- «agriculture, horticulture et services»,
- «industrie et industrie manufacturière», et
- «transports»

ont été étudiés, car le potentiel DSM est partout. Le potentiel disponible peut varier selon le but de l'utilisation de la flexibilité. Cette enquête s'est révélée difficile: les entreprises interrogées n'avaient en général pas examiné leurs possibilités de transfert de charge, et les statistiques ne présentaient pas la granularité requise (informations sur la consommation en fonction des différents processus), de sorte que les estimations reposent sur une série d'hypothèses et d'informations provenant de l'étranger.

Pour avoir un ordre de grandeur de ce potentiel, il faut opérer une distinction entre celui qui serait disponible sur le plan technique et sa part rentable qui tient également compte de facteurs sociaux tels que les aspects organisationnels et l'acceptation. Si l'on considère que le potentiel DSM doit être disponible de manière fiable et permanente pour utiliser la flexibilité, les données actuelles, tous secteurs confondus, montrent un potentiel théorique compris entre 31 et 47 GW environ (cf. Illustration 1). L'écart entre ces deux valeurs résulte de l'incertitude liée aux données existantes, qui ne présentent pas la granularité nécessaire à l'analyse du potentiel (p. ex. consommation d'électricité spécifique ou heures d'exploitation liées à une période précise pour les processus partiels).

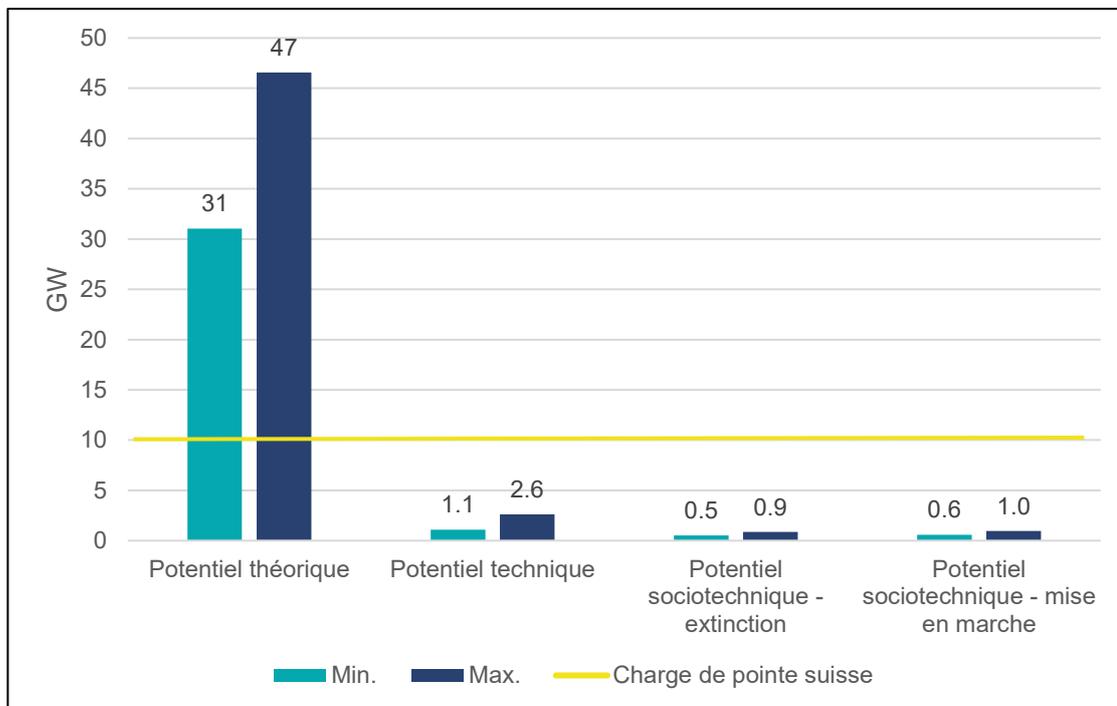


Illustration 1: Potentiel DSM minimum et maximum de tous les secteurs [en GW] (BET, 2019)

Ce potentiel théorique compris entre 31 et 47 GW (somme des puissances électriques des applications) dépasse la charge de pointe suisse (env. 10 GW). Cette valeur est élevée, car la Suisse a globalement une grande puissance installée chez les consommateurs d'électricité. La puissance installée totale est comptabilisée au même moment pour mesurer le potentiel théorique, qui aide à calculer le potentiel technique.

Utilisable de manière fiable (car disponible en permanence), le potentiel technique s'établit entre 1 et 3 GW et ne représente qu'une fraction du potentiel théorique. Cette grande différence s'explique par le fait que les applications de consommation ne sont pas toutes utilisées simultanément. Par exemple, les appareils ménagers ne fonctionnent pas tous aux mêmes heures en Suisse, leur usage étant réparti sur l'ensemble de la journée. De plus, la durée d'utilisation des applications est souvent brève. Outre les variations pendant la journée, il existe des différences saisonnières. Par ailleurs, certaines restrictions et contraintes techniques doivent être prises en compte dans le potentiel technique en raison de sa nature même.

Les potentiels recensés dans cette étude ont été présentés à des représentants du secteur pour avoir une évaluation proche de la pratique. Les avis sont partagés: certains représentants pensent que le potentiel technique estimé est trop faible, tandis que d'autres le considèrent trop élevé.

De nombreuses utilisations prévues (p. ex. participation au marché des services-systèmes de Swissgrid ou des produits de flexibilité destinés au réseau de distribution) requièrent l'existence effective d'un potentiel DSM élevé. Par conséquent, une médiane qui serait disponible à chaque heure des différentes plages horaires a été calculée pour le potentiel technique. Si le potentiel DSM ne doit

exister que pendant une période définie (p. ex. l'hiver, en journée) et non de façon permanente, le potentiel technique est alors plus haut.

D'autres facteurs non techniques peuvent encore réduire le potentiel technique. Ce volume partiel issu du potentiel technique (moyen) constitue le potentiel sociotechnique. Les restrictions juridiques ou le manque d'acceptation des applications proposées pour gérer la demande comptent parmi les facteurs limitatifs. Par exemple, cette gestion peut contrecarrer certaines habitudes des ménages ou empêcher l'industrie manufacturière de respecter les bonnes pratiques de fabrication ou des directives sanitaires et environnementales. Si l'on tient compte de ces aspects, le potentiel sociotechnique résiduel en Suisse s'inscrit entre 530 et 870 MW pour l'extinction des applications de consommation et entre 590 et 960 MW pour leur mise en marche.

Le potentiel DSM résiduel peut servir à différentes utilisations (p. ex. marché de l'énergie de réglage, redistribution sur le réseau de transport, minimisation de la rémunération pour l'utilisation du réseau, intégration de la production issue des énergies renouvelables) et être proposé au gestionnaire du réseau de distribution local, à Swissgrid ou à un agrégateur ou être exploité pour optimiser la consommation propre.

2.2.2 Répartition temporelle du potentiel

Le potentiel DSM est soumis à des fluctuations tant au cours d'une journée qu'entre les saisons. Sa répartition temporelle a également été estimée dans le cadre de l'étude DSM (BET, 2019). Les données s'appuient sur une estimation des heures d'utilisation selon la période de la journée ou de l'année des applications de consommation et des processus.

Ménages

Les applications liées à la chaleur en particulier (chauffage des locaux, eau chaude, application de réfrigération et de congélation) présentent le plus grand potentiel technique au niveau des ménages. Il existe de grandes disparités tant entre les saisons que pendant une journée. Cela tient principalement au chauffage des locaux, qui fonctionne surtout en hiver et durant la journée. Une partie de ce potentiel est d'ores et déjà utilisée, par exemple grâce à des télécommandes centralisées.

Agriculture, horticulture et services

En Suisse, la consommation d'électricité du secteur «agriculture et horticulture» découle essentiellement de l'agriculture. Les entreprises agricoles sont très hétérogènes, tant par la taille que par la spécialité. La consommation inhérente au chauffage des locaux et à la climatisation varie d'une saison à l'autre, les processus et les applications fluctuant fortement au cours de la journée.

Les services affichent eux aussi un potentiel DSM, mais il faut tenir compte des particularités de la fourniture de prestations, en particulier l'utilisation prédominante d'applications d'électricité à la demande (*power on demand*) et une capacité de stockage des offres de prestations qui n'est possible que dans des cas particuliers. Le potentiel découle surtout des processus de soutien tels que le chauffage des locaux, la préparation de l'eau chaude, la climatisation, l'aération et la domotique. Le potentiel technique est structuré en plages horaires, que l'on observe principalement en journée dans la plupart des cas. Les valeurs hivernales sont plus élevées en raison de la contribution inhérente à la production d'eau chaude et au chauffage des locaux. Jusqu'à présent, les EAE interrogées n'ont pas systématiquement recensé ou utilisé le potentiel de flexibilité dans le secteur des services.

Industrie et industrie manufacturière

Les consommations d'électricité les plus élevées par point de prélèvement sont recensées dans les cimenteries, l'industrie du béton, la métallurgie, le secteur du fer et l'industrie chimique et pharmaceutique. Cette dernière, la métallurgie, l'industrie des machines et des équipements ainsi que le secteur de l'alimentation affichent les consommations les plus hautes en termes absolus.

Le potentiel technique de l'industrie et de l'industrie manufacturière est disponible principalement en journée et ne présente guère de fluctuations saisonnières. On procède déjà aujourd'hui à des transferts de charge ou à la prévention des pics de charge de manière individuelle, comme l'a confirmé un représentant de l'industrie papetière lors de l'enquête.

L'organisation spécifique de l'exploitation et la qualité des produits jouent un rôle accru dans l'industrie par rapport à d'autres secteurs. Cette enquête a révélé que la capacité de stockage des produits intermédiaires, par exemple, conditionne les transferts de charge. Le stockage et les pertes de production liées à ces derniers dans les entreprises appliquant le travail par équipe sont des facteurs de coûts qu'il convient de mettre en parallèle avec les recettes éventuelles de la gestion de la demande.

D'après les déclarations faites par les associations professionnelles lors de l'enquête, la volonté de proposer des applications en vue de cette gestion semble demeurer à un faible niveau, notamment en raison d'un manque d'incitations économiques et d'information.

Transports

Le potentiel technique et sociotechnique des transports est actuellement négligeable, mais il progressera avec l'essor de la mobilité électrique. Il devrait être sensiblement plus élevé à l'avenir.

2.2.3 Évolution future

À l'avenir, d'autres prestataires de flexibilité potentiels tels que les centres de données, les pompes à chaleur ou l'électromobilité devraient rejoindre l'offre existante. Leur arrivée sera soutenue par le déploiement de compteurs intelligents ainsi que de systèmes de commande et de réglage intelligents. Les différentes évolutions (cf. chap. 3) influenceront également sur le niveau et le profil temporel des courbes de consommation.

D'autres analyses sur l'équilibre de l'offre et de la demande de flexibilité dans le temps, en particulier du côté de la consommation, sont nécessaires pour pouvoir préciser davantage l'influence de la flexibilité du côté de la consommation sur le futur système énergétique.

2.3 Digression: numérisation et infrastructure de données (centre de données)

Le futur système énergétique sera de plus en plus numérique. Une infrastructure de données (data-hub) performante et un partage de données efficace contribuent à une meilleure planification et à une exploitation plus efficace de l'ensemble du système, dans lequel le marché de l'électricité, les réseaux intelligents et les technologies de couplage des secteurs interagissent. Les réseaux intelligents sont des réseaux électriques qui utilisent les technologies de l'information et de la communication et sont tributaires d'une infrastructure de données uniforme pour fournir des renseignements au marché de l'électricité et en recevoir de celui-ci.

La numérisation joue un rôle majeur dans l'exploitation croissante de la flexibilité provenant d'un grand nombre d'unités de production décentralisées, d'accumulateurs et de consommateurs, y compris de très petite taille, ainsi que dans l'utilisation de cette flexibilité à des fins concurrentielles ou au niveau des réseaux. Elle peut, dans un premier temps, être subdivisée en trois domaines:

- a) appareils de mesure physiques (p. ex. capteurs ou compteurs intelligents);
- b) infrastructure de données avec un centre de données (*data hub*) qui permet leur collecte et leur échange, les rend accessibles et relie différentes sources de données; et
- c) applications de marché qui facilitent les transactions basées sur les données.

La numérisation et son infrastructure doivent être séparées de l'infrastructure propre au réseau électrique et considérées de manière distincte. Les appareils de mesure physiques qui fournissent les informations numériques font office d'interface. La Stratégie énergétique 2050 soutient la numérisation du secteur de l'électricité en prescrivant l'installation généralisée de compteurs intelligents en Suisse.

Une infrastructure de données s'appuyant sur un centre de données accroît dans un premier temps la disponibilité des données de production et de consommation et de leurs agrégats pour les besoins du marché de l'électricité et, en particulier, des entreprises de service. En outre, cette infrastructure améliore l'échange de données et la coordination entre les acteurs du marché. Le centre de données renforce la numérisation et peut, grâce à des mesures ciblées, accroître la qualité des données échangées et raccourcir les délais de communication des informations, ce qui soutient également les marchés de l'électricité et de la flexibilité.

2.4 Obstacles

Plusieurs obstacles s'opposent à une utilisation renforcée de la gestion de la demande en Suisse. Très divers, ils se cumulent parfois. En d'autres termes, même en éliminant certains obstacles, d'autres entravent cette utilisation (BET, 2019). Le présent chapitre répertorie ces obstacles, même si leur suppression a déjà parfois commencé. Les mesures déjà prévues sont exposées au chapitre 2.5.

Absence d'incitations économiques et entraves au financement

Le manque d'information s'accompagne d'une absence d'incitations économiques. Actuellement, les recettes demeurent fréquemment trop basses pour les acteurs. Il convient d'observer à cet égard que les réseaux de distribution suisses sont parfois très développés en raison de la réglementation «cost plus», de sorte que les incitations à l'efficacité sont trop faibles. L'utilisation de la flexibilité et de la gestion de la demande ne vaut pas la peine par rapport aux systèmes incitatifs, qui comportent souvent une tarification haute et une tarification basse. Or de tels systèmes de prix sont superflus sur des réseaux planifiés dans le moindre détail. L'utilisation de la flexibilité a elle aussi une valeur limitée. En outre, une réglementation plus explicite des flexibilités fait encore défaut. Les systèmes de télécommandes centralisées des gestionnaires de réseaux exploitent ces flexibilités presque gratuitement, même si elles ont une valeur économique. La mise à disposition d'applications de consommation électrique pour gérer la demande n'est donc pas rentable, car les recettes seraient trop maigres. Par conséquent, les entreprises industrielles, notamment, ne font guère de démarches en faveur de cette gestion. Des incitations économiques pourraient découler des prix de l'énergie et de l'énergie de réglage sur le marché ainsi que de structures tarifaires appropriées ou de conventions contractuelles avec les gestionnaires de réseaux de distribution. La transformation du système énergétique et la hausse des sources de production volatiles augmenteront le besoin de flexibilité au sein du système. Cette transformation est déterminante dans les réseaux de distribution; la gestion de la demande pourrait dès lors permettre d'y réduire les coûts de développement tout en rendant le réseau plus flexible.

Méconnaissance et incertitude des consommateurs, des EAE et des autres acteurs quant aux avantages et aux conditions-cadres

Compte tenu de l'absence d'incitations économiques, le niveau d'information des acteurs concernés est également faible. De nombreux consommateurs finaux et prestataires de flexibilité potentiels ne connaissant souvent pas les applications de consommation compatibles avec cette gestion dont ils disposent, leurs avantages et la manière dont leurs propres processus (de production) pourraient influencer sur cette utilisation. Pour eux, envisager de gérer la demande ou assumer les charges correspondantes n'est pas rentable.

De plus, il convient de considérer l'interaction entre l'efficacité et la flexibilité, car les gains d'efficacité peuvent réduire le potentiel de flexibilité. Ce manque d'information existe également dans les entreprises qui gèreraient cette flexibilité (p. ex. gestionnaires de réseaux de distribution). Il faudrait y remédier chez tous les acteurs concernés pour améliorer l'acceptation de la gestion de la demande et faire naître de nouveaux modèles d'affaires. Accroître les connaissances sur les paramètres techniques des différents consommateurs et processus prendra beaucoup de temps. De même, les statistiques, les sources de données et les études publiques sont actuellement insuffisantes pour couvrir le besoin d'information des acteurs mentionnés. La question de l'acceptation doit être prise en compte en plus du simple manque d'information. Beaucoup de consommateurs finaux sont réticents face à un pilotage automatisé des applications d'électricité ou de chauffage par des tiers. Un groupe de travail de

l'Agence internationale de l'énergie (AIE; «[User TCP Social license to automate](#)») rassemble actuellement des enseignements sur cette problématique au niveau international en mettant l'accent sur les ménages.

Définition peu flexible des tarifs d'utilisation du réseau

D'après l'art. 14, LApEI, les tarifs d'utilisation du réseau doivent présenter des structures simples et refléter les coûts occasionnés par les consommateurs finaux, être fixés indépendamment de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement et se baser sur le profil de soutirage. Ils doivent également être uniformes par niveau de tension et par catégorie de clients pour le réseau d'un même gestionnaire et tenir compte d'une infrastructure de réseau et d'une utilisation de l'électricité efficaces. De plus, l'art. 18, al. 3, de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (OApEI) réglemente les bases de calcul de ces tarifs et prévoit une répartition entre un tarif de travail, un tarif de base et un tarif de puissance. Ces dispositions confèrent aux gestionnaires de réseaux de distribution une marge de manœuvre clairement définie, mais parfois restreinte, pour fixer les tarifs d'utilisation du réseau de manière à inciter des transferts de charge au service du réseau. Des adaptations sont possibles si ces tarifs sont axés sur les coûts. La simplicité exigée peut cependant être un obstacle. De plus, dans le cadre de la consultation concernant la révision de la LApEI, plusieurs parties prenantes s'interrogent sur la pertinence, au niveau des coûts, de la distance entre le point d'injection et le point de prélèvement (DETEC, 2020). Les résultats de plusieurs études indiquent que la production locale engendre des réductions de coûts très limitées (cf. notamment Consentec, Polynomics, Université de Bâle, ZHAW, 2021 [pas encore publié]). Par ailleurs, celles-ci se manifestent uniquement lorsque la production locale permet effectivement d'éviter un développement du réseau à long terme. Il est toutefois également possible sur le long terme que la production décentralisée accroisse les coûts du réseau, si la hausse considérable des injections nécessite un développement du réseau supplémentaire.

Possibilités de commercialisation réduites, car le marché n'est pas complètement ouvert

Pour le moment, les consommateurs finaux fixes n'ont aucun droit d'accès au réseau. Ils peuvent donc proposer leur flexibilité au gestionnaire du réseau de distribution ou à des agrégateurs, mais pas l'associer à une livraison d'énergie. Cela complique la création de nouveaux produits soutenant la réalisation des objectifs de la Stratégie énergétique 2050. Il est dès lors plus difficile pour le consommateur final de commercialiser sa flexibilité.

Aucune norme de communication (échange de données et interopérabilité) ou normalisation de l'infrastructure technique pour récupérer l'énergie

La prise en compte et l'utilisation de la flexibilité pour gérer la charge nécessitent plusieurs composants (p. ex. systèmes de mesure, capteurs, logiciels de commande, technologie de communication), des informations disponibles ainsi qu'un échange de données standardisé et automatisé entre les acteurs du marché de l'électricité. Jusqu'à présent, la majorité des acteurs n'ont qu'un accès limité aux données de consommation et de production, aux renseignements sur la flexibilité par point de mesure et aux données statiques sur la puissance de raccordement. Des interfaces de communication standardisées et automatiques entre les systèmes ainsi que des formats et définitions de données uniformes alliés à une gestion des accès font défaut. Les produits relatifs aux flexibilités sont donc difficiles à développer. L'absence de normes ou de standards de communication non seulement entre les terminaux et les systèmes, mais également entre les acteurs complique l'intégration des terminaux pilotables en agrégats et, dès lors, l'utilisation effective de la flexibilité à grande échelle, en particulier lorsque les composants proviennent de plusieurs fabricants. Il n'existe donc aucune définition des données (contenus), aucune interface, aucune norme ni processus pour communiquer des informations et aucun échange de données efficace entre les acteurs concernés pour planifier et coordonner l'utilisation de la flexibilité.

Cette absence de normes découle en partie de la faible importance de la flexibilité dans l'environnement (de marché et réglementaire) actuel.

2.5 Solutions envisagées et nécessité de réglementer

Les moyens éventuels permettant de surmonter les obstacles énoncés au chapitre 2.4 sont présentés ci-après. Ceux-ci ont parfois déjà été examinés et des solutions ont été élaborées dans le cadre des travaux relatifs à la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables.

Amélioration des incitations économiques et réduction des entraves au financement

Le projet de loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit de définir les principes d'utilisation de la flexibilité. Les détenteurs de flexibilité sont les producteurs concernés, les exploitants de stockage ou les consommateurs finaux. Si des tiers (gestionnaires de réseaux, agrégateurs) souhaitent utiliser la flexibilité, ils doivent obtenir une autorisation contractuelle, l'objectif étant de créer les conditions-cadres d'une utilisation économique des flexibilités, y compris du côté des consommateurs d'électricité.

Diminuer et supprimer la méconnaissance et l'incertitude des consommateurs, des EAE et des autres acteurs quant aux avantages et aux conditions-cadres

Campagnes d'information

Pour promouvoir la gestion de la demande, les consommateurs finaux devraient être informés des conditions d'utilisation et des possibilités de la gestion des flexibilités ainsi que de son importance pour le futur système énergétique. À cette fin, la haute école de Lucerne (Hochschule Luzern – Technik & Architektur) a mis en ligne un site d'information (www.control-reserves.ch) dans le cadre du projet de recherche «Teilnahme industrieller Regelleistungs-Anbieter am Schweizer SDL-Markt» (participation des fournisseurs industriels de puissance de réglage au marché suisse de la gestion de la demande). La plateforme de SuisseEnergie peut également servir pour des campagnes d'information.

Les résultats des travaux de l'AIE («[User TCP Social license to automate](#)», cf. précédemment) seront présentés dans le cadre de l'élaboration du profil de la Suisse et au cours d'ateliers spécifiques à ce pays, organisés avec des représentants de l'industrie et de la recherche, afin de mieux faire connaître les approches éventuelles concernant l'intégration réussie des ménages.

L'efficacité énergétique est optimisée dans de nombreux domaines de l'industrie et du commerce. Pour ce faire, on recherche le point de fonctionnement optimal des processus industriels. Des analyses des processus de production et des représentations schématiques des flux montrant les interactions entre les processus contribuent à définir les mesures d'efficacité.

Dans ce contexte, on peut également citer les systèmes de gestion de l'énergie, qui ne sont toutefois pas très répandus en Suisse actuellement. De plus, les conseils énergétiques dispensés dans les entreprises peuvent se traduire par une amélioration durable de l'utilisation de l'énergie. Ces éléments ne sont pas indispensables à la commercialisation de la gestion de la charge, mais ils simplifient l'identification du potentiel et la mise sur le marché de la flexibilité. Ces systèmes favorisent une évaluation continue des données des processus, ce qui permet ainsi aux entreprises d'estimer leur potentiel de gestion de la charge de manière plus rapide et plus fiable.

Les conventions d'objectifs ont leur importance en Suisse, car les grandes entreprises sont tenues de conclure des conventions d'objectifs énergétiques avec la Confédération dans le cadre de l'exemption de la taxe sur le CO₂ et du remboursement de la taxe de réseau. Elles visent à améliorer l'efficacité en matière de chauffage et d'électricité et pourraient servir de base à la flexibilisation des charges. Il n'existe toutefois aucune obligation sur le plan réglementaire, de sorte que les incitations requises devraient être mises en place pour motiver les entreprises.

Lors des analyses susmentionnées, les entreprises collectent des données sur l'énergie et s'efforcent d'améliorer durablement l'efficacité énergétique. Ces deux processus et les enseignements tirés sont également utiles pour exploiter les potentiels de flexibilité, même si les objectifs que sont l'efficacité

et la flexibilité reposent sur deux aspects différents: le moment de fonctionnement optimal, d'une part, et la capacité à gérer les fluctuations (résilience), d'autre part. Cette capacité n'est pas toujours présente, mais elle peut l'être lors de processus discontinus et de fonctions transversales, notamment.

La gestion de la charge portant principalement sur l'exploitation de différents processus, il est essentiel de déterminer leurs courbes de sous-charge. Il existe un grand besoin de rattrapage en la matière, car souvent, seuls des groupes de processus ou la courbe de charge totale d'une entreprise sont recensés. Par ailleurs, les analyses se basent généralement sur des mesures d'économie d'énergie sans toutefois considérer les possibilités éventuelles de report dans le temps.

Les mesures opérationnelles visant à accroître l'efficacité énergétique et à exploiter les potentiels de gestion de la charge peuvent s'influencer mutuellement. L'objectif pourrait donc être le suivant: appliquer tout d'abord les mesures économiques en matière d'efficacité énergétique (moment de fonctionnement optimal) et, en plus, exploiter les potentiels économiques existants pour flexibiliser la charge. Cette gestion des modifications ou des dysfonctionnements dans le processus de production pourrait gagner en importance avec l'intégration des sources de production renouvelables. Une véritable vue d'ensemble serait donc souhaitable dans le cadre des systèmes de gestion de l'énergie.

Ceux-ci peuvent s'appuyer sur la norme internationale DIN EN ISO 50001, qui est cependant axée sur les mesures d'efficacité et non sur les processus de gestion de la charge. Les entreprises peuvent faire certifier leurs systèmes de gestion de l'énergie selon cette norme, mais peu l'utilisent en Suisse.

EAE: comparaison par référence (*benchmarking*) et surveillance du réseau

Les EAE devraient être sensibilisées sur ce sujet. Le système actuel n'est pas encore tributaire de la demande du côté de la charge, mais cet aspect sera de plus en plus important à mesure que la production énergétique volatile augmentera. Certaines EAE étudient déjà attentivement la question, tandis que d'autres s'en préoccupent peu. Pour sensibiliser l'ensemble du secteur, la flexibilité du côté de la charge fait désormais partie des comparaisons par référence facultatives des EAE. En outre, des questions sur les systèmes de commande et de réglage intelligents existants et nouveaux figurent dans l'enquête sur la surveillance du réseau, dans le cadre du monitoring de la Stratégie énergétique 2050.

Définition plus souple des tarifs d'utilisation du réseau

De plus, la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit d'assouplir les règles relatives à la base de calcul des tarifs d'utilisation du réseau (art. 18, al. 3, OApEI), conférant ainsi aux gestionnaires de réseaux de distribution une marge de manœuvre accrue en la matière. Dans un premier temps, la révision de la LApEI améliorera les possibilités d'une tarification dynamique (exigences réglementaires plus faibles pour les tarifs de travail ou les tarifs de puissance dynamiques). À l'avenir, les tarifs d'utilisation du niveau de réseau 7 pourront également avoir une composante de base et/ou de puissance plus élevée (une mesure de la puissance doit être possible pour cela). La composante de puissance pourra alors être intégrée dans le tarif d'utilisation du réseau de manière plus détaillée et plus dynamique. Globalement, l'amélioration de la tarification dynamique permettra de définir de meilleures incitations liées à l'utilisation du réseau pour réduire la charge maximale simultanée des consommateurs finaux. Cela aura un effet positif sur le dimensionnement des capacités du réseau. En outre, il est prévu que les coûts d'un gestionnaire de réseau de distribution qui découlent de l'utilisation des flexibilités au service du réseau puissent être imputables. Ces mesures devraient contribuer à mieux valoriser la flexibilité et, partant, à encourager son utilisation plus étendue. La réglementation de la flexibilité et la tarification dynamique de l'utilisation du réseau sont complémentaires, surtout lorsque la rémunération dynamique du réseau est axée sur les coûts et des conditions tarifaires particulièrement avantageuses ne peuvent dès lors pas restreindre excessivement le potentiel de la flexibilité. Un contrôle suffisant par l'EICOM est nécessaire à cette fin. De plus, une éventuelle future incitation financière concernant les coûts du réseau pouvant être pris en compte (réglementation incitative) renforcerait sensiblement l'impact de cette nouvelle réglementation.

Possibilités de commercialisation accrues grâce à une ouverture complète du marché

L'ouverture complète du marché prévue dans la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables soutient la création de nouveaux produits et la capacité d'innovation des acteurs. Elle confère à chaque consommateur final le droit au libre choix du fournisseur. Par conséquent, les tarifs d'électricité proposés dans un marché ouvert pourront être fixés librement et des prestations innovantes, qui englobent également la flexibilité et les offres concernant l'efficacité, verront le jour.

Infrastructure de données énergétiques basée sur un centre de données (datahub)

Planifiée dans le cadre des travaux relatifs à la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'infrastructure de données basée sur un centre de données améliorera fortement la disponibilité et l'échange des données ainsi que leur accès pour tous les acteurs, notamment les prestataires énergétiques innovants. Il est prévu que le marché puisse disposer facilement de données agrégées ou anonymes, cette disponibilité accrue simplifiant l'exploitation des potentiels d'innovation. La numérisation, l'automatisation des processus en cas de changement de fournisseur d'électricité, les mesures et les services liés à la flexibilité soutiendront eux aussi le marché. Les acteurs obtiendront aisément et par voie électronique les informations dont ils ont besoin pour établir des prévisions et des décomptes fiables. L'itinérance des données sera également possible: les consommateurs finaux seront en mesure de transférer leurs données de consommation et de production à des tiers. Des services précis liés à la flexibilité pourront ainsi être élaborés. Les fonctionnalités du centre de données pourront être élargies et les informations sur la flexibilité disponible qui sont destinées au marché pourront être complétées, offrant dès lors un aperçu fidèle des différents potentiels. À plus long terme, un registre national de la flexibilité pourra être mis en place afin de donner accès aux informations actuellement manquantes et de soutenir la planification, l'utilisation des flexibilités et la coordination nécessaire.

3 Autres mesures

Outre la gestion de la demande (cf. définition au chap. 2), d'autres moyens permettent d'adapter le système énergétique à l'arrêt des centrales nucléaires et de mieux intégrer les nouvelles énergies renouvelables.

3.1 Couplage des secteurs

Le couplage des secteurs vise à relier les secteurs de l'électricité, de la chaleur, de la mobilité et de la chimie et à les piloter intelligemment du point de vue du système énergétique. En fonction des besoins, l'énergie provenant d'un secteur est convertie et transférée vers un autre secteur, où elle est stockée, transportée et utilisée ou, si cela est judicieux, renvoyée ultérieurement ou à un autre endroit vers le secteur énergétique initial. Eu égard aux objectifs climatiques à long terme, les énergies fossiles seront de plus en plus remplacées directement ou indirectement, grâce à des agents énergétiques, par de l'électricité issue des énergies renouvelables dans les secteurs mentionnés. Les technologies de couplage et de conversion utilisées à cette fin augmentent simultanément la flexibilité du système énergétique. Employées au service du réseau, elles contribuent à équilibrer l'offre et la demande et à maintenir la stabilité du réseau électrique.

L'électrification directe des secteurs de la chaleur (pompes à chaleur) et de la mobilité (électromobilité) permet de flexibiliser la consommation électrique. Ceux-ci accroissent certes la consommation, voire les pics correspondants, mais ils offrent une certaine flexibilité en la matière. De plus, la technologie «power to gas» offre un grand potentiel de flexibilisation: un processus divise l'eau en hydrogène et en oxygène en utilisant de l'électricité (électrolyse). Par exemple, l'hydrogène peut être employé directement dans l'industrie ou le trafic lourd, être stocké pour un usage ultérieur ou être transformé via des étapes supplémentaires en d'autres agents énergétiques gazeux (p. ex. méthane ou ammoniac) ou liquides (p. ex. méthanol ou diésel) ou être reconverti en électricité. La production s'accompagne cependant de pertes d'énergie considérables qui augmentent à chaque phase de conversion supplémentaire. Par ailleurs, le transport de quantités importantes d'hydrogène via le réseau de gaz nécessite

des modifications de l'infrastructure, qui ont également une incidence sur les coûts. Par conséquent, la conversion coûteuse et énergivore d'électricité renouvelable en gaz synthétiques et leur utilisation subséquente sont surtout envisageables lorsqu'il n'existe aucune alternative plus judicieuse sur le plan économique ou lorsque les autres énergies renouvelables disponibles ne suffisent pas à couvrir les besoins. En dépit de la réduction des coûts escomptée dans les années à venir, le manque de rentabilité devrait demeurer un obstacle majeur pour une période prolongée. Pour réaliser les objectifs climatiques, le besoin en gaz synthétiques croîtra à long terme et gagnera en importance après 2045. L'OFEN est en train d'analyser le potentiel de l'hydrogène pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques et pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.

3.2 Consommation propre et négoce *peer-to-peer*

La loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit de fixer l'objectif de développement de l'électricité issue des énergies renouvelables à 17 TWh à l'horizon 2035 (jusqu'à présent: 11,4 TWh). Le photovoltaïque recèle un fort potentiel pour développer les énergies renouvelables en Suisse.

Si les propriétaires des installations photovoltaïques utilisent directement une partie de l'électricité produite, ils deviennent des prosommateurs. Contrairement aux grandes centrales, la production est proche du lieu de consommation. En général, l'électricité autoproduite est plus avantageuse que celle provenant du réseau, en particulier pour les ménages, de sorte qu'il y a une incitation à maximiser autant que possible la consommation propre. Associée à un gestionnaire intelligent de la consommation propre, celle-ci peut augmenter fortement en utilisant des appareils consommateurs pilotables comme les pompes à chaleur et des appareils tels que des lave-vaisselle ou des machines à laver de manière à l'optimiser. Outre les avantages pour les prosommateurs, les réseaux peuvent être déchargés lorsque l'électricité produite est consommée directement sur place, évitant ainsi les pics de charge. En outre, les gestionnaires d'installations photovoltaïques pourront plus facilement vendre directement l'électricité produite au voisinage dans des communautés de consommation propre et sur des plateformes *peer-to-peer*. L'ouverture prévue du marché de l'électricité devrait faciliter à l'avenir ces communautés d'énergie.

La numérisation joue elle aussi un rôle croissant dans les regroupements de consommation propre. Celle-ci, l'acquisition d'énergie ou les décomptes de frais correspondants peuvent être optimisés, consultés et simplifiés grâce à des processus et des prévisions automatisés. De plus, la technologie permet de virtualiser ces regroupements ainsi que les marchés locaux et régionaux de l'électricité, indépendamment de la structure effective du réseau électrique desdits regroupements. La numérisation et l'infrastructure de données basée sur un centre de données soutiennent également l'intégration de ces virtualisations dans le marché de l'électricité et une participation simple des consommateurs à ces regroupements ou leur scission correspondante. Dans ce contexte, des modèles *peer-to-peer* et des plateformes sur l'utilisation locale de l'électricité, dont la connexion à l'infrastructure de données du système global pourrait être assurée par des interfaces, se développent de plus en plus.

3.3 Accumulateurs

Les accumulateurs sont importants pour compenser les fluctuations entre la production et la demande. En Suisse, il s'agit principalement de grands systèmes de stockage tels que des lacs de rétention et des installations de pompage-turbinage. Les capacités flexibles de la force hydraulique suisse permettent de réagir efficacement à de nombreuses évolutions en Europe, dont des pénuries. Le projet de loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit d'accroître la capacité de production climatiquement neutre et disponible de manière sûre en hiver de près de 2 TWh d'ici à 2040 pour conserver et développer les capacités disponibles destinées à renforcer la sécurité d'approvisionnement en hiver ainsi qu'en cas de hausse à plus long terme de la consommation d'électricité en raison de la décarbonisation. Pour ce faire, la capacité d'autonomie actuelle d'environ 22 jours en moyenne devra être maintenue à long terme.

À l'avenir, des stockages décentralisés sous la forme d'accumulateurs à court terme compléteront de manière utile le transfert saisonnier des grands accumulateurs. Étant donné que les nouvelles

énergies renouvelables injecteront de l'électricité sur le niveau de réseau le plus bas, ces stockages décentralisés (accumulateurs domestiques ou de quartier ou batteries des véhicules électriques) contribueront à surmonter des pénuries locales et, dès lors, à garantir la stabilité du réseau. L'utilité pour le réseau progresse si les batteries sont chargées intelligemment, c'est-à-dire lorsque l'injection d'électricité dans le réseau dépasse les besoins ou lorsque le processus de charge est interrompu dans le cas inverse. Le nombre croissant de véhicules électriques rend également possible une charge bidirectionnelle, dans laquelle le flux d'électricité peut naviguer dans les deux sens.

Actuellement, les accumulateurs domestiques sont généralement installés et chargés pour maximiser la consommation propre d'une installation photovoltaïque dès que celle-ci produit un excédent net. Le midi, soit pendant la période d'injection photovoltaïque la plus élevée, les accumulateurs ne sont parfois plus disponibles, car ils sont déjà pleins. Comme les clients finaux ne sont pas incités à adopter un comportement au service du réseau, les batteries privées ne sont pas nécessairement utiles à ce dernier et peuvent même le déstabiliser davantage en créant des pics locaux de tension et de charge (Borsche, Ulbig, & Andersson, 2016). À l'avenir, les accumulateurs pourraient toutefois présenter une utilité accrue pour le réseau (notamment grâce à l'amélioration du cadre réglementaire). Par exemple, des accumulateurs décentralisés pourraient être regroupés au sein d'un pool interconnecté et être optimisés en tant que centrale virtuelle par un système de commande centralisé. Les différents accumulateurs ne seront alors plus pilotés individuellement et pourront servir à optimiser l'ensemble du système. À l'étranger, les principaux fournisseurs d'accumulateurs domestiques proposent déjà à leurs clients non seulement d'acheter ces appareils, mais également de s'affilier à leurs propres centrales virtuelles.

L'OFEN a commandé une étude sur les technologies de stockage actuelles et sur les 30 prochaines années dans les secteurs de l'électricité, du gaz et de la chaleur en Suisse. Cette étude vise à identifier les technologies de stockage devant être associées pour exploiter les synergies entre les différents systèmes d'énergie reliés au réseau en vue du futur système énergétique suisse (notamment entre l'électricité et la chaleur) et les conditions-cadres requises pour que ces technologies soient le plus rentable possible et contribuent au mieux à l'approvisionnement. Elle devrait être achevée 2021.

3.4 Couplage chaleur-force

Les installations CCF sont un moyen efficace d'utiliser les combustibles. Elles produisent simultanément de l'énergie électrique et thermique et affichent un degré d'efficacité élevé. Selon le but recherché, le besoin d'électricité ou de chaleur fait office de valeur de référence. Les installations axées sur la production d'électricité peuvent être utilisées lorsque la production issue des énergies renouvelables est faible et la consommation élevée. Comme elles peuvent être mises rapidement en et hors service, elles produisent en fonction des besoins et contribuent à la stabilité du réseau local de distribution d'électricité, pour autant que la chaleur produite soit aussi utilisée ou stockée. Les installations CCF peuvent également proposer des flexibilités sur le marché de la puissance de réglage. Dans l'industrie et le tertiaire, elles sont toutefois soumises à certaines restrictions pour la mise à disposition de flexibilités, car celles-ci sont souvent intégrées à des processus de production complexes, de sorte que leur régulation n'est pas assez souple pour un usage sur ce marché. Les installations CCF axées sur la production de chaleur pourraient elles aussi jouer un rôle important dans le futur système énergétique. Leur production est principalement hivernale en raison des besoins accrus pour chauffer les locaux, mais l'électricité générée simultanément pourrait servir lorsque les productions photovoltaïque et hydraulique sont basses.

Selon leur type, les installations CCF sont alimentées par différents agents énergétiques qui sont fossiles (fioul, diésel, gaz naturel) ou renouvelables (bois, biogaz). Les installations CCF des usines d'incinération sont exploitées grâce à la combustion des déchets. Pour atteindre l'objectif de zéro émission nette, la part des agents énergétiques fossiles doit être aussi limitée que possible. Dans le cadre du postulat 20.3000 «Stratégie d'avenir pour le couplage chaleur-force», l'OFEN élabore un rapport sur l'utilisation des installations CCF afin de les positionner correctement tant sur le plan de la sécurité de l'approvisionnement que de la protection du climat.

3.5 Efficacité énergétique

En plus de la sortie du nucléaire et du développement des énergies renouvelables, l'accroissement de l'efficacité énergétique constitue l'un des principaux piliers de la Stratégie énergétique 2050. L'art. 3, al. 2, L'Ene précise qu'il convient de viser, par rapport au niveau de l'an 2000, une réduction de 3% de la consommation électrique moyenne par personne et par année d'ici à 2020, et de 13% d'ici à 2035. D'après le rapport de monitoring de la stratégie énergétique qui est mis à jour chaque année, la consommation d'électricité par habitant était de 23,6 GJ en 2019, soit 8,3% de moins qu'en 2000. Compte tenu de l'incidence des conditions météorologiques, la baisse a été de 8% (BFE, 2020). La valeur indicative fixée pour 2020 est donc très vraisemblablement atteinte ou dépassée.

Le 28 août 2019, le Conseil fédéral a décidé que, d'ici à 2050, Suisse ne devra plus rejeter dans l'atmosphère davantage de gaz à effet de serre que ce que les réservoirs naturels et artificiels sont capables d'absorber (Conseil fédéral, 2019). L'électrification dans les secteurs de la chaleur et de la mobilité joue un rôle important pour réaliser cet objectif de zéro émission nette. La part de l'électricité dans la consommation énergétique totale augmentera à la suite de la décarbonisation. Le recours systématique aux potentiels d'efficacité existants sera donc essentiel pour couvrir, sans le nucléaire, le besoin en électricité avec les énergies renouvelables, tout en continuant d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'importance marginale des coûts de l'énergie dans les investissements totaux ainsi que dans les coûts d'exploitation et les frais des ménages constitue un obstacle à l'utilisation de ces potentiels, qui demeure insuffisante actuellement. De nombreux acteurs ne connaissent donc pas leur consommation d'énergie ou ne la considèrent pas comme une marge de manœuvre. De plus, beaucoup d'acteurs du marché ne connaissent pas suffisamment les avantages des mesures d'efficacité, pour ce qui est de la rentabilité sur la durée de vie, ni leur utilité supplémentaire et disposent uniquement d'informations lacunaires sur les marchés des produits énergétiquement efficaces. Cela tient à un manque de formation et de perfectionnement au niveau tant des installateurs, des architectes et des planificateurs que des responsables techniques dans les entreprises (BFE, 2009).

En plus du manque de sensibilisation et du déficit d'information, l'absence d'incitations économiques et les entraves au financement des mesures d'efficacité représentent un obstacle. De nombreux investisseurs s'attendent à des rendements élevés et souhaitent un retour sur investissement rapide. Or les technologies les plus innovantes coûtent encore souvent plus chères que leurs alternatives, car l'impact didactique et les effets d'échelle ne diminuent les prix qu'après un certain temps. Par ailleurs, certaines mesures d'efficacité étendues peuvent engendrer des surcoûts non amortissables par rapport aux solutions conventionnelles. La rentabilité de ces mesures est réduite, car les prix actuels de l'énergie ne tiennent pas suffisamment compte des coûts externes (BFE, 2009).

Les instruments ci-après sont déjà disponibles pour mieux exploiter les potentiels d'efficacité:

- *Exigences*: s'appuyant sur l'art. 44 L'Ene, la Confédération édicte des exigences concernant l'efficacité des appareils électriques et des prescriptions sur la déclaration de la consommation et de l'efficacité (p. ex. étiquettes-énergie). Ces prescriptions couvrent près de 35 catégories d'appareils (dont les éclairages, les appareils ménagers, les téléviseurs, les moteurs ou les pompes).
- *Exigences*: les cantons ont formulé des exigences relatives aux chauffages électriques fixes et aux chauffe-eau électriques centralisés dans le «Modèle de prescriptions énergétiques des cantons» (MoPEC) 2014. Ces installations sont interdites dans les nouveaux bâtiments et, à quelques exceptions près, lors du remplacement du chauffage. De plus, les cantons prévoient parfois une obligation d'assainir ces installations.
- *Encouragement*: la Confédération réalise, sur la base de l'art. 32 L'Ene, des appels d'offres publics pour des mesures d'efficacité électrique afin d'encourager le remplacement des anciens dispositifs et appareils par de nouveaux qui sont très efficaces. Cela permet d'économiser quelque 740 GWh par an.

- *Encouragement*: les cantons peuvent encourager le remplacement des chauffages électriques fixes à résistance. La Confédération augmente les subventions grâce à l'affectation partielle de la taxe sur le CO₂.
- *Information*: dans le cadre du programme SuisseEnergie, la Confédération gère une plateforme de sensibilisation, d'information, de conseil, de formation, de perfectionnement et d'assurance-qualité dans les domaines de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables. Ce programme soutient aussi des projets financièrement.

Le contrat de performance énergétique, qui s'appuie sur une démarche volontaire axée sur le marché, permet lui aussi d'économiser de l'énergie, mais il est encore peu répandu en Suisse. Il s'agit d'un contrat entre un propriétaire foncier et une entreprise de services énergétiques qui élabore un projet spécifique et garantit un certain niveau d'économies d'énergie. Outre les économies garanties, l'avantage pour le propriétaire foncier est que les mesures sont organisées et mises en œuvre par un partenaire centralisé. La Confédération promeut cet instrument par l'intermédiaire de SuisseEnergie.

Jusqu'à présent, le dilemme locataires-bailleurs a entravé les mesures d'efficacité dans les immeubles locatifs, car les locataires bénéficient des économies grâce aux frais accessoires plus faibles, alors que les propriétaires réalisent des investissements élevés qu'ils doivent généralement supporter seuls. Pour désamorcer ce problème, le Conseil fédéral a modifié l'ordonnance sur le droit du bail le 29 avril 2020 (Conseil fédéral, 2020). Désormais, les coûts peuvent être répercutés aux locataires via les frais accessoires énergétiques, mais ceux-ci ne doivent pas augmenter par rapport à leur niveau antérieur à l'assainissement énergétique.

Deux autres mesures concernant l'efficacité énergétique sont prévues dans la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables: premièrement, une base légale sera créée pour les programmes à l'échelle nationale encourageant des mesures d'efficacité électrique standard. La promotion par l'intermédiaire d'appels d'offres publics sera ainsi complétée de manière ciblée. Deuxièmement, des mesures visant à réduire la consommation des chauffages électriques à résistance seront examinées avec les cantons. Ces chauffages consomment environ 2,8 TWh d'électricité par an. En les remplaçant par des pompes à chaleur, il serait possible d'économiser quelque 2 TWh, principalement en hiver. Les cantons ont déjà pris des mesures en ce sens, mais il convient d'étudier la manière dont ce remplacement pourrait être accéléré et étendu.

Par ailleurs, la version entièrement révisée de la loi sur le CO₂ prévoit à l'art. 55, des mesures dans le domaine des bâtiments qui augmentent également l'efficacité énergétique de ces derniers (p. ex. al. 2, let. f: couverture des risques à long terme liés aux investissements dans des mesures de modernisation des bâtiments respectueuses du climat). Eu égard à l'électrification croissante du secteur de la chaleur, il est important d'exploiter les potentiels d'efficacité dans les bâtiments.

Les incitations financières en matière d'efficacité électrique se limitent à des subventions que les personnes intéressées peuvent demander de manière facultative. Elles sont importantes, mais leur efficacité est restreinte. C'est la raison pour laquelle plusieurs incitations financières ayant un caractère plus contraignant ont été envisagées par le passé (p. ex. taxe d'incitation électrique ou système d'engagement à l'efficacité énergétique). Contrairement aux subventions, les milieux politiques pourraient alors fixer des objectifs d'économies d'énergie. La mise en place d'un système d'engagement à l'efficacité énergétique serait une possibilité: certains acteurs seraient alors tenus de respecter des objectifs de réduction contraignants et clairement définis. Cet outil pourrait être conçu de différentes manières (p. ex. certificats blancs ou système de bonus-malus). Selon le modèle, les obligations incomberaient aux fournisseurs d'électricité ou aux gestionnaires de réseau. Un bonus d'économie ou des certificats négociables qui sont octroyés pour l'énergie économisée inciteraient à diminuer la consommation d'énergie. Plusieurs pays, dont le Danemark, la France et l'Italie, appliquent déjà depuis longtemps des quotas d'économies d'énergie contraignants. Dans le cadre des travaux liés au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, l'OFEN a déjà comparé différents modèles et identifié les critères qu'un système d'engagement à l'efficacité énergétique doit remplir. Le Parlement a toutefois supprimé cet engagement du projet de révision de la LENE qui avait alors été présenté. Compte tenu

des nouvelles conditions-cadres et de l'objectif de zéro émission nette, il pourrait cependant être ré-examiné.

4 Perspectives énergétiques 2050+

Les Perspectives énergétiques constituent depuis les années 1970 une base quantitative essentielle de la politique énergétique de la Suisse. Le 26 novembre 2020, l'OFEN a publié les premiers résultats des nouvelles Perspectives énergétiques 2050+ (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020). Celles-ci dressent des scénarios sur l'offre et la demande d'énergie en Suisse jusqu'en 2050 qui respectent l'objectif de zéro émission nette, tout en continuant de garantir un approvisionnement en énergie sûr, propre, abordable et majoritairement suisse. Les informations ci-après s'appuient sur la variante de base du scénario ZÉRO, qui est actuellement réputée bénéfique si l'on considère la meilleure efficacité possible au niveau des coûts, l'acceptation sociale élevée, ainsi que les aspects liés à la sécurité de l'approvisionnement en énergie et la réalisation fiable des objectifs. Cette variante ZÉRO base table sur un accroissement important et si possible précoce de l'efficacité énergétique et sur une vaste électrification. De plus, l'utilisation de biomasse progresse sensiblement. Les agents énergétiques à base d'électricité jouent également un rôle dès 2045. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables indigènes est développée rapidement de manière à obtenir un bilan annuel équilibré d'ici à 2050.

Les analyses montrent que l'objectif de zéro émission nette est réalisable en développant globalement les énergies renouvelables, en exploitant les potentiels de l'efficacité énergétique et en complétant la production d'électricité indigène par des importations issues des pays européens. La modélisation tient également compte de la mise hors service des centrales nucléaires. Deux variantes de respectivement 50 et 60 ans ont été calculées pour refléter la longueur éventuelle de leur durée de vie technique. Concernant le développement de la production indigène d'électricité, il est également prévu que la Suisse puisse couvrir sur une année ses besoins correspondants d'ici à 2050. D'après la modélisation de la variante prévoyant l'arrêt le plus précoce des centrales nucléaires (durée de vie de 50 ans), la production d'électricité en Suisse peut être assurée presque entièrement par les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables d'ici à 2050. Dans cette variante, la dernière centrale nucléaire de Leibstadt est arrêtée en 2034, ce qui entraîne un bond des importations en hiver (cf. Illustration 2). Celles-ci diminuent ensuite de nouveau d'ici à 2050 à mesure que la production d'électricité d'origine renouvelable se développe. Le solde importateur annuel progresse donc dans un premier temps, mais il fléchit ensuite durablement jusqu'en 2050 pour redevenir nul, conformément aux directives.

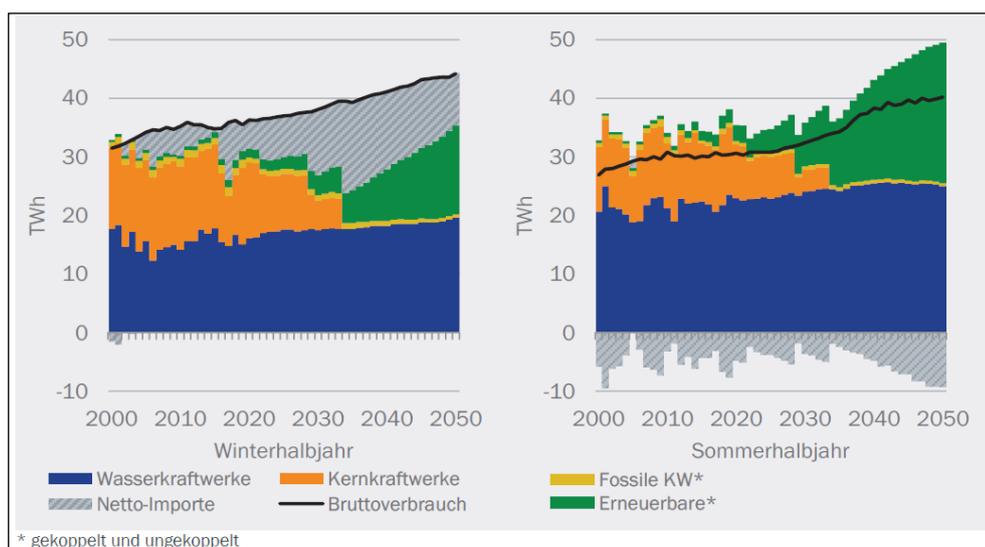


Illustration 2: Évolution de la production brute d'électricité pendant le semestre d'hiver et d'été dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh (Prognos/TEP Energy/Infras, 2020)

En plus des mesures d'efficacité énergétique et du développement de la production électrique d'origine renouvelable, la flexibilité de la production et de la consommation d'électricité et l'interaction avec

l'étranger revêtent une importance capitale pour le futur approvisionnement de la Suisse en électricité. À l'horizon 2050, les calculs de ce scénario indiquent une puissance de production flexible d'environ 16 GW provenant des centrales à accumulation et des installations CCF alimentées par la biomasse. En comparaison, la charge de pointe non flexible de la consommation d'électricité se situe à environ 11 GW. En ce qui concerne la flexibilisation de la consommation, les capacités des batteries de stockage des véhicules électriques, les pompes à chaleur, les batteries de stockage décentralisées servant d'accumulateurs domestiques dans les bâtiments et la production indigène d'hydrogène ont été prises en compte. D'autres applications (p. ex. climatisation, chaleur industrielle et grandes pompes à chaleur) offrent un potentiel de flexibilité supplémentaire, mais elles ne sont pas considérées dans les analyses.

Les Perspectives énergétiques 2050+ montrent que la Suisse est en mesure de transformer son approvisionnement énergétique de manière à atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050, tout en garantissant la sécurité de celui-ci. Elles présentent les évolutions technologiques éventuelles en la matière et jettent ainsi les bases décisionnelles des futurs objectifs et mesures. La définition des mesures requises fait toutefois partie intégrante du processus politique et doit être décidée dans ce cadre.

5 Conclusion

Les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ révèlent que la Suisse peut, d'ici à 2050, couvrir ses besoins en électricité même sans l'énergie en ruban de ses centrales nucléaires, tout en réalisant ses objectifs climatiques. À l'avenir, la flexibilité de la consommation électrique jouera un grand rôle, en plus des mesures d'efficacité énergétique, du développement de la production d'électricité d'origine renouvelable, de la flexibilité de la production d'électricité et de l'interaction avec l'étranger. Les EAE utilisent déjà des installations à télécommande centralisée pour réduire la charge de pointe et équilibrer la répartition de la charge. Toutefois, une grande incertitude entoure encore aujourd'hui les volumes précis qui sont utilisables et utilisés dans le cadre de la gestion de la demande. Selon l'étude DSM (BET, 2019) et des enquêtes auprès des EAE, la base de données correspondante reste insuffisante et ne permet dès lors pas de quantifier les transferts de charge. La requête du postulat, à savoir indiquer l'ampleur actuelle de la consommation électrique que les consommateurs reportent intentionnellement, ne peut donc pas être satisfaite. L'analyse de statistiques et de rapports a néanmoins permis d'estimer le potentiel de la gestion de la demande en Suisse dans le cadre de l'étude DSM. D'après les résultats, le potentiel sociotechnique s'inscrit entre 530 et 870 MW pour l'extinction des applications de consommation et entre 590 et 960 MW pour leur mise en marche. Au niveau des ménages, le potentiel est observé principalement en hiver, pendant la journée, en raison de la fourniture du chauffage des locaux. Dans l'industrie et le tertiaire, la répartition saisonnière du potentiel est plus équilibrée, même si celui-ci est surtout disponible en journée. D'autres prestataires de flexibilité éventuels (p. ex. électromobilité) devraient venir s'y ajouter à l'avenir. De plus, le déploiement de compteurs intelligents et de systèmes de commande et de réglage intelligents ainsi que l'amélioration des conditions-cadres réglementaires devraient soutenir l'arrivée de prestataires potentiels.

La Suisse n'utilise actuellement qu'une partie du potentiel DSM disponible, car son système est flexible et la demande de DSM est encore faible. D'une part, l'incertitude des acteurs concernés quant aux avantages et aux conditions-cadres entravent l'utilisation. D'autre part, les incitations économiques pour proposer des applications de consommation électrique destinées à gérer la demande font défaut. Cela tient notamment au fait que la marge de manœuvre est relativement limitée pour définir les tarifs d'utilisation du réseau et que l'ouverture uniquement partielle du marché restreint les possibilités de commercialisation. Enfin, l'absence de standards de communication et de normalisation de l'infrastructure technique complique le recours à une gestion de la demande. Plusieurs solutions peuvent contribuer à surmonter ces obstacles: des conditions-cadres réglementaires permettant l'émergence d'un marché doivent être mises en place. En outre, la méconnaissance ou l'incertitude susmentionnée des acteurs concernés doivent être réduites. De même, une définition plus souple des tarifs d'utilisation du réseau pourrait accroître l'utilisation de la gestion de la demande, en plus d'une nouvelle réglementation sur la flexibilité. La loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables prévoit déjà un assouplissement dans ce domaine ainsi qu'une ouverture complète

du marché et la mise en place d'une infrastructure de données basée sur un centre de données (*data-hub*) pour améliorer la disponibilité et l'échange de ces dernières et leur accès.

En plus de la gestion de la demande, de nombreux autres moyens existent pour mieux intégrer les nouvelles énergies renouvelables et adapter le système énergétique à la disparition de l'énergie en ru-ban des centrales nucléaires. Le couplage des secteurs, qui relie les secteurs de l'électricité, de la cha-leur et de la mobilité et les pilote intelligemment du point de vue du système énergétique global, jouera un rôle important en la matière. Différentes activités sont en cours de réalisation dans le cadre des tra-vaux de l'OFEN consacrés à l'hydrogène, à la chaleur et à la mobilité. Concernant le photovoltaïque, qui présente un grand potentiel en Suisse, mais dont la production est très fluctuante, la hausse de la consommation propre pourrait décharger les réseaux. Pour ce faire, l'électricité produite doit être con-sommée directement sur place, ce qui permet d'éviter les pics de charge. La consommation propre peut être maximisée en utilisant des gestionnaires d'énergie intelligents, des appareils consommateurs pilotables et des accumulateurs domestiques décentralisés. Par ailleurs, les installations CCF contri-bueront elles aussi à l'avenir à garantir la sécurité de l'approvisionnement. Des analyses approfondies à ce sujet sont en cours. Enfin, l'exploitation des potentiels d'efficacité existants revêt une grande im-portance. Elle est actuellement insuffisante à cause de plusieurs obstacles. En plus des outils déjà dis-ponibles, la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renou-velables et la révision totale de la loi sur le CO₂ prévoient plusieurs mesures qui devraient améliorer sensiblement les conditions-cadres relatives à l'utilisation de la flexibilité.

6 Liste des sources citées dans le document

- BET (2019). *Studie «Potential Demand Side Management in der Schweiz»*. Berne: Office fédéral de l'énergie. En allemand uniquement avec résumé en français
- Borsche, T., Ulbig, A., & Andersson, G. (2016). *SATW-Speicherstudie - Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende*. Zurich: Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften. En allemand uniquement.
- Conseil fédéral (28 août 2019). *Le portail du Gouvernement suisse*. Consulté le 21 juillet 2020. «Le Conseil fédéral vise la neutralité climatique en Suisse d'ici à 2050»: <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-76206.html>
- Conseil fédéral (29 avril 2020). *Le portail du Gouvernement suisse*. Consulté le 21 juillet 2020. «Le Conseil fédéral modifie l'ordonnance sur le droit du bail»: <https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiques.msg-id-78937.html>
- Consentec, Polynomics, Université de Bâle, ZHAW (2021 [pas encore publié]). *Weiterentwicklungen in der Tarifierung von Netz und Energie*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- Chrenko, R., & Kiener, M. (2020). *Einheitliche Heizwert- und Energiekennzahlenberechnung der Schweizer KVA nach europäischem Standardverfahren*. Berne: Office fédéral de l'énergie. En allemand uniquement.
- DETEC (2020). *Rapport sur les résultats de la consultation concernant la révision de la loi sur l'énergie*. Berne: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication.
- OFEN (2009). *Effizienzmassnahmen im Elektrizitätsbereich - Grundlagen für Wettbewerbliche Ausschreibungen*. Berne: Office fédéral de l'énergie (OFEN). En allemand uniquement.
- OFEN (2019). *Stratégie énergétique 2050 - Rapport de monitoring 2019. Version abrégée*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- OFEN (15 avril 2019). *Les toits et les façades des maisons suisses pourraient produire 67 TWh d'électricité solaire par an*. Consulté le 17 septembre 2020. Communiqué de presse: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiques-de-presse/mm-test.msg-id-74641.html>
- OFEN (2020). *Stratégie énergétique 2050 - Rapport de monitoring 2020 (version abrégée)*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- OFEN (2020). *Stratégie énergétique 2050 - Rapport de monitoring 2020 (version détaillée)*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- OFEN (2020). *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Berne: Office fédéral de l'énergie. En allemand uniquement.
- OFEN (2020). *Statistique suisse de l'électricité 2019*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- Prognos/TEP Energy/Infras (2020). *Perspectives énergétiques 2050+. Rapport succinct*. Berne: Office fédéral de l'énergie.