Energie
Programmes nationaux de recherche 70 et 71

Synthèse

Conditions du marché et réglementation

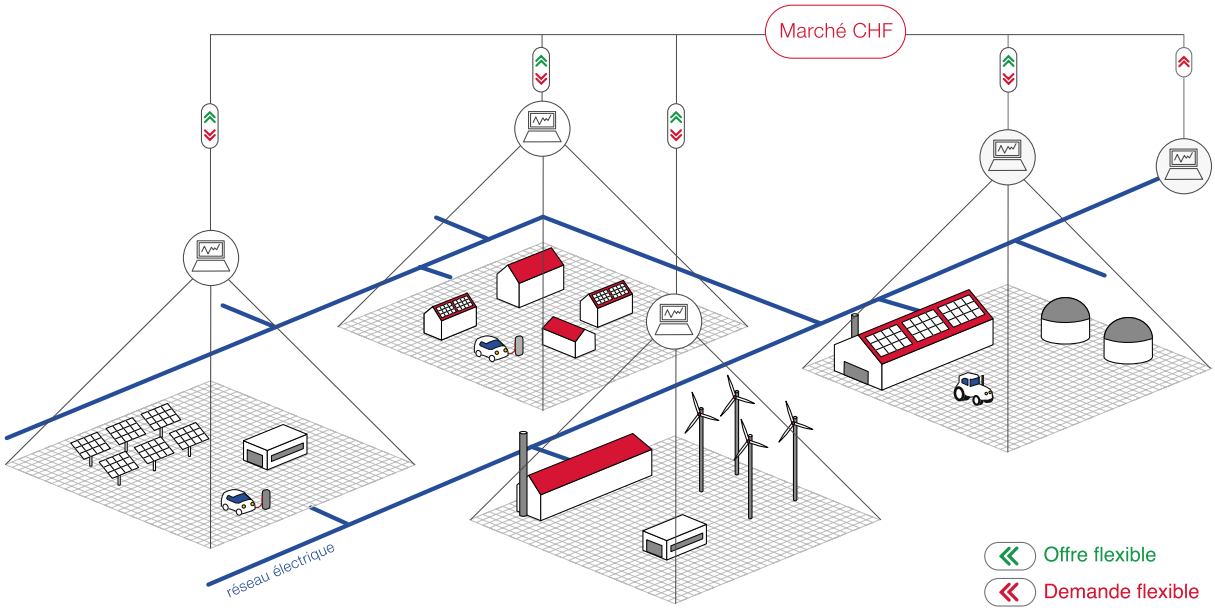
Conditions du marché et réglementation

Cet axe thématique rassemble les conclusions issues des projets à orientation économique. Cette synthèse présentera en particulier l'impact attendu d'une politique énergétique de régulation et d'encouragement et d'une réforme fiscale écologique sur l'innovation, l'efficacité énergétique et la distribution. Elle mettra aussi en évidence la manière optimale de réglementer le marché de l'énergie en prenant en compte l'efficacité énergétique et les réflexions sur la distribution.

1. Éléments clés pour la transformation du système électrique

À elles seules, les solutions technologiques ne suffisent pas à transformer le système électrique suisse. L'aménagement des conditions du marché et de la réglementation est au moins aussi important. Il est impératif d'agir afin que ces dernières mènent l'évolution dans la bonne direction au moyen d'incitations et d'opportunités d'action.

1.1. Messages clés



Le système électrique suisse est intrinsèquement complexe et étroitement interconnecté avec les autres secteurs énergétiques et avec le marché européen. Des activités isolées individuelles ne permettent par conséquent pas de mener à bien la transformation voulue par la Stratégie énergétique 2050. Cette dernière nécessite au contraire une combinaison de diverses mesures, si possible bien coordonnées entre elles et compatibles avec les règles de l'UE.

- À partir des résultats du programme national de recherche « Énergie » sur le plan des conditions du marché et de la réglementation, cette synthèse a identifié un besoin d'action dans trois grands domaines : à lui seul, le marché ne peut pas déclencher les investissements nécessaires d'après la Stratégie énergétique 2050 pour développer les nouvelles sources d'énergie renouvelables que constituent le soleil et le vent. Un soutien financier reste par conséquent indispensable pour ces dernières. Des subventions devraient également être nécessaires à long terme pour un certain nombre de prestations de fourniture de réserves d'électricité et d'infrastructures spéciales. Dans la mesure du possible, les mesures d'incitation doivent toutefois être privilégiées.
- Tant du point de vue de l'offre que du côté de la demande, la part croissante des nouvelles énergies renouvelables et intermittentes se traduit par des exigences nettement supérieures en matière de flexibilité dans la gestion des capacités. Une adaptation de la consommation aux fluctuations de l'offre est possible entre autres grâce à une tarification flexible de l'électricité et de l'utilisation du réseau. Celle-ci peut notamment s'appuyer sur les technologies numériques et les nouvelles infrastructures smart grid intelligentes.
- Dans le contexte de l'extension des capacités de production d'énergie renouvelable, les unités décentralisées gagnent en importance dans l'ensemble du système électrique. Les coopératives énergétiques, les communautés d'autoconsommation, les réseaux de

distribution régionaux, les exploitants de systèmes de stockage d'électricité et les « prosommateurs », qui sont à la fois petits producteurs et consommateurs, entrent en lice en tant que nouveaux acteurs du secteur. Leur interaction et leur intégration optimale au système électrique sont critiques pour le succès des futurs développements. Du fait de l'inévitable décentralisation, le système jusque-là organisé de façon « top-down » évolue vers une alternance de fonctionnement « top-down » et « bottom-up ». Ceci aura un impact considérable sur le futur modèle de marché.

1.2. Recommandations clés

Développer le système électrique en l'orientant davantage sur le marché !

L'incitation est plus efficace que l'encouragement. Les nouvelles exigences vis-à-vis du système électrique doivent par conséquent être traduites en mesures de stimulation du marché et les différents secteurs doivent être organisés et réglementés en conséquence, et en accord avec l'évolution au sein de l'UE. Exemples : valoriser les efforts de flexibilité, exploiter les taxes sur le CO_2 ou récompenser les comportements utiles au réseau.

Intégrer les unités décentralisées et profiter du potentiel de leur flexibilité!

Les unités décentralisées gagnent en importance. Elles offrent plusieurs avantages: leur flexibilité accrue permet de s'en servir pour enrayer les pics de charge ou remédier aux goulets d'étranglement. Leur grande nombre procure une plus grande variété, se traduisant par d'autant plus de possibilités d'action.

Soutenir les nouvelles énergies renouvelables de façon flexible !

Les nouvelles énergies renouvelables ne sont pas encore totalement compétitives. C'est pourquoi, elles doivent continuer à être soutenues à l'aide d'instruments flexibles et adaptés à la maturité commerciale des différentes technologies. Leur introduction sur le marché ouvert doit se faire de manière progressive, par exemple via un modèle d'enchères. À cet égard, les acteurs doivent pouvoir se fier à des règles simples et stables.

Au cours des années à venir, le marché suisse de l'électricité connaîtra de profondes mutations, d'une part dans le cadre de la transformation du système énergétique et d'autre part du fait de la décision attendue au sujet d'un éventuel accord sur l'électricité avec l'UE. La présente synthèse a rassemblé les conclusions de plus de 20 projets relatifs à la thématique des conditions du marché et de la réglementation du PNR « Énergie » et en a déduit 14 recommandations d'action destinées aux acteurs majeurs du marché suisse. Ungroupe de réflexion composé d'une dizaine de spécialistes a évalué et commenté ces recommandations en termes d'impact et de faisabilité, ce qui a permis de formuler trois recommandations clés :

1. **Développer le système électrique en l'orientant davantage sur le marché !** L'incitation est plus efficace que l'encouragement. Les nouvelles exigences vis-à-vis du système électrique doivent par conséquent être traduites en mesures de stimulation du marché et les différents secteurs doivent être organisés et réglementés en conséquence, en accord avec l'évolution au sein de l'UE. Exemples : valoriser les efforts de flexibilité, exploiter les taxes sur le CO_2 ou récompenser les comportements utiles au réseau.

2. **Soutenir les nouvelles énergies renouvelables de façon flexible et les confronter progressivement au marché !** Les nouvelles énergies renouvelables ne sont pas encore totalement compétitives. C'est pourquoi, elles doivent continuer à être soutenues à l'aide d'instruments flexibles et adaptés à la maturité commerciale des différentes technologies. Leur introduction sur le marché ouvert doit se faire de manière progressive, par exemple via un modèle d'enchères. À cet égard, les acteurs doivent pouvoir se fier à des règles simples et stables.

3. **Intégrer les unités décentralisées et profiter du potentiel de leur flexibilité !**Les

unités décentralisées gagnent en importance. Elles offrent plusieurs avantages : leur flexibilité accrue permet de s'en servir pour enrayer les pics de charge ou remédier aux goulets d'étranglement. Leur grand nombre procure une plus grande variété, se traduisant par d'autant plus de possibilités d'action. De plus, leur ancrage régional assure une meilleure acceptation des projets. La législation et la réglementation doivent par conséquent créer des conditions aussi optimales que possible pour leur mise en place et leur intégration au sein du système électrique.

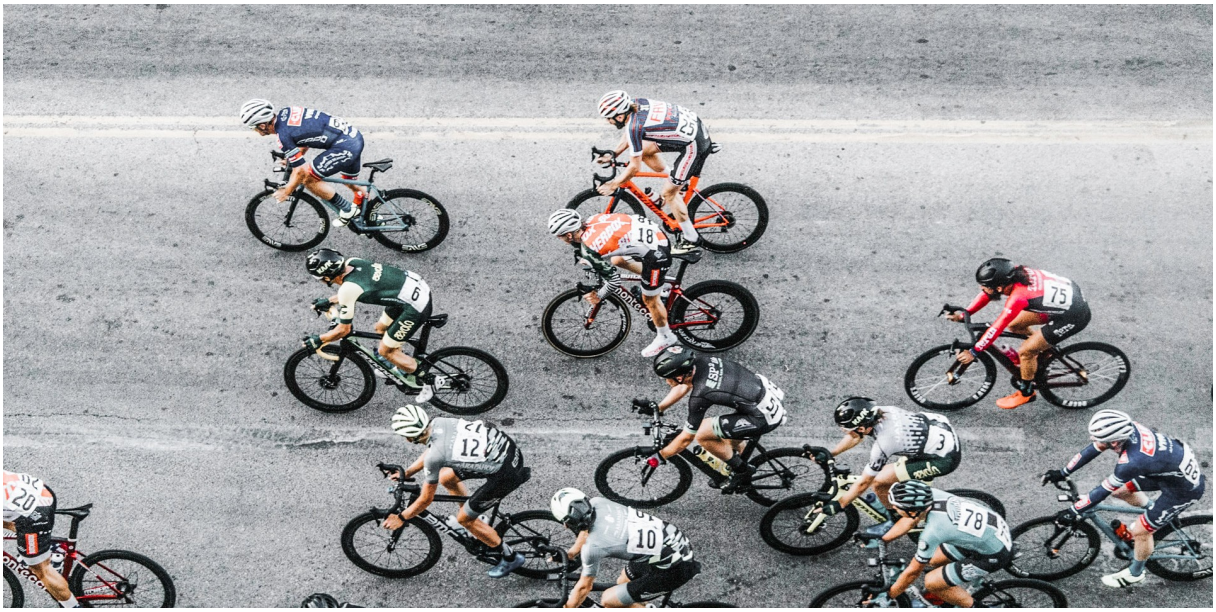
Toutes les actions recommandées sont détaillées dans le chapitre « Recommandations d'action pour un marché de l'électricité fonctionnel ».

2. À la recherche de règles et d'instruments efficaces

L'organisation du marché de l'électricité est capitale pour la transformation du système énergétique suisse. Les règles institutionnelles et l'ensemble des instruments de politique économique et sociale doivent interagir de manière optimale, aussi bien au niveau national qu'avec les marchés de l'UE.

Sécurité de l'approvisionnement # Efficacité énergétique # Durabilité # Fourniture d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

2.1. La Stratégie énergétique 2050 fixe les objectifs



Avec la Stratégie énergétique 2050, la Suisse vise trois objectifs principaux sur le marché de l'électricité[1] : la réduction de la consommation, une production respectueuse de l'environnement et la sécurité de l'approvisionnement. Outre des mesures techniques, la concrétisation de ces objectifs doit notamment aussi passer par des mécanismes de marché. La structure du cadre réglementaire requis et la mise en œuvre ciblée d'instruments de marché revêtent par conséquent un rôle central dans la transformation du système énergétique.

Un usage plus rationnel de l'électricité peut, entre autres, être favorisé par des mesures d'efficacité ciblées. À ce titre, il convient de toujours veiller à l'impact de ces mesures sur le développement économique, ainsi qu'à une répartition équitable des coûts et des avantages.

Pour améliorer l'impact environnemental de la production, il s'agit d'accroître la part des énergies renouvelables. Outre le développement de l'hydroélectricité, cela doit avant tout se faire grâce aux nouvelles énergies renouvelables telles que le soleil, le vent et la géothermie. Dans cette optique, les efforts se concentrent sur des instruments et des mesures permettant de promouvoir ces technologies tout en jouissant d'une bonne acceptation par le marché et la société.

En matière de sécurité de l'approvisionnement, il s'agit avant tout de clarifier ce que l'on entend précisément par là dans un système énergétique transformé et comment ce paramètre peut être évalué. À cela s'ajoute la nécessité de clarifier les relations avec le marché européen de l'électricité. Selon les décisions que prendront les instances politiques, des solutions alternatives seront requises car les échanges d'électricité avec les pays voisins

sont indispensables pour la sécurité de l'approvisionnement et l'équilibrage temporaire des charges. Pour les futures infrastructures de production et les échanges de courant sur le territoire national, une extension rapide des réseaux de transmission et une conversion aux smart grids[2] sont nécessaires.

Notes et références

1 Cf. Conseil fédéral, Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (révision de la Loi sur l'énergie) du 4 septembre 2013, 13.074, p. 7609 et suiv.

2 « On entend par smart grid (réseau intelligent) un système électrique qui garantit intelligemment, en recourant aux technologies de comptage et aux technologies d'information et de communication (TIC), l'échange d'énergie électrique entre des sources de divers types et des consommateurs caractérisés par des besoins différents », définition d'un smart grid d'après la fiche technique Feuille de route pour un réseau intelligent de l'OFEN, mars 2015.

Régulation # Numérisation # Europe / UE # Décentralisation

2.2. Conception régionale de marché dans un environnement international

Le développement des nouvelles énergies renouvelables, telles que le solaire et l'éolien, modifie fondamentalement la charge des réseaux autant que la structure du marché côté production. Les fortes fluctuations du courant injecté conduiront à une importance croissante des composants décentralisés, aussi bien au niveau de la production d'électricité que pour le stockage et la consommation. Afin de satisfaire aux nouvelles exigences, les réseaux doivent être convertis en smart grids et développer le monitoring[1].

Cette transformation fondamentale de l'infrastructure et de l'organisation du marché a également des conséquences au niveau réglementaire. À cet égard, le défi majeur est de trouver un équilibre optimal entre auto-régulation et réglementation par les autorités, et ce jusqu'à l'échelon des villes ou des communes. Parmi les principaux domaines à réglementer figurent notamment la protection et la gestion des données, où les smart grids soulèvent de nouvelles problématiques dont les conséquences à moyen et à long terme sont difficilement prévisibles. Il s'agit par conséquent de trouver un cadre prospectif et flexible, capable de réagir aux futures innovations produit et modèles d'affaires des fournisseurs d'énergie et de les intégrer en temps utile.

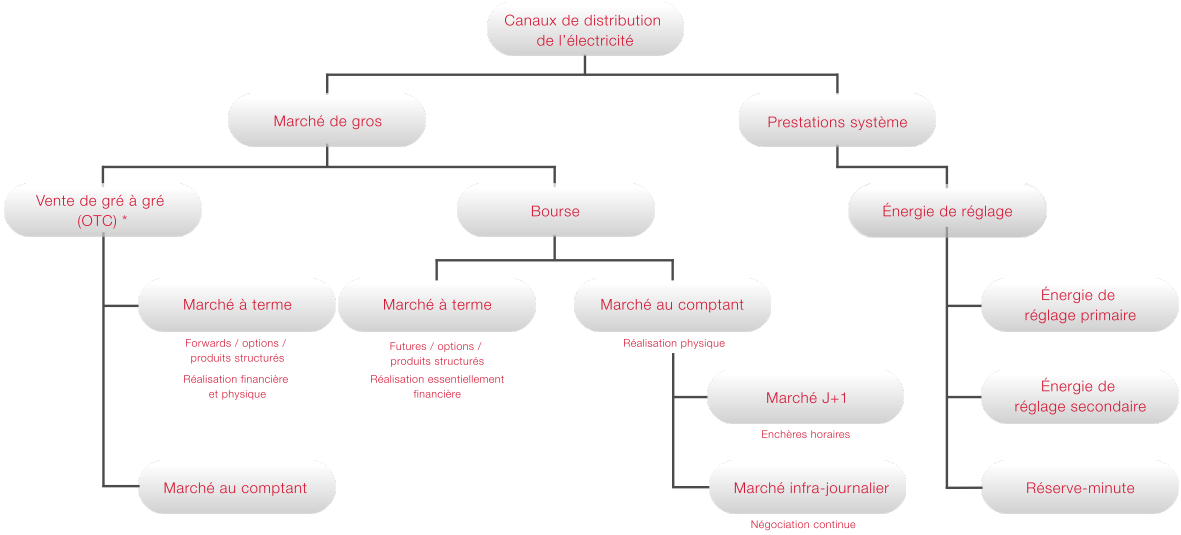
À tout ceci s'ajoute le facteur supplémentaire de l'évolution dans les pays voisins, avec lesquels la Suisse est contrainte à des échanges d'électricité pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. Tenue d'être compatible avec les marchés de ces pays, la conception du marché suisse de l'électricité est donc fortement tributaire des évolutions au sein de l'UE[2].

Notes et références

1 Cf. OFEN, 2015, Feuille de route suisse pour un réseau intelligent, Pistes vers l'avenir des réseaux électriques suisses, groupe de travail Technologie.
2 Pour une analyse conceptuelle, cf. le rapport spécial du Comité d'experts pour les questions d'environnement du gouvernement allemand (SRU), Den Strommarkt der Zukunft gestalten, Berlin, 2013.

Sécurité de l'approvisionnement # Réseaux énergétiques # Investissement # Fourniture d'énergie

2.3. Les quatre éléments fondamentaux d'un marché de l'électricité fonctionnel



* Over-the-Counter

Canaux de distribution de l'électricité. *Source : Comité d'experts pour les questions d'environnement (2013) : Den Strommarkt der Zukunft gestalten, figure 2.1 Stromvertriebswege, p. 24*

Le marché suisse de l'électricité doit remplir diverses missions pour le compte de l'économie, de la population et du gouvernement. La Stratégie énergétique 2050 s'articule autour de quatre exigences principales : synchroniser l'offre et la demande, garantir la sécurité d'approvisionnement, assurer la stabilité du réseau et développer la production à base d'énergies renouvelables. D'un point de vue conceptuel, ces quatre tâches peuvent être vues comme les éléments clés d'un marché global, fonctionnant chacun selon ses propres critères et mécanismes.

- La synchronisation de l'offre et de la demande est aujourd'hui organisée comme un pur marché énergétique (Energy Only). Sur le marché infra-journalier sont négociés des contrats quart d'heure, tandis que des enchères à J+1 visent à convenir de tarifs horaires homogènes.
- Sur le plan de la sécurité d'approvisionnement (Security of Supply), il s'agit aussi bien de maintenir la stabilité à court terme du système (System Security) que de garantir une offre suffisante pour couvrir la demande et la charge maximales (System Adequacy).[1]
- Des mécanismes de régulation fiables doivent assurer le maintien de la stabilité du réseau, même en cas de déséquilibre entre le courant injecté et puisé dans le réseau. Les

opérateurs de réseau ont la possibilité et l'obligation légale de prendre des mesures visant à préserver la sécurité et la fiabilité du système d'approvisionnement en électricité.

- Les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables sont encouragés via un système d'incitation à base d'indemnisations et de subventions.

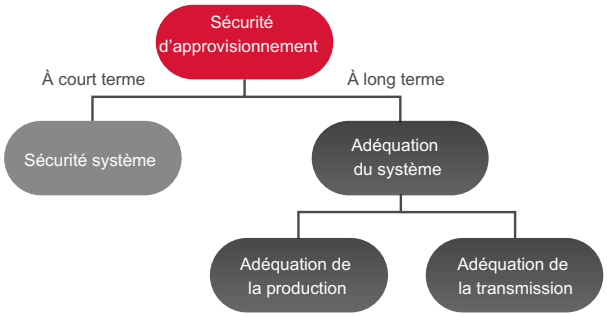
Pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050, ces quatre facteurs constitutifs du marché ne doivent désormais plus simplement fonctionner chacun de leur côté, mais aussi interagir de façon optimale, car leur influence mutuelle est à certains égards considérable. Ainsi, le marché du négoce ou celui des réserves de réglage dépendent fortement du mix de production. Une hausse de la production solaire et éolienne conduit par exemple à un changement fondamental de la répartition horaire des excédents et des déficits de production.

Notes et références

1 Sécurité d'approvisionnement : dimensions multiples, responsabilités floues

Marché # Sécurité de l'approvisionnement # Réseaux énergétiques # Fourniture d'énergie

2.4. Sécurité d'approvisionnement : dimensions multiples, responsabilités floues



Les différents aspects de la sécurité d'approvisionnement.

Conformément aux spécificités du marché de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement (Security of Supply) peut être décrite selon deux dimensions[1] :

La sécurité système – c'est-à-dire le maintien de la stabilité du système à court terme – exige un approvisionnement stable avec une compensation physique permanente de l'offre et de la demande. Des écarts peuvent survenir en raison de pannes imprévues de centrales ou de lignes, ou bien du fait de prévisions erronées de charge ou de production. La responsabilité de la sécurité système relève essentiellement de l'opérateur du réseau de transport, Swissgrid. En tant qu'opérateur de système de transmission, ce dernier est non seulement responsable de l'exploitation du réseau, mais aussi des services système et de la mission connexe de fourniture et de maintien de puissance de réserve.

L'adéquation du système – c'est-à-dire la sécurité d'approvisionnement à long terme sous la forme d'une offre suffisante pour couvrir la demande et la charge réseau maximales – se subdivise, elle aussi, en deux aspects, à savoir l'adéquation de la production et de la transmission.

- Adéquation de la production : la capacité à faire concorder la production d'électricité avec la demande sur le réseau implique des capacités de centrales disponibles en quantité suffisante ;
- Adéquation de la transmission : la capacité du système de transmission à piloter les flux de courant entre les sites de consommation et de production, entre autres aussi à l'aide d'importations en guise d'alternative à la production nationale.

En raison du caractère à la fois complémentaire et substitutif des réseaux et de la fourniture d'électricité, une séparation franche des responsabilités n'est pas possible. Assurer la

sécurité d'approvisionnement à long terme passe aussi bien par les réseaux que par les centrales. L'évolution du rapport entre la production nationale et les importations sur le long terme dépend en outre de nombreux paramètres tels que les coûts de production relatifs, les réseaux transfrontaliers, le cadre réglementaire ou les stratégies politiques.

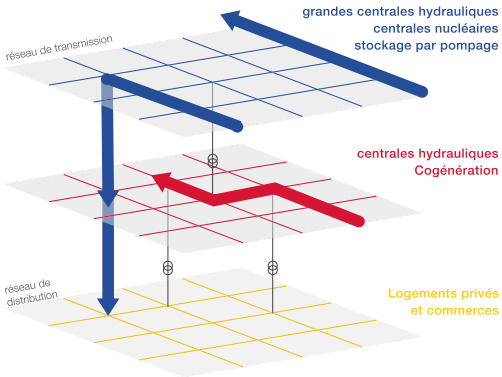
Notes et références

1 Cf. Meister, U. (2016) : Le marché est responsable de la sécurité d'approvisionnement, Blog BKW L'énergie pour demain, https://blog.bkw.ch/fr/le-marche-est-responsable-de-la-securite-dapprovisionnement/ d'après la CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques).

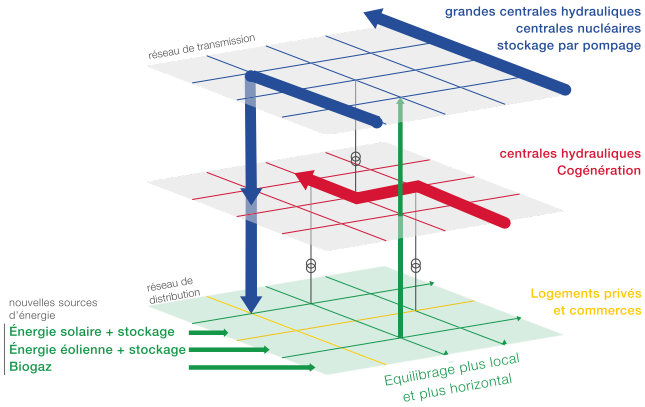
Compteur intelligent # Numérisation # Prosommateur # Pilotage # Décentralisation

2.5. Importance croissante des unités décentralisées - évolution vers davantage de « bottom-up »

Aujourd'hui :
réseau centralisé, hiérarchisé



Demain :
réseau décentralisé et intelligent



Développement du réseau électrique : adjonction de performantes unités décentralisées et de nouveaux flux d'énergie.

Le marché suisse de l'électricité se caractérise actuellement par une architecture essentiellement « top-down » avec des fournisseurs d'électricité comprenant nettement plus de petites structures que de grandes. En tant que productrices, ces dernières assurent entre autres la souplesse nécessaire et jouissent jusqu'à présent en principe d'une position de monopole locale en tant que fournisseur. Parallèlement à d'autres facteurs, tels que les effets externes non internalisés et les incitations inopportunes de diverses réglementations, les monopoles locaux faussent les tarifs de l'électricité.

Actuellement, la situation est en train de changer. D'une part, les réseaux électriques deviennent intelligents : grâce aux technologies numériques, les smart grids permettent l'accès à de nombreux paramètres de mesure et ouvrent ainsi de nouvelles possibilités pour les mécanismes de marché. D'autre part, dans un contexte de libéralisation, le marché de l'électricité fait l'objet d'une ouverture progressive. Les tarifs de l'électricité jouent ainsi davantage leur rôle d'incitation et de coordination. Des fluctuations de prix plus importantes sont admises et se produisent. Par ailleurs, des outils d'incitation et d'encouragement, comme la rétribution à prix coûtant du courant injecté, sont utilisés pour augmenter la part des nouvelles énergies renouvelables.

Ces évolutions parallèles modifient durablement l'architecture du marché. Le futur marché de l'électricité se caractérisera ainsi par un mélange d'éléments « bottom-up » et « top-down ». Les petits acteurs vont se multiplier et comprendront notamment des prosommateurs, c'est-à-

dire des particuliers qui produisent de l'électricité dans de petites centrales, tout en restant clients d'un fournisseur d'électricité. Cela se traduit par un regain de flexibilité, tant du point de vue de la production que du côté de la demande, et permet de signaler une éventuelle pénurie par l'intermédiaire des prix. Une architecture interactive mixte « bottom-up » et « top-down » fonctionnelle permettra d'augmenter la proportion de nouvelles énergies renouvelables et, par conséquent, d'électricité produite de façon décentralisée.

La coordination du nombre sensiblement plus élevé d'acteurs ne fonctionnera qu'avec des mécanismes de marché et de prix efficaces. C'est pourquoi la libéralisation du marché de l'électricité est une condition préalable à la transformation du système énergétique.

Acceptation # Efficacité énergétique # Incitation / encouragement # Incitations

2.6. La question clé : incitation ou encouragement

	Pilotage régulateur (obligations, interdictions, autorisations, etc.)	Pilotage financier (subventions, impôts, etc.)	Pilotage persuasif (information, conseil, etc.)	Pilotage procédural (réseaux, conventions volontaires, etc.)
Bâtiments	Modèles de prescriptions énergétiques des cantons	Programme Bâtiments; incitations fiscales; taxe sur le CO_2; programmes cantonaux d'encouragement	SuisseÉnergie (centre de compétences pour l'efficacité énergétique dans les bâtiments, Minergie) Certificat énergétique cantonal des bâtiments (CECB)	
Énergies renouvelables (électricité et chauffage)	Prescriptions pour les installations et appareils; réglementation du marché de l'électricité	Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC); programmes cantonaux d'encouragement	SuisseÉnergie (Agence des énergies renouvelables; réseaux; infrastructures)	SuisseÉnergie (Agence des énergies renouvelables; réseaux; infrastructures)
Industrie et services		Appels d'offres publics ; taxe sur le CO_2 (exemption)	SuisseÉnergie (appareils de toutes tailles à faible consommation d'énergie)	SuisseÉnergie (convention d'objectifs de l'Agence de l'énergie pour l'économie)
Mobilité	Prescriptions sur les émissions de CO_2	SuisseÉnergie (EcoCar)	SuisseÉnergie (Quality Alliance Eco-Drive); étiquette-énergie	SuisseÉnergie (convention d'objectifs d'auto-suisse)

Rouge = instruments principalement cantonaux. SuisseÉnergie est une plateforme qui se consacre à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables. Elle est gérée par l'Office fédéral de l'énergie et doit jouer un rôle déterminant dans la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. SuisseÉnergie finance et accompagne des projets portés par des partenaires du secteur public et de l'économie privée.

Tableau présentant une vue d'ensemble des instruments d'incitation et d'encouragement. *Source : Balthasar / Walker 2015*

Pour réduire la consommation d'électricité et augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix électrique, deux approches fondamentalement différentes sont possibles : l'incitation grâce à la taxation de l'énergie et du CO_2 ou l'encouragement par l'intermédiaire d'allégements fiscaux et de subventions. Dans les deux cas s'ajoutent des prescriptions obligatoires, telles que des exigences d'efficacité pour les appareils électriques ou des seuils d'émission pour les voitures particulières.

Dans une première phase allant jusqu'en 2020, la priorité est donnée aux mesures d'encouragement pour atteindre les objectifs fixés. Pour parvenir à un usage plus économe de l'énergie, les mesures d'efficacité sont encouragées. Le développement de l'hydroélectricité et des nouvelles énergies renouvelables, dont la part dans le mix électrique doit considérablement augmenter[1], est assuré par des contributions aux investissements et par la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC).

Après 2020, une seconde phase projetait initialement la transition de l'encouragement à l'incitation dans le cadre du système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE), qui prévoyait des taxes sur les combustibles, les carburants et l'électricité. L'application d'un mécanisme d'incitation à la demande d'électricité étant toutefois très controversée dans le milieu politique, le SICE n'a pas pu réunir de majorité au sein du Parlement. Des solutions alternatives devraient être développées par les instances politiques d'ici 2020.

Pour pouvoir évaluer les différentes solutions, leurs effets doivent être comparables. Dans le cadre du programme national de recherche « Énergie », divers projets de recherche se sont

penchés sur ces questions. Des simulations ont entre autres été menées à l'aide de modèles (par exemple encouragement contre incitation, taxe carbone, taxe sur les véhicules) ou sur la base de divers systèmes de tarification de l'électricité pour les consommateurs[2].

Notes et références

1 Conseil fédéral, Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (révision de la Loi sur l'énergie) du 4 septembre 2013, 13.074, p. 7594
2 Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif », Projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène », Projet « Des incitations fiscales pour réduire la consommation d'énergie »; OFEN (éd.) 2013, Energiestrategie 2050, Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem, Literaturanalyse und Varianten, Schlussbericht, Berne.

2.7. Processus de synthèse en plusieurs étapes

L'élaboration de la synthèse relative à l'axe thématique « Conditions du marché et réglementation » a nécessité un processus en plusieurs étapes. En octobre 2016, lorsque les chercheurs travaillaient encore sur leurs projets respectifs, ils ont échangé à propos de leurs sujets de recherche, méthodes et approches dans le but d'identifier d'éventuelles interdépendances et synergies potentielles. Six mois plus tard, les chercheurs ont rencontré des représentants d'associations, d'offices fédéraux, de cantons et d'ONG concernées afin d'en savoir plus à propos de leurs attentes vis-à-vis des résultats de recherche et de leur diffusion.

Forts de ces enseignements, les Comités de direction du PNR « Énergie » ont développé une ébauche de synthèse pour chacun des six axes thématiques. En février 2018, une première esquisse était disponible pour chaque axe thématique, y compris « Conditions du marché et réglementation ». C'est sur cette base que les présents textes ont été élaborés par Beat Hotz-Hart, soumis à l'examen des Comités de direction du PNR « Énergie », puis rédigés par un journaliste scientifique.

En mai et juillet 2019, un groupe de réflexion composé de onze spécialistes de l'administration et de l'économie s'est réuni à deux reprises pour examiner et évaluer l'esquisse de la synthèse (voir « Mentions légales »). Ils ont également évalué les recommandations en termes d'efficacité et de faisabilité. Après plusieurs remaniements et compléments, la synthèse a été adoptée en septembre 2019 par les Comités de direction du PNR « Énergie ».

3. Un approvisionnement en électricité rentable, respectueux de l'environnement et sûr

Les exigences auxquelles doivent satisfaire les marchés dans le cadre de la transformation du système énergétique suisse s'organisent le plus facilement en fonction des trois objectifs principaux définis par la Stratégie énergétique 2050 : « rentabilité », « respect de l'environnement » et « sécurité d'approvisionnement ».

3.1. Rentabilité : efficacité, croissance et répartition

La transformation du système énergétique a le potentiel de déclencher des effets économiques significatifs. Il est d'autant plus important de ne pas uniquement examiner les coûts et les avantages directs de la réglementation et des mesures d'encouragement et d'incitation, mais de tenir également compte des effets indirects.

Marché # Répartition équitable # Incitation / encouragement # Coût / bénéfice

3.1.1. Concevoir des incitations efficaces grâce à une redistribution bien pensée

Paradigmes politiques suisses	Classification des instruments dans la documentation	Instrument politique	Objectif politique	
			Électricité	CO_2
Système basé sur l'incitation	Système basé sur le marché	Taxes	Taxe sur l'électricité	Taxe sur le CO_2
Système basé sur l'encouragement		Subventions	Appel d'offres ouvert	Programme Bâtiments
	Instruments de pilotage et de contrôle	Normes	Normes d'efficacité pour les appareils électriques	Normes d'émissions pour les nouveaux véhicules de tourisme

Taxonomie des instruments réglementaires essentiels pour la politique climatique et énergétique de la Suisse.

D'un point de vue économique, les mesures incitatives sont nettement plus efficaces que les mesures d'encouragement et jusqu'à cinq fois moins coûteuses. C'est le résultat sans équivoque auquel ont conduit des calculs de modélisation du marché suisse de l'électricité, menés dans le cadre du projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif »[1]. Il existe toutefois une interdépendance entre l'efficacité et les effets de redistribution, dans la mesure où les bénéfices et les charges ne sont pas répartis uniformément entre les différents groupes socio-économiques. Quelle que soit la stratégie, il y a des « gagnants » et des « perdants ». Les effets de répartition des deux stratégies diffèrent toutefois sur trois grands aspects :

- En raison de variations plus importantes des prix de l'énergie, l'incitation conduit à une répartition nettement plus large des effets sur le revenu disponible des ménages.
- La plupart des ménages s'en sortent mieux avec l'incitation qu'avec l'encouragement.
- Avec la stratégie d'encouragement, presque tous les ménages sont perdants, alors qu'avec l'incitation un tiers des ménages se trouve même mieux loti.

Qu'un ménage soit gagnant ou perdant grâce à l'incitation ne dépend pas uniquement de ses revenus et de ses dépenses énergétiques, mais aussi en grande partie du mécanisme de redistribution des taxes. Ainsi, une redistribution par tête protège notamment les ménages

aux revenus les plus faibles contre la hausse des coûts de l'énergie. Inversement, les propriétaires sont défavorisés par rapport aux locataires, tout comme le sont les ménages vivant en zone rurale vis-à-vis de ceux qui résident en ville.

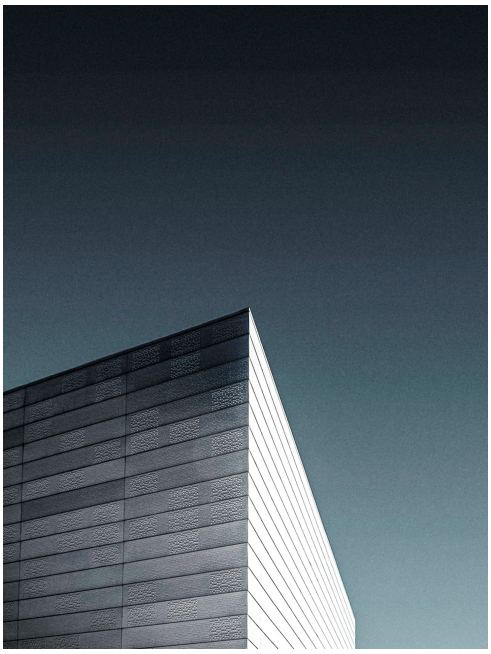
Comme l'a montré le projet « Des incitations fiscales pour réduire la consommation d'énergie »[2] avec l'exemple de la taxe sur les véhicules à moteur dans le canton de Bâle, le contexte est très important dans l'ampleur de l'effet obtenu. Relativement faibles et réparties sur de nombreuses années, les incitations liées aux taxes sur les véhicules à moteur n'ont permis de mettre en évidence aucun impact sur le comportement d'achat ou de conduite. Pour entraîner un réel changement de comportement, les incitations doivent être immédiatement tangibles et avoir un impact visible et sans équivoque sur les prix.

Notes et références

1 Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif »
2 Projet « Des incitations fiscales pour réduire la consommation d'énergie »

Régulation # Innovation # Coût / bénéfice # Incitations # Entreprises

3.1.2. Les mesures n’ont pas la même influence du point de vue des entreprises



Du point de vue des entreprises, le cadre politique actuel en Suisse, en Allemagne et en Autriche aiguillonne au moins en partie leur décision d’introduction de technologies énergétiques respectueuses de l’environnement. Cette influence ne s’étend toutefois pas au montant absolu de leurs investissements. Dans le cas de la Suisse, il est peu probable que les incitations du marché suffisent à elles seules à entraîner des investissements suffisants dans les technologies énergétiques vertes. Aussi bien les conventions volontaires et les standards que les subventions publiques et les impôts améliorent toutefois la prédisposition. Les subventions ont en outre la faculté d’augmenter aussi l’intensité des investissements. Tels sont les résultats d’une enquête réalisée dans le cadre du projet « Création et mise en œuvre d’innovations liées à l’énergie »[1], qui a été menée simultanément auprès d’entreprises des trois pays[2]. Ces considérations de personnes directement concernées relativisent en partie les résultats des simulations basées sur des modèles macro-économiques.

En matière de développement et de commercialisation de nouvelles technologies dans le domaine des énergies vertes, on constate notamment des effets positifs liés aux subventions, une absence d’effet des conventions volontaires et un impact négatif des taxes et des prescriptions. Ce dernier constat s’explique avant tout par la réduction des ressources financières disponibles pour l’innovation produit. Les effets négatifs des impôts et de la réglementation sur les innovations produit sont compensés par l’impact positif sur la demande de produits efficaces sur le plan énergétique.

Selon l’enquête, la politique énergétique des trois pays n’a pas d’influence négative sur leur

position au sein du marché mondial. Même des taxes énergétiques relativement élevées et une réglementation stricte comme en Allemagne ne semblent pas affecter la compétitivité. Les entreprises ayant introduit de nouvelles technologies énergétiques ou développé elles-mêmes des produits et des services correspondants ont réalisé de meilleures performances à l'exportation. L'introduction de technologies liées à l'énergie a eu un impact positif sur la productivité du travail. Les taxes sur l'énergie en tant qu'instrument politique basé sur le marché ont favorisé cette évolution.

Le projet « La gestion de l'énergie comme moteur central de l'efficacité énergétique »[3] constate des effets positifs des conventions volontaires, par exemple dans le contexte de l'exemption de taxe carbone et de l'article relatif aux gros consommateurs des cantons. Étant donné que les entreprises s'efforcent de satisfaire aux exigences légales pour des raisons de conformité, elles accordent une importance relativement élevée à la mise en œuvre des mesures correspondantes.

Notes et références

1 Projet « Innovations dans le domaine de l'énergie »
2 Stucki, T, Wörter, M (2017) : Die Effekte von energiepolitischen Massnahmen aus Sicht der Unternehmen, KOF ETH Zurich, https://doi.org/10.3929/ethz-b-000226767
3 Projet « Déterminants des investissements en efficacité énergétique »

Tarif # Bonus / malus # Comportement # Ménages

3.1.3. Combiner une tarification innovante et des informations sur la consommation

Côté tarifs, le comportement des consommateurs peut être influencé soit via des prix progressifs, qui augmentent avec la consommation, soit à l'aide d'un système incitatif, qui récompense les efforts d'économie. Le projet « Efficacité énergétique au sein des ménages »[1] arrive à la conclusion qu'en termes d'effet d'économie d'électricité, la tarification progressive de l'électricité est globalement plus efficace que les systèmes incitatifs. En matière d'acceptation, la situation est cependant diamétralement opposée. Alors que les sanctions en cas d'usage excessif sont généralement décriées, les récompenses en cas de comportement opportun sont appréciées. Cela coïncide avec les expériences d'autres pays. Aucun pays ne propose une tarification progressive basée sur le volontariat. Les experts des entreprises d'approvisionnement semblent par conséquent s'accorder sur la nécessité d'un soutien politique ou législatif pour une mise en œuvre pertinente de tarifs progressifs.

L'acceptation est nettement meilleure lorsque la tarification sanctionnant la non-réalisation des objectifs d'économies d'énergie par des prix accrus (malus) prévoit une récompense lorsque ces objectifs sont atteints (bonus). À cet égard, l'incitation peut se baser non seulement sur le prix, mais aussi sur l'information, comme l'a montré le projet « Mécanismes comportementaux déterminant dans la consommation d'électricité des ménages »[2]. En principe, plus les informations sur la consommation d'électricité sont détaillées, plus leur effet sur les économies est grand. Alors que des informations de consommation générales et hautement agrégées n'entraînent que 2 à 3 % d'économies, un feed-back comportemental plus détaillé permet de réduire la consommation de 6 à 10 %. Par ailleurs, l'impact est le plus

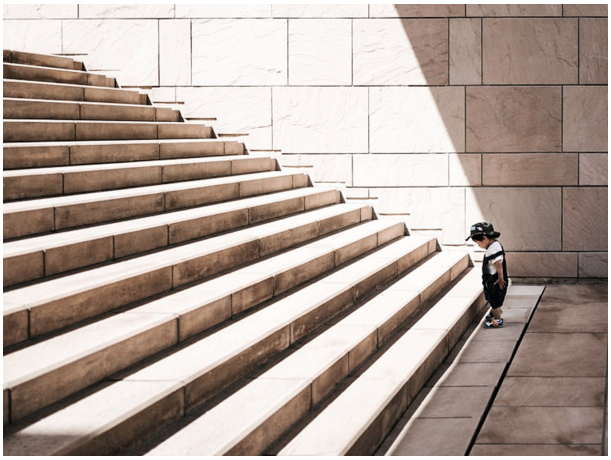
fort aux heures où les gens sont majoritairement à la maison. Durant les heures de pointe, des réductions de l'ordre de 10 à 20 % peuvent être atteintes. En dehors de ces tranches horaires, l'impact est en revanche quasi nul. Il est donc pertinent de détailler le plus possible les différents éléments de consommation pour chaque client. L'adjonction d'incitations matérielles temporaires ne fait pratiquement pas de différence.

Notes et références

1 Projet « Efficacité énergétique au sein des ménages »
2 Projet « Mécanismes comportementaux déterminants dans la consommation d'électricité des ménages »

Acceptation # Comportement # Incitation / encouragement # Ménages # Entreprises

3.1.4. La meilleure solution macro-économique est en contradiction avec les intérêts individuels



La solution la plus pertinente au niveau macro-économique va souvent au rebours de la logique des acteurs individuels. Cette contradiction entrave actuellement une politique énergétique de type incitation/encouragement. En effet, les calculs de modélisation menés dans le cadre du projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif » [1]montrent clairement qu'un système basé sur l'incitation est nettement plus efficace, moins coûteux et aussi plus équitable à l'échelle de l'ensemble de la population qu'un système d'encouragement. Comme le montre cependant le projet « Efficacité énergétique au sein des ménages »[2], les préférences des ménages et des entreprises vont précisément en sens opposé. Les ménages privilégient clairement des subventions qui leur reviennent directement à une tarification progressive. De même, d'après une enquête du projet « Innovations dans le domaine de l'énergie »[3], les entreprises préfèrent également les subventions en guise d'encouragement à l'innovation.

Les raisons de cette contradiction entre la logique individuelle et macro-économique sont à chercher dans l'implication. En termes imagés, un franc dépensé pèse plus lourd qu'un franc gagné. Dans le cadre de leur « Théorie des perspectives » (Prospect Theory), Kahneman et Tversky[4] appellent cela l'aversion à la perte. En psychologie et en économie, ce terme désigne la tendance des humains à attacher plus d'importance à une perte qu'à un gain du même montant. Les individus concernés sont donc quasi intrinsèquement opposés à une taxe ou à des tarifs progressifs. Ces derniers feraient d'eux des « perdants » et les inciteraient par conséquent fortement à s'organiser pour lutter contre le système incitatif.

Notes et références

1 Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif »
2 Projet « Efficacité énergétique au sein des ménages »
3 Projet « Innovations dans le domaine de l'énergie »

4 Daniel Kahneman, Amos Tversky : Prospect Theory (1979) : An Analysis of Decision under Risk. In : Econometrica. Vol. 47, p. 263–292

Redevance hydraulique # Marché # Répartition équitable # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

3.1.5. Les modifications de la redevance hydraulique sont compensées par des mécanismes régionaux

La redevance hydraulique est-elle avant tout un facteur de coût pour les entreprises hydroélectriques ou plutôt un partage justifié des bénéfices issus de l'exploitation hydraulique avec les propriétaires de la ressource naturelle que constitue l'eau ? Cette question est sujette à controverse. Le projet « Système de redevances hydrauliques »[1] s'est concentré sur les recettes issues de la force hydraulique et leur répartition sous forme de bénéfices, de taxes et de redevances hydrauliques retenus et versés. À cet égard, il a été tenu compte du fait que la répartition des bénéfices de diverses mesures de compensation financière se recoupe aussi bien au sein des cantons qu'au niveau national.

Le projet a conclu que la réglementation en matière de répartition des bénéfices est une question d'équité et d'économie politique, et ne peut être exclusivement fondée sur des considérations de coûts. Les propriétaires des entreprises hydroélectriques devraient bénéficier d'un retour sur investissement suffisant dans le temps, tandis que les titulaires des droits d'eau doivent simultanément être indemnisés de façon convenable.

D'après le projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse », les cantons de montagne du Valais et des Grisons étaient en 2016 les principaux bénéficiaires de la redevance hydraulique, avec un montant nettement supérieur à CHF 100 millions. Les cantons du Tessin, d'Argovie, de Berne et de Glaris perçoivent entre CHF 26 et 55 millions par an. Par rapport aux flux de la péréquation financière nationale, les flux financiers bruts associés aux redevances hydrauliques représentent un pilier essentiel pour certains cantons (environ 50 % pour le Valais et les Grisons ; environ 30 % pour l'Argovie, le Tessin, Berne et Uri).

Les répercussions de différentes tarifications au niveau des cantons ont été étudiées par le projet « Système de redevances hydrauliques »[2] avec l'exemple du canton des Grisons. Il est ainsi apparu que le modèle actuel était un gage de stabilité pour les communes à fort et faible potentiel de ressources, à condition que la taxe varie entre 80 et 110 CHF/kW. Des variations plus importantes, de l'ordre de 50 à 230 CHF/kW influencent en revanche la solidité financière relative de certaines communes. Dans le canton des Grisons, le système de péréquation des ressources entre les communes permettrait toutefois d'en atténuer les effets.

Notes et références

1 Hediger, W., Herter, M., Schuler, CH., 2019, The Future of Swiss Hydropower : Water Fee-induced Financial Flows in Switzerland, Final Report. Concernant le contexte de la politique énergétique, cf. OFEN, 2018, Grandes lignes d'un éventuel taux maximal flexible de la redevance hydraulique – Rapport destiné à la CEATE-N, Berne. Barry M., et al. (2019) : The Future of Swiss Hydropower Realities, Options and Open Questions, WWZ Working Paper 2019/08

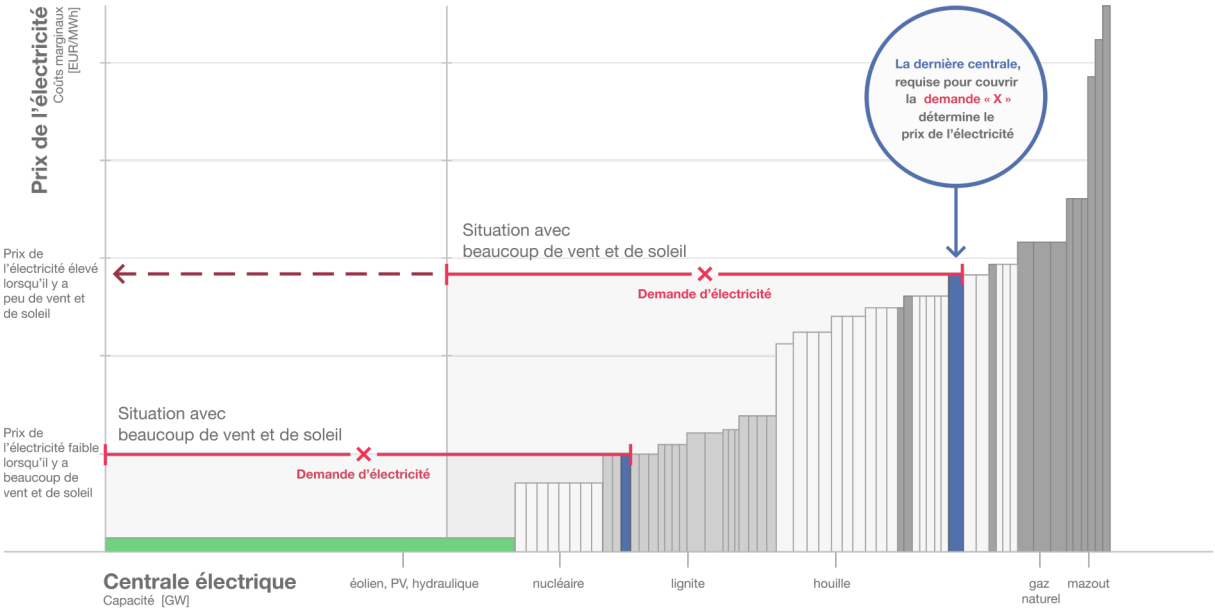
2 Projet « L'avenir de l'énergie hydroélectrique en Suisse »

3.2. Respect de l'environnement : développement des énergies renouvelables

Les différentes mesures permettant de concrétiser le développement des énergies renouvelables se distinguent par leur efficacité, leurs coûts et leurs conséquences indirectes. Le PNR « Énergie » a étudié le potentiel du marché, des modèles d'encouragement et d'une taxe sur le CO_2.

Marché # Éolien # Incitation / encouragement # Incitations # Photovoltaïque

3.2.1. Soutenir les nouvelles énergies renouvelables, c'est gagner en indépendance



Logique de formation du prix de l'électricité – courbe « Merit Order » : utilisation des centrales dans l'ordre de leurs coûts marginaux. *Source : schéma élaboré par nos soins d'après Agora, Energiewende 2012, p. 21*

Une nette augmentation de la part des nouvelles énergies renouvelables comme le soleil, le vent, la biomasse et la géothermie dans la production nationale d'électricité est fondamentale dans l'optique de la transformation du système énergétique suisse. Des simulations à base de modèles réalisées dans le cadre du projet conjoint « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1] ont montré que cet objectif ne pouvait être atteint qu'avec un soutien ciblé. À eux seuls, les investissements déclenchés par le marché sont par conséquent insuffisants.

Une évolution exclusivement basée sur le marché serait trop lente et se traduirait, entre autres, par une hausse considérable des importations d'électricité. La Suisse deviendrait importatrice nette sur l'ensemble de l'année. Un soutien des nouvelles énergies renouvelables dans le cadre des objectifs planifiés permettrait de réduire nettement les importations, même si, dans ce cas aussi, la Suisse serait importatrice nette d'électricité. Dans une situation comme dans l'autre, les prix de gros seront à l'avenir déterminés par les pays voisins.

Si la Suisse attache de l'importance à l'indépendance de son approvisionnement énergétique, cela constitue une raison supplémentaire de soutenir les énergies renouvelables. Les simulations effectuées avec les modèles du projet conjoint « Analyse des futurs marchés de l'électricité » montrent que le prix à payer serait négligeable. Le refinancement d'un mécanisme d'encouragement permettant d'atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique

2050 nécessite une majoration maximale de 0,8 cent par kWh à l'achat. Cette dernière permettrait de financer une subvention qui serait versée aux producteurs d'énergie renouvelable en plus du prix du marché.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »

Niveau de vie # CO2 / Gaz à effet de serre # Innovation # Incitation / encouragement # Coût / bénéfice

3.2.2. Une taxe sur le CO_2 se ressent à peine sur l'économie mais favorise l'innovation

Prix du CO_2 [€/t CO_2e]		Année
Grande Bretagne	20.6	2013
Irlande	20	2010
France	44.6	2014
Espagne	15	2014
Portugal	13	2015
Pays-Bas	12.3	2020
Suisse	84.2	2008
Danemark	20.1-23.5	1992
Suède	113.8	1991
Norvège	3-53.1	1991
Finlande	53-62	1990
Estonie	2	2000
Lettonie	4.5	2004
Pologne	0.1	1990
Slovénie	17	1997

SEQE-UE uniquement
Prix minimum du CO_2 dans le SEQE-UE
Taxe sur le CO_2
Plans politiques notables

Tarification du CO_2 dans l'UE, en Norvège et en Suisse. *Source : https://www.klimareporter.de/international/deutschland-allein-ohne-co2-steuer*

Les objectifs fixés par la Stratégie énergétique 2050 comprennent une modification du mix électrique par l'intermédiaire d'une augmentation de la part des nouvelles énergies renouvelables. Un des instruments pour y parvenir est une taxe sur le CO_2, appliquée aux énergies d'origine non renouvelable. Étant donné le rôle fondamental que jouent actuellement les sources d'énergie carbonées, une taxe de ce type peut toutefois engendrer des effets secondaires conséquents. La crainte d'effets négatifs sur la croissance est un des principaux motifs de réticence à la taxation des émissions de CO_2.

Le projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »[1] a étudié les effets d'une taxe sur le CO_2 sur la croissance économique de la Suisse. Il a conclu qu'une réforme fiscale appropriée conduirait à une réaffectation des ressources grâce à de nouveaux signaux de prix. Cela entraînerait des innovations visant à réduire la charge fiscale, ce qui stimulerait la croissance à long terme. Les effets négatifs de la taxe sur la production seraient ainsi compensés et le développement économique rattraperait son retard au fil du temps.

Ces calculs de modélisation sont confortés par une enquête menée auprès d'entreprises allemandes, suisses et autrichiennes. Selon celle-ci, les effets générateurs de coûts des taxes et de la réglementation sur les innovations produit sont compensés dans les entreprises par l'impact positif sur la demande de produits efficaces sur le plan énergétique. Les entreprises techniquement les plus avancées profitent tout particulièrement de cet effet.

D'un autre côté, selon l'étude, les mesures d'encouragement ne peuvent déclencher des innovations dans de nouvelles technologies efficaces en énergie qu'à condition de stimuler la demande pour ce type de technologies. Dans ce contexte, le projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène » indique que la recherche et le développement jouent un rôle important dans la transformation de l'économie en direction des objectifs de la Stratégie énergétique 2050.

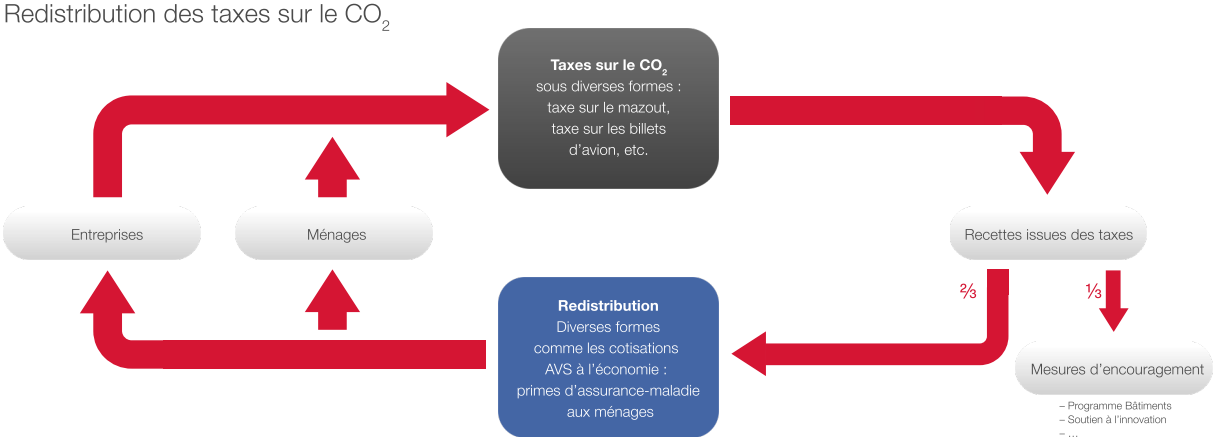
Notes et références

1 Projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »

Niveau de vie # Répartition équitable # CO2 / Gaz à effet de serre # Incitation / encouragement # Coût / bénéfice

3.2.3. La redistribution forfaitaire de la taxe sur le CO_2 est l'option la plus efficace

Redistribution des taxes sur le CO_2



L'objectif d'une taxe sur le CO_2 est de favoriser la transformation du système énergétique et non d'augmenter les recettes publiques. Les montants perçus doivent par conséquent être restitués à la population et à l'économie. Deux méthodes foncièrement différentes sont envisagées à cet égard : une baisse de l'impôt sur le capital ou une redistribution à la population par l'intermédiaire de montants forfaitaires. La seconde option correspond en grande partie à la pratique actuelle, consistant à reverser forfaitairement deux tiers des recettes. La population en bénéficie via les primes d'assurance-maladie, l'économie via les cotisations AVS. Un tiers est actuellement affecté aux programmes fédéraux et cantonaux de rénovation énergétique des bâtiments.

Le projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »[1] a montré que les deux variantes avaient des répercussions très différentes. À l'aune de son impact sur la croissance, la réduction de l'impôt sur le capital est clairement l'option la plus efficace. Elle favorise l'activité entrepreneuriale et permet également de réduire les coûts globaux. En termes de prospérité, les deux variantes n'ont guère d'impact. De toute façon, pour qu'une réforme de la taxe environnementale procure une amélioration de la prospérité, le bénéfice d'un environnement de meilleure qualité doit être monétisé sous la forme d'un dividende environnemental. Aux côtés des effets sur la croissance économique et la prospérité, les questions d'équité de la répartition sont au moins aussi importantes. À cet égard, les conclusions ne sont pas sans équivoque. Si l'objectif de réduction des émissions de CO_2 et la taxe associée sont modérés, la réduction de l'impôt sur le capital affiche de meilleurs résultats. En revanche, avec des objectifs de réduction supérieurs, et donc des taxes plus

élevées, la redistribution via l'impôt sur le capital se révèle moins performante. Cela s'explique par le caractère progressif de ce dernier et par la répartition inégale des capitaux propres au sein de la population. L'« inéquité » de la redistribution est encore renforcée par le fait que les innovations déclenchées par la réduction des impôts augmentent avant tout les profits des détenteurs de capitaux. Dans un cas comme dans l'autre, les simulations de modélisation indiquent que les différences sont toutefois minimes.

Notes et références

1 Projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »

Prix # Pilotage # Incitation / encouragement # Fourniture d'énergie

3.2.4. Des instruments flexibles sont plus efficaces qu'un pilotage par les prix ou les volumes

La fin de la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) nécessite de nouveaux modèles de soutien des énergies renouvelables. Comme l'a montré le groupement de projet SCCER CREST[1], les instruments flexibles sont plus appropriés dans cette optique qu'un simple pilotage basé sur les prix ou les volumes. Ils nécessitent toutefois une conception différenciée et la résolution de diverses questions, telles que la possibilité de planifier et de contrôler les coûts ainsi que les frais de régulation, l'ampleur des effets d'aubaine ou la gestion des certificats de courant vert générés.

En cas de gestion flexible des volumes, des quantités additionnelles ou finales sont définies pour les énergies renouvelables, indépendamment de toute technologie. Leur réalisation est mise aux enchères et confiée au mieux offrant. Dans ce modèle, le montant de la subvention n'est donc pas fixé par les autorités, mais déterminé par les enchères selon les principes de la libre concurrence. Une limite supérieure devrait toutefois être instaurée. Parmi les aspects décisifs figurent entre autres la nécessité d'une concurrence suffisante entre les exploitants d'installations et l'application de sanctions efficaces si la quantité de courant convenue n'est pas fournie par le prestataire malgré la majoration. L'inconvénient est un probable effet d'aubaine, puisque le soutien bénéficie également à des producteurs qui auraient investi même sans subventions.

Par expérience, ce type de modèle basé sur des enchères génère un taux d'accroissement moins élevé qu'un modèle basé sur des quotas, avec lequel les fournisseurs d'électricité sont directement tenus de respecter des quotas donnés de développement des énergies renouvelables. Avec le modèle à quotas, un marché de certificats est créé parallèlement au marché de l'électricité. Les certificats peuvent être négociés et ont un prix du marché. Les enchères sont plus souples et financièrement moins coûteuses que les modèles à quotas[2].

Dans le cas d'une régulation flexible des prix, des primes de marché sont proposées pour la fourniture d'énergies renouvelables, avec un plafonnement en volume. Ce concept est d'ores

et déjà en vigueur pour les centrales hydroélectriques fonctionnant en-dessous de leur coût de revient. Cet instrument n'est toutefois pas conforme aux principes de l'UE. Il ne serait donc plus autorisé en cas de conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE.

Notes et références

1 SCCER CREST, 2017, Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) : Fördern, Lenken, Abwarten ? White Paper 3.

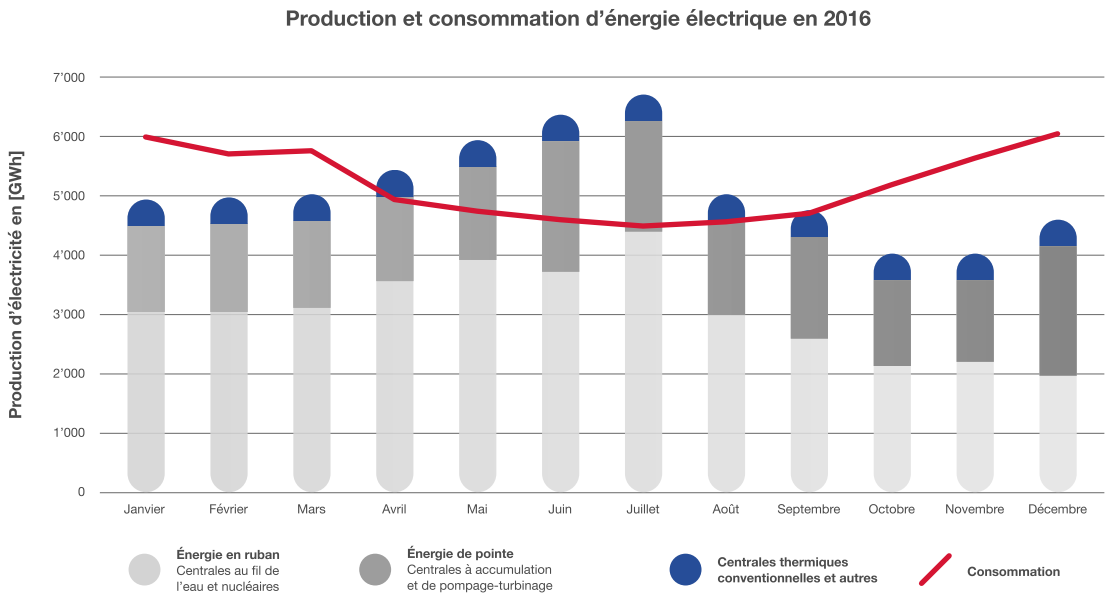
2 Cf. à ce propos Hettich, Peter, Walther, Simone, Wohlgemuth, David, Camenisch, Livia & Drittenbass, Joel, 2017, Strommarkt 2023 : Quotenmodelle im Zieldreieck vom Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich. Ce document propose également une vue d'ensemble et une évaluation de divers instruments de régulation du marché.

3.3. Sécurité d'approvisionnement : dépendance vis-à-vis de l'Europe, mais dans une mesure ajustable

Pour garantir tout au long de l'année une alimentation électrique en quantité suffisante, dans la qualité requise et à un tarif approprié, même dans un système énergétique transformé, deux défis majeurs doivent être surmontés : la volatilité saisonnière et à court terme de l'énergie solaire et éolienne.

Risque # Sécurité de l'approvisionnement # Importation # Europe / UE # Politique (Confédération, canton, commune)

3.3.1. Sécurité supplémentaire pour les risques liés à l'importation saisonnière



Source : Office fédéral de l'énergie 2017

La sécurité d'approvisionnement de la Suisse est avant tout une question de disponibilité d'eau et de possibilité d'importation. La flexibilité à court terme est assurée par les centrales à accumulation et de pompage-turbinage. Les différences de fourniture saisonnières entre l'été et l'hiver représentent un risque particulier pour la stabilité de l'alimentation électrique tout au long de l'année.

Comme l'a montré le projet conjoint « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1], le concept de marché EOM (Energy-Only-Market) actuellement en vigueur est également adapté pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans un environnement transformé, tant que la Suisse reste intégrée dans le marché européen de l'électricité et techniquement apte à importer. Le concept EOM mise avant tout sur la capacité de prévoyance des acteurs du marché. En cas de défaillance de ces derniers, sur la base des valeurs empiriques des pannes d'ampleur courante, Swissgrid peut leur apporter son soutien grâce à l'énergie de réglage. Ce type d'intervention leur est toutefois facturée au prix fort. Les pannes trop importantes ne peuvent pas être compensées par le marché de l'énergie de réglage. Un concept étendu permettrait aux instances politiques de juguler encore davantage les risques liés à l'importation, notamment en période hivernale. Ce cas se présenterait par exemple si le risque de voir un pays voisin restreindre ses exportations vers la Suisse devait être considéré comme significatif.

Deux solutions sont envisageables dans cette optique[2] : une réserve stratégique ou des

obligations de prestation décentralisées. La création d'une réserve stratégique[3], nécessitant des capacités de production relativement modérées, est généralement acquise sur le marché intérieur. Ce sont habituellement les opérateurs du réseau de transport qui s'en chargent en tant qu'instance centrale. Son financement est assuré par les consommateurs.

Par l'intermédiaire d'une obligation de prestation décentralisée, les fournisseurs d'électricité ou les gros consommateurs s'engagent à tenir à disposition une certaine capacité de production d'électricité. Ces engagements devraient être établis sous la forme de certificats.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »
2 Cf. l'expertise réalisée pour le compte de l'OFEN, Frontier Economics Ltd (2017) : Piliers d'une conception suisse du marché de l'électricité après 2020, Berne
3 Dans le projet de consultation portant sur la révision de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité du 17.10.2018, le Conseil fédéral suggère la mise en place d'une réserve de stockage, dans l'esprit d'une « assurance énergétique », afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la Suisse, y compris dans des situations extrêmes imprévisibles. Cette réserve doit faire l'objet d'un appel d'offre annuel du gestionnaire national du réseau Swissgrid et être financée via les tarifs d'utilisation du réseau.

Prix # Sécurité de l'approvisionnement # Accumulateur d'énergie # Fourniture d'énergie

3.3.2. Un marché des capacités ou une réserve de stockage stratégique n'influencent guère les prix de gros

L'introduction d'un marché des capacités ou d'une réserve de stockage stratégique n'aurait pas d'influence sur le marché de gros de l'électricité et sur les décisions d'investissement au sein du système électrique suisse. C'est ce qu'indiquent les simulations réalisées dans le cadre du projet conjoint « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1].

Afin d'évaluer les répercussions de la sortie du nucléaire et de l'augmentation simultanée de la part des énergies renouvelables sur la stabilité du système énergétique, un modèle de simulation par pays a été développé pour l'Europe, Suisse y comprise. Il a été combiné avec une modélisation détaillée de la production de courant et des infrastructures transfrontalières de transport d'électricité.

D'après ces calculs de simulation, la fiabilité du système et du transport de courant ne semble pas poser problème, même après l'abandon du nucléaire et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dont la production est particulièrement irrégulière.

Par ailleurs, deux types de mécanismes de gestion des capacités ont été étudiés afin de garantir durablement une production d'électricité appropriée en Suisse : un marché des capacités, assurant la couverture des charges de pointe maximales, et une réserve de stockage stratégique.

La capacité de production existante des installations de pompage-turbinage et à lac de retenue dépassant déjà les objectifs, l'introduction d'un marché des capacités n'a aucun impact sur le comportement d'investissement en Suisse.

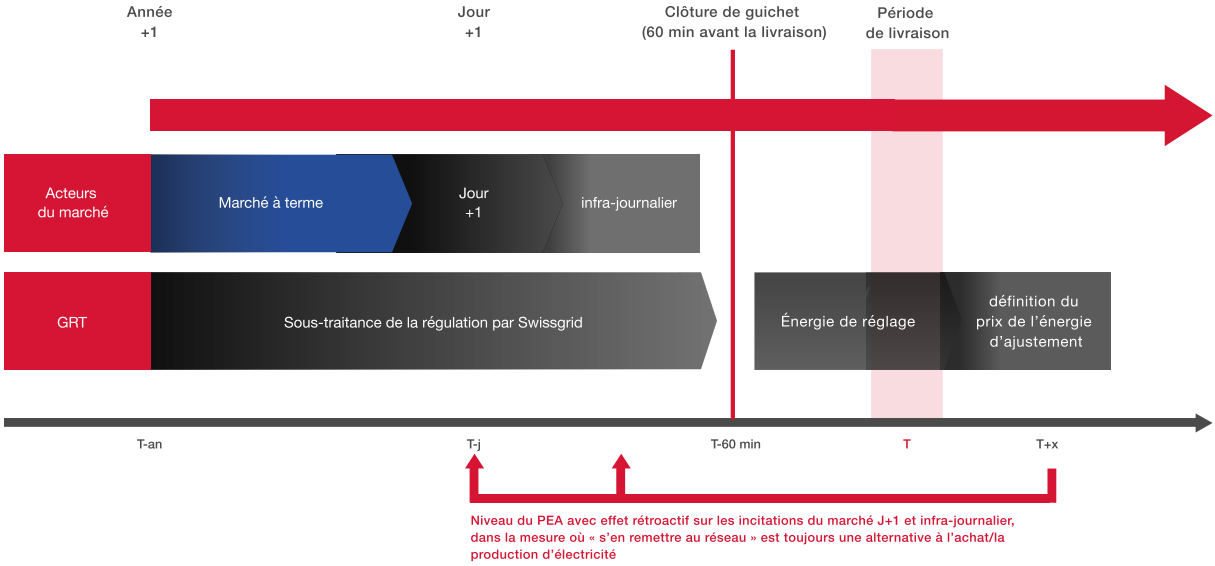
Une réserve de stockage stratégique nécessite en revanche de conserver à tout moment une quantité minimum d'énergie dans les installations de pompage-turbinage et à lac de retenue. Malgré cela, dans les simulations, ce scénario n'a pas non plus de répercussion particulière sur le marché de l'électricité et ne présente pas d'impact significatif sur les prix du marché de gros. Par conséquent, l'option d'une réserve de stockage stratégique n'a pas d'influence non plus sur les décisions d'investissement.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »

Sécurité de l'approvisionnement # Importation # Réseaux énergétiques # Europe / UE

3.3.3. La stabilité du fonctionnement est aussi garantie après la transformation



Prix de l'énergie d'ajustement avec effet rétroactif sur la disposition à payer et prix sur les marchés en amont. GRT = gestionnaire de réseau de transport. *Source : Frontier Economics, en : BFE 2016 : Eckpfeiler eines Schweizerischen Strommarktdesigns nach 2020, p. 53.*

La question de savoir si le système électrique suisse sera en mesure de gérer le mix de production prévu par la Stratégie énergétique 2050 et les volumes d'importation et d'exportation attendus est déterminante pour la sécurité d'approvisionnement de notre pays. Les simulations menées dans le cadre du projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1] concluent qu'indépendamment des évolutions spécifiques, aucune menace sérieuse ne devrait perturber le fonctionnement du réseau électrique suisse.

Cette affirmation part du principe que la Suisse continue de prendre part au marché européen de l'électricité et que les échanges avec l'étranger ne feront pas l'objet de restrictions supplémentaires. Par ailleurs, aucun stress test envisageant des hypothèses extrêmes (conditions météorologiques ou démantèlement accru des capacités existantes en Allemagne et en France) n'a été mené. Cette étape relève des analyses d'adéquation du système[2], qui ne font pas partie de ce projet. De même, les niveaux inférieurs du réseau n'ont pas été pris en compte. D'après les résultats, on peut partir du principe que d'un point de vue opérationnel, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse n'exige aucun mécanisme ou mesure supplémentaire, au-delà des projets d'expansion du réseau déjà planifiés.

La configuration de marché actuelle, avec un marché au comptant et un marché d'équilibrage, est adaptée à la compensation des fluctuations de fonctionnement du marché

qui sont attendues avec la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Les centrales hydroélectriques existantes et les capacités d'importation et d'exportation disponibles, conjuguées aux mesures planifiées, comme l'extension du réseau de transport suisse et une gestion des congestions basée sur les flux de charge, sont à même d'assurer un fonctionnement stable à court terme, y compris dans un système énergétique transformé avec une part croissante d'électricité d'origine solaire et éolienne[3].

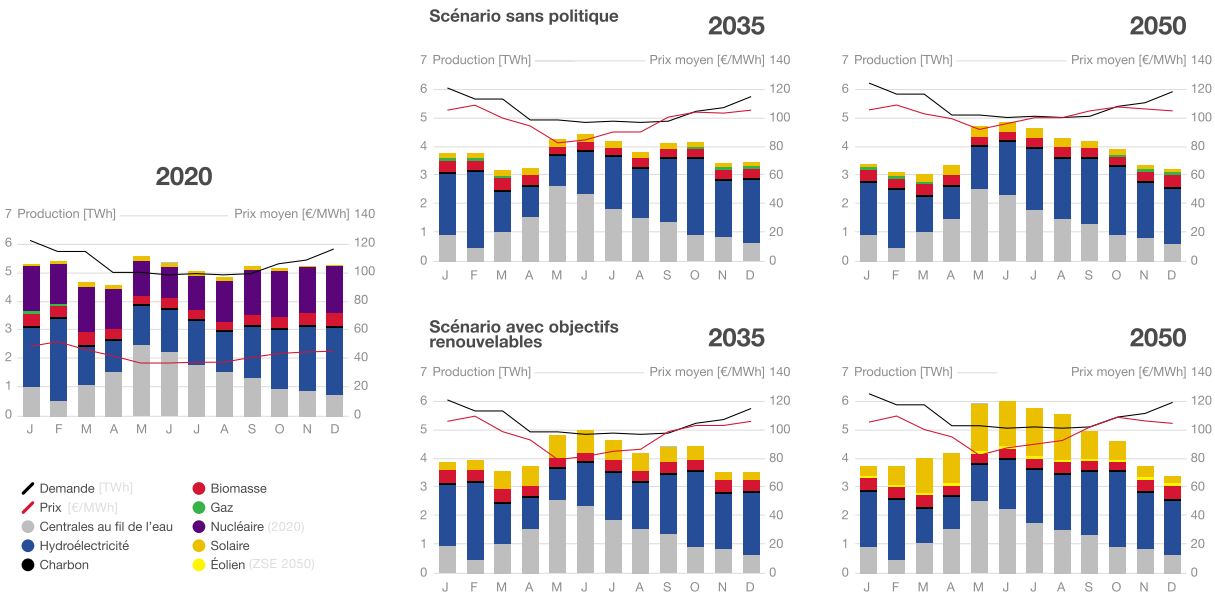
Il est toutefois aussi important de constater qu'une extension des capacités purement basée sur le marché n'interviendra en Suisse que de façon très limitée en l'absence d'encouragement financier supplémentaire. Les résultats soulignent l'importance capitale de l'extension du réseau, de l'accès au marché européen, ainsi que de l'évolution de ce dernier pour le marché suisse de l'électricité.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »
2 Cf. à ce propos des même auteurs, OFEN (éd.) (2018) : Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom (Modélisation de l'adéquation système en Suisse dans le secteur de l'électricité), Berne. « Les résultats montrent qu'à l'avenir la sécurité d'approvisionnement de la Suisse peut en majeure partie être considérée comme non critique. (…) Seule une nette réduction des capacités de production dans les pays considérés peut entraîner une recrudescence des situations critiques en matière d'approvisionnement. La situation d'approvisionnement de la Suisse est donc avant tout tributaire de l'évolution des systèmes européens », ibidem, p. 73.
3 Projet « Infrastructures énergétiques du futur »

Éolien # Sécurité de l'approvisionnement # Importation # Europe / UE # Photovoltaïque

3.3.4. Le modèle de l'import-export gagne encore en importance



Dans les deux scénarios, l'abandon progressif du nucléaire entraîne une réduction générale de la production d'électricité en Suisse, qui est répartie de manière assez homogène sur plusieurs mois. Ainsi, dans le "scénario sans politique", la tendance actuelle des "exportations d'été et des importations d'hiver" se transforme en une "importation toute l'année". Dans le cas du "scénario cible pour les énergies renouvelables", l'augmentation de la production d'électricité d'origine photovoltaïque entraînera une reprise à long terme de la tendance à l'"exportation et à l'importation en été". Toutefois, les importations totales dépassent encore les exportations. *Source : Figure 4 : Monthly Dispatch Results, in : Schaffner, CH. (2019) : Assessing Future Electricity Markets (AFEM), Final Scientific Report (umbrella project), p. 7.*

Les exportations vers ses voisins européens et les importations depuis ces derniers sont essentielles pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Des simulations réalisées dans le cadre du projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1] ont montré que les échanges d'électricité continueront de se développer avec la transformation du système énergétique suisse et gagneront donc en importance.

D'ailleurs, aussi bien les scénarios sans encouragement spécial des énergies renouvelables que ceux qui les soutiennent de façon ciblée conduisent à une diminution de la fourniture d'électricité indigène et, par conséquent, à une hausse des importations. Ceci s'explique par le fait que, dans les deux cas, les énergies renouvelables ne sont pas en mesure de compenser la baisse de production liée à la sortie du nucléaire.

Le modèle actuel associant des exportations en été et des importations en hiver est appelé à s'accentuer et, quel que soit le scénario, la Suisse devient importatrice d'électricité sur le bilan

annuel. Un soutien des énergies renouvelables permettra toutefois de limiter le solde négatif de ces échanges. À long terme, le soutien actif du développement des énergies renouvelables pourrait permettre de renouer avec un modèle semblable à la situation actuelle. À l'échelle d'une année, les importations totales resteront cependant supérieures aux exportations.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »

Régulation # Libéralisation / ouverture du marché # Sécurité de l'approvisionnement # Importation # Europe / UE

3.3.5. Les règles fixées par l'UE influencent l'organisation du marché suisse de l'électricité

En raison de sa situation centrale et de ses liens étroits avec le système européen, la Suisse est un pays de transit et une plaque tournante pour le marché de l'électricité en Europe. Les prix sont par conséquent largement déterminés par le marché global européen. Aussi, les décisions relatives à l'organisation du marché de l'électricité dans les pays voisins et l'évolution au niveau européen ont-elles un impact conséquent sur le système électrique suisse[1].

L'objectif de l'UE est d'interconnecter largement les marchés électriques nationaux avec ceux des pays voisins et de lever les barrières commerciales existantes entre les États membres. La planification à l'échelle européenne du développement et de l'utilisation des infrastructures réseau, associée à une gestion conjointe et intégrée des charges et du réseau, ainsi que des systèmes communs de négociation doivent permettre d'élaborer un marché intérieur de l'énergie d'envergure européenne, couvrant plus de 500 millions de consommateurs. Ce marché intégré de l'électricité permet aux États membres, entre autres, de puiser à l'extérieur du pays les réserves de flexibilité rendues particulièrement indispensables par la transition vers une production d'énergie variable à base de sources d'énergie renouvelables. Ce système est assuré de fonctionner car il y a toujours un endroit en Europe où souffle le vent, où brille le soleil ou qui dispose d'une réserve d'énergie.

Le fait de s'assurer de cette flexibilité par l'intermédiaire de mécanismes de marché et d'échanges transfrontaliers présente des avantages économiques conséquents. À long terme, la Suisse devrait elle aussi renoncer à disposer de son propre système de sécurité

d'approvisionnement, beaucoup plus coûteux et bien moins efficace.

Les principes fondamentaux sont définis dans le troisième paquet « Énergie » de l'UE, datant de 2009 et encore en vigueur à ce jour. La Suisse est notamment concernée par les dispositions suivantes[2] :

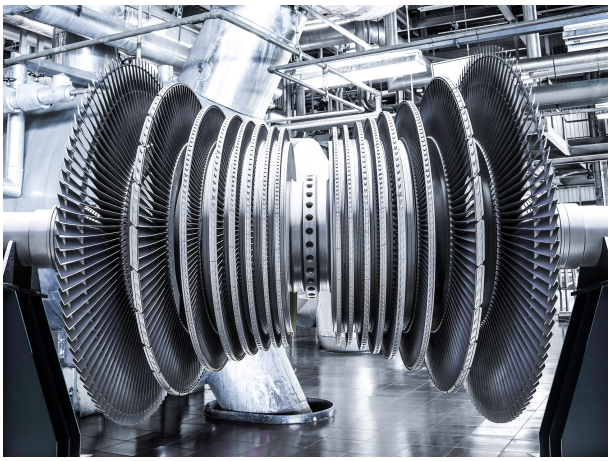
- accès au réseau total et non discriminatoire pour les producteurs et libre choix du fournisseur pour les consommateurs ;
- surveillance des acteurs du marché par des autorités de régulation indépendantes, ne pouvant recevoir d'instructions d'aucun gouvernement ;
- séparation juridique pour les opérateurs de réseau existants et séparation de propriété pour les nouveaux opérateurs ;
- renforcement des droits des consommateurs et simplification du changement de fournisseur ;
- création de l'agence ACER, chargée de mieux coordonner le travail des 28 régulateurs nationaux de l'énergie.

Notes et références

1 L'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE coûtera plus cher à la Suisse
2 Pour l'avenir, cf. les huit propositions de loi émises par la Commission européenne le 30 novembre 2016 sous le titre « Une énergie propre pour tous les Européens » (« Clean-Energy-Package ») en vue de remanier en grande partie le secteur de l'énergie et de l'électricité ; https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

Régulation # Libéralisation / ouverture du marché # Sécurité de l'approvisionnement # Coût / bénéfice # Europe / UE

3.3.6. L'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE coûterait plus cher à la Suisse



Sans accord sur l'électricité avec l'UE, la Suisse serait confrontée à divers inconvénients. Ceux-ci comprennent notamment des investissements supérieurs dans la sécurité d'approvisionnement, des prix de gros plus élevés et moins d'exportations d'hydroélectricité. L'ampleur des effets dépend du comportement concret de l'UE vis-à-vis de la Suisse. C'est la conclusion à laquelle sont parvenus les deux projets « Européanisation du système énergétique suisse »[1] et « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »[2].

Dans le cas du scénario sans un accord sur l'électricité, les deux projets démontrent à quel point la marge de manœuvre est faible pour le secteur suisse de l'électricité. L'accès équitable des entreprises suisses au marché intérieur de l'électricité ne serait plus garanti et une exclusion durable des plateformes européennes de négociation serait possible.

Pour les grands fournisseurs d'électricité, les échanges transfrontaliers seraient également compliqués par l'absence de couplage avec le marché de l'électricité et des capacités de lignes nécessaires à cet effet : exclusion de la Suisse du « market coupling »[3]. La libéralisation des marchés et l'harmonisation de la régulation des marchés par l'UE, que la Suisse n'a que partiellement suivie, ont d'ores et déjà dégradé les conditions des échanges pour les compagnies électriques suisses. La capacité d'importation devrait diminuer, ce qui nécessiterait des investissements conséquents dans des réserves de compensation domestiques et dans le stockage de l'électricité hydraulique et solaire saisonnière. Ceci libérerait toutefois aussi des marges de manœuvre réglementaires, par exemple pour l'encouragement des solutions de stockage ou le couplage sectoriel entre les différents réseaux et sources d'énergie. Sur le plan des spécifications techniques, il restera toutefois important d'assurer une harmonisation avec la législation européenne.

Tout ceci se traduit par des incertitudes et des risques pour les sociétés de négoce d'électricité. Les échanges transfrontaliers devraient diminuer avec des conséquences

négatives sur l'efficacité de la sécurité d'approvisionnement et sur les capacités d'exportation des ressources hydroélectriques flexibles de la Suisse. Cela se traduirait par des surcoûts considérables, tels que des prix de gros excessifs et des coûts système nettement plus élevés.

Notes et références

1 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »
2 Projet « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »
3 Le couplage du marché au sein du marché intérieur de l'électricité de l'Union européenne désigne l'intégration de plusieurs marchés de l'électricité de différents secteurs par un mécanisme d'affectation implicite transfrontalier. Les autorités européennes de régulation de l'énergie ont dès le départ considéré ce concept comme un instrument clé de l'intégration des marchés de gros de l'UE. Au lieu de mettre explicitement les capacités de transmission transfrontalières aux enchères entre les acteurs du marché, le couplage du marché les propose implicitement sur les bourses d'électricité des différents secteurs.

Régulation # Libéralisation / ouverture du marché # Importation # Europe / UE

3.3.7. Un accord sur l'électricité sera en tous les cas déterminant pour le marché suisse de l'électricité

Comme le montre le projet « Européanisation du système énergétique suisse »[1], la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE a un impact sur les conditions-cadres du marché suisse de l'électricité. D'ailleurs, même en l'absence d'accord, la prise en compte des règles européennes en matière d'énergies renouvelables, sous la forme d'une assimilation autonome, est utile voire indispensable pour éviter les conflits de réglementation et les incohérences techniques. Techniquement, la Suisse est pleinement intégrée au réseau européen et dépendante de celui-ci. La sécurité du réseau ne peut être garantie que dans un contexte européen.

En même temps, les conditions-cadres réglementaires doivent également être compatibles avec celles de l'Europe. Conformément aux règles de l'UE en vigueur, divers aspects de la réglementation devraient être adaptés voire adoptés par la Suisse en cas d'accord[2] :

- L'objectif de libéralisation des marchés de l'électricité de l'UE suppose une ouverture totale du marché suisse de l'électricité (phase II de la libéralisation).
- Les lignes directrices de l'UE réprouvent la participation des cantons dans les entreprises d'approvisionnement. Les transferts de bénéfices aux communes sont également désapprouvés.
- Les règles de transparence de l'UE, par exemple en matière d'aides gouvernementales, doivent être respectées. En contrepartie, la Suisse bénéficierait d'un droit aux aides des institutions européennes.

- Certaines mesures d'encouragement suisses au profit des centrales hydroélectriques sont en conflit avec les règles de l'UE sur les aides d'État. L'UE souhaite exposer davantage les grandes installations aux signaux de prix du marché et concevoir d'éventuels encouragements de façon plus concurrentielle (modèles à quotas ou enchères) et indépendante de toute technologie.
- Les nouvelles règles européennes exigent une possibilité d'échanger des énergies renouvelables par exemple par l'intermédiaire de communautés d'autoconsommation, d'échanges d'énergie de pair à pair et de contrats d'achat d'électricité, même sans passer par un fournisseur d'électricité. Ceci n'est possible que de façon limitée dans le cadre juridique actuel de la Suisse.
- L'accord d'un tribunal arbitral international est demandé pour le règlement des litiges d'interprétation et d'application des contenus de l'accord sur l'électricité. La Suisse bénéficierait ainsi aussi d'un droit de recours contre les distorsions d'autres pays.

Notes et références

1 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »
2 Pour l'avenir, cf. les huit propositions de loi émises par la Commission européenne le 30 novembre 2016 sous le titre « Une énergie propre pour tous les Européens » (« Clean-Energy-Package ») en vue de remanier en grande partie le secteur de l'énergie et de l'électricité, notamment la proposition d'une directive de l'UE fixant des règles communes pour un marché intérieur de l'électricité au sein de l'UE (nouvelle version de la directive 2009/72/CE sur le marché intérieur de l'électricité) ; https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

3.4. Réseaux électriques : interactions entre conception régionale de marché et infrastructures de réseau

Le développement des énergies renouvelables suppose des réseaux de transport et de distribution plus flexibles, capables de gérer la décentralisation et la volatilité accrue de la production. En même temps, les réseaux doivent devenir intelligents afin de permettre un monitoring transparent et des tarifs dynamiques.

Prosommateur # Pilotage # Décentralisation # Ménages # Fournisseur d'énergie

3.4.1. Rendre le marché plus flexible grâce à l'implication des consommateurs

L'importance croissante des éoliennes et des installations photovoltaïques est un défi pour la conception du marché. Comme l'a montré le groupement de projet SCCER CREST 2018[1], la décentralisation associée implique de devoir coordonner les décisions d'investissement et de déploiement d'un nombre bien plus important d'acteurs nettement plus hétérogènes. Ce ne sont pas seulement quelques centaines de grandes centrales, mais des centaines de milliers de petites installations qui devraient interagir au sein du futur système électrique. Par ailleurs, de nouveaux acteurs apparaîtront, à l'instar des prosommateurs, qui sont à la fois des consommateurs et de petits producteurs.

Jusqu'à présent, la production d'électricité est basée sur la demande des consommateurs (« generation follows demand »). La part croissante des énergies renouvelables et la volatilité associée ont fait apparaître la nécessité d'adapter la demande au niveau actuel de production d'électricité en fonction des conditions météorologiques (« load follows generation »). Assurer une souplesse suffisante du système en agissant exclusivement côté production ne serait pas très rentable économiquement.

La décision de politique énergétique de conserver le modèle actuel « generation follows demand » ou d'accepter et d'adopter l'approche « load follows generation » est capitale pour le futur développement du marché. Dans le second cas, le concept existant d'« Energy-only-Market » peut être conservé moyennant quelques ajustements. Cela nécessite toutefois une implication accrue des consommateurs, par exemple par l'intermédiaire d'une tarification flexible dans le temps ou de la possibilité d'interrompre l'alimentation. Ceci permettrait de profiter de la flexibilité de la demande dans une mesure économiquement pertinente et de

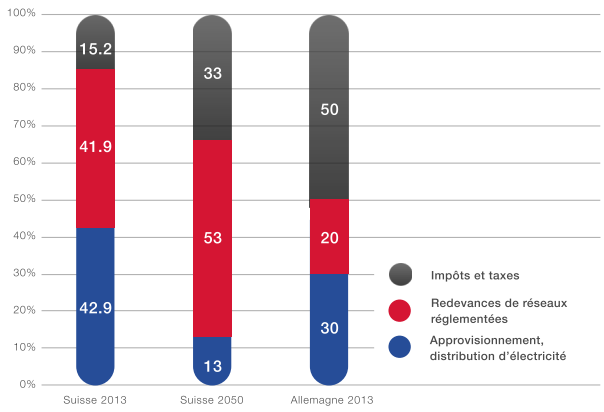
stimuler les investissements dans des installations de production et de stockage décentralisées, souhaitables au niveau macro-économique. Un tel système conduirait à une architecture sensiblement différente de l'approvisionnement. En lieu et place de coûteuses surcapacités et installations de secours, une demande flexible et des solutions de stockage décentralisées compenseraient la majeure partie des fluctuations.

Notes et références

1 Cf. SCCER CREST 2018, Strommarktdesign : In welche Richtung soll es gehen ? White Paper 5 - Juni/2018 ; Weigt, H, Conception du marché de l'électricité : la politique montre la voie, dans : La Vie économique, cahier 12, 2018.

Compteur intelligent # Numérisation # Réseaux énergétiques # Pilotage # Coût / bénéfice

3.4.2. Les réseaux intelligents reviennent moins cher qu'un développement du réseau traditionnel



Prix de l'électricité pour les consommateurs finaux : composition – Expression de la Stratégie énergétique et donc de la politique. *Source : AES*

Du fait de la part croissante des énergies renouvelables, le paysage énergétique devient nettement plus fragmenté, avec une injection dans le réseau de distribution de quantités parfois conséquentes de courant issu d'installations décentralisées de production volatile et des schémas de consommation d'électricité nettement plus variés.

Les goulets d'étranglement et les excédents devraient ainsi devenir plus fréquents au sein des réseaux de distribution décentralisés. Afin d'éviter ces situations, les exploitants de réseau peuvent miser sur le développement du réseau traditionnel par le biais de l'optimisation, de la consolidation et de la construction de nouvelles lignes. Une solution alternative consiste à tirer parti du potentiel de flexibilité du comportement des utilisateurs du réseau pour éviter les pénuries plus rapidement et à moindres frais.

Du côté des producteurs, la puissance d'injection variable des installations représente un facteur de flexibilité économiquement exploitable. Au niveau des consommateurs, le contrôle des processus industriels, la consommation des ménages, les cycles de charge des batteries des véhicules électriques ou le recours à des solutions de stockage décentralisées sont autant de moyens de donner de la flexibilité à la gestion des charges[1].

Le projet « Intégration de systèmes de hub multi-énergies durables du point de vue du contrôle des systèmes » met en évidence les avantages des systèmes intelligents décentralisés. Les solutions de hub multi-énergies (MEH) permettent l'exploitation de systèmes couvrant l'intégralité d'un quartier urbain ou d'un village. Les procédés contribuent à réduire les coûts d'exploitation, tout en tenant compte des questions de protection des données, puisque les échanges de données se limitent au minimum. Ils favorisent la sécurité système et offrent des moyens d'éviter de coûteuses extensions de réseau. À l'aide de deux études de cas, à Zernez et Zurich Altstetten, le projet a permis de développer à cet effet un

réseau intelligent et des algorithmes de contrôle concrets. Une solution de pilotage par des systèmes centralisés s'est avérée infaisable pour ce type de cas.

Notes et références

1 OFEN (éd.) 2016, Smart Grids in der Cost+ Regulierung, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn ; Frey, H., Lastmanagement mit intelligenten Tarifen, dans : e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, octobre 2009, volume 126, édition 10, p. 358–364.

Rétribution du courant injecté # Tarif # Réseaux énergétiques # Pilotage # Accumulateur d'énergie # Incitations

3.4.3. Lisser les charges grâce à un comportement de consommation et d'injection bénéfique pour le réseau

L'objectif de la politique est un développement de l'approvisionnement à partir de sources d'énergie renouvelables. Cela implique une augmentation des fluctuations de puissance et, par conséquent, une modification du schéma des charges dans les réseaux de distribution décentralisés. Dans certaines situations, le réseau ne sera plus en mesure de couvrir la charge et une flexibilité accrue sera nécessaire en matière d'exploitation des systèmes[1].

Les sources de flexibilité potentielles favorisant un comportement bénéfique pour le réseau peuvent être développées et utilisées par divers moyens[2] :

- Dans le cadre de l'autoconsommation (« prosommateurs »), utiliser les charges connectables et déconnectables de façon flexible en fonction des possibilités momentanées (pompes à chaleur, stockage décentralisé, capacités des batteries ou recharge des véhicules électriques) ;
- Grâce à une gestion de l'injection, réduire ou ajuster les pics et relativiser l'obligation d'achat des fournisseurs d'électricité ;
- Par conversion d'énergie dans des solutions de stockage saisonnier.

Une combinaison habile de comportements flexibles et bénéfiques au réseau en matière d'autoconsommation et d'injection peut déboucher sur des économies de coûts conséquentes dans les réseaux de distribution à moyen ou à long terme.

La mobilisation de ce potentiel de flexibilité et le choix entre les options devraient se faire par l'intermédiaire du marché et des incitations associées. Les fournisseurs d'électricité pourraient par exemple récompenser les comportements bénéfiques pour le réseau en proposant aux unités locales des batteries contre rémunération ou en dédommageant les

exploitants d'installations photovoltaïques pour la régulation. Pour assurer un usage bénéfique pour le réseau, la capacité disponible et nécessaire devrait être déterminée et exploitée dans le cadre d'une prévision des goulets d'étranglement. Il n'existe pas encore de marché de la disponibilité réseau et le manque de capacité n'a pas encore de prix.

Notes et références

1 SCCER CREST 2016, Netznutzungstarife im Zielkonflikt : Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, White Paper 2.
2 Bundesnetzagentur 2017, Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, Bonn, en particulier p. 28 et suiv. Neue Organisationsformen des Engpassmanagements im Verteilnetz.

Prosommateur # Répartition équitable # Tarif # Fourniture d'énergie # Photovoltaïque

3.4.4. Éviter les subventions croisées inéquitables dans le développement des installations PV privées

Le développement des installations photovoltaïques locales dans les proportions prévues n'engendrera pas seulement des coûts supplémentaires pour les réseaux de distribution, mais affectera également leur financement. En effet, si la quantité de courant achetée via le réseau de distribution diminue en raison du taux élevé d'autoconsommation des installations privées, le tarif d'utilisation du réseau basé sur la consommation, tel qu'il est en vigueur actuellement, entraînera une réduction de la base de financement des réseaux de distribution. En outre, les coûts ne sont pas imputés de façon équitable, tandis que l'autoconsommation profite de subventions croisées entraînant une réorganisation de la distribution. Les consommateurs d'électricité sans possibilité d'autoconsommation sont contraints de prendre en charge la part des coûts d'utilisation du réseau perdue par les gestionnaires du réseau de distribution du fait de l'autoconsommation des prosommateurs[1]. Il faut ainsi s'attendre à une contrainte supplémentaire pour les catégories à faibles revenus et ressources au profit des plus aisés.

Cette situation ne respecte pas le principe de causalité. Les tarifs d'utilisation du réseau devraient d'une part favoriser les infrastructures d'approvisionnement en énergie locales et efficaces, telles que le réseau, les moyens de stockage et les générateurs, et d'autre part imputer les coûts de façon équitable. Ces exigences doivent toutes deux être coordonnées avec les incitations au développement des énergies renouvelables. Une solution possible serait d'opter pour une contribution fixe au réseau.

La mise en œuvre concrète de ces mesures coordonnées dépend des opérateurs régionaux du réseau de distribution. À cet effet, ces derniers doivent d'abord développer de nouveaux

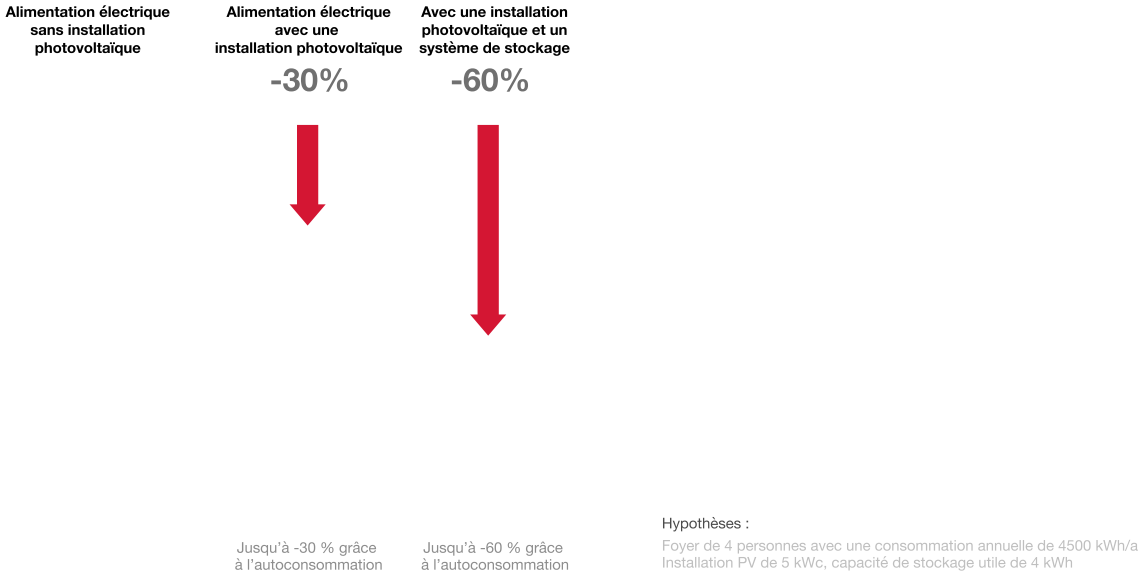
modèles commerciaux dans le domaine de la fourniture régionale de flexibilité. Or, les modèles commerciaux innovants qui sont bénéfiques pour le réseau sont encore rares. Ceci est avant tout lié aux conditions-cadres actuelles, qui n'incitent guère les clients finaux et les « prosommateurs » à adopter un comportement bénéfique pour le réseau ou à investir dans des solutions de stockage ou des technologies de réseau intelligent.

Notes et références

1 Ulli-Beer S., Hettich P., Kratz B., Krause T., Kubli M., Walther S., Kobe C. (2016) : Netznutzungstarife im Zielkonflikt : Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, SCCER CREST (Éd.) White Paper 2.

Tarif # Réseaux énergétiques # Accumulateur d'énergie # Décentralisation # Incitations

3.4.5. Définir des règles attrayantes pour les solutions de stockage locales



Petits accumulateurs de courant solaire : jusqu'à 60 % d'électricité en moins puisée dans le réseau. *Source : Frauenhofer ISE, Quaschning HTW Berlin, BSW-Sola*

Dans une zone donnée, les pics de puissance des installations photovoltaïques sont généralement synchrones. Lors d'une longue journée très ensoleillée, cela peut rapidement entraîner une surcharge des réseaux. Au lieu d'une coûteuse extension de la capacité réseau, ces contraintes pourraient être amorties à l'aide de moyens de stockage qui se chargeraient lors des pics de production et se déchargeraient ultérieurement. Des solutions de stockage décentralisées, par exemple au niveau d'un quartier, pourraient apporter ainsi une contribution significative à une alimentation sûre et efficace en électricité renouvelable[1].

À l'heure actuelle, les acteurs concernés ne sont toutefois aucunement incités à mettre en œuvre ce type de moyens de stockage bénéfiques pour le système et le réseau. Si le processus d'injection et de prélèvement dans une batterie est taxé au même titre que la consommation finale, une redevance de réseau est facturée à la fois lors du stockage et lors de la fourniture de l'électricité. Même si elle peut être partiellement répercutée, cette double imposition rend économiquement inintéressant le stockage qui serait pourtant si bénéfique pour le réseau.

Une réglementation à ce sujet dans la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité est en cours d'élaboration. Les coûts du réseau résultent en majeure partie de son dimensionnement en fonction des limites de puissance de ses composants. La grandeur décisive pour la redevance d'utilisation du réseau ne devrait donc pas être la quantité de courant effectivement transportée via le réseau, mais la puissance maximale requise par un utilisateur du réseau à un moment donné. Les redevances de réseau statiques et

majoritairement basées sur les volumes qui sont actuellement en vigueur ne sont pas représentatives des goulets d'étranglement du réseau.

Notes et références

1 Concernant la problématique présentée, cf. SCCER CREST 2016, Netznutzungstarife im Zielkonflikt : Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit, White Paper 2 ; Forum Stockage d'énergie Suisse, Rapport annuel 2018, en particulier les p. 13 et suiv. Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), https://speicher.aeesuisse.ch/files/user/pages/de/speicher/PDF/FESS_Jahresbericht_2018.pdf ainsi que S. Walther, 2018, Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern

Coopérative énergétique # Participation # Acceptation # Décentralisation # Fournisseur d'énergie

3.4.6. Soutenir la transformation du système énergétique par des communautés d'autoconsommation

Source : SCCER FEEB&D, Portia Murray

Au niveau local et régional, les coopératives énergétiques ou les communautés d'autoconsommation comme « Community Solar » peuvent apporter une contribution non négligeable à la transformation du système énergétique. Les coopératives énergétiques sont des pionniers qui mettent en œuvre des nouvelles technologies et procédés d'organisation comme la consommation sur site ou l'équilibrage entre les membres. En collaborant intensivement avec les communes, elles font progresser la politique énergétique communale et sa mise en œuvre. Pour les communes, elles sont des partenaires bienvenus qui les soutiennent dans le développement et la mise en œuvre de leur politique énergétique, cf. aussi à ce propos[1].

Le projet « Financement collectif des énergies renouvelables »[2] a conclu que l'organisation du marché de l'électricité ne jouait pas un rôle essentiel lors de la création de coopératives énergétiques. Le monopole territorial d'une entreprise d'approvisionnement peut même être un avantage à cet égard. En effet, dans un contexte de faible pression concurrentielle, le fournisseur d'énergie sera plus enclin à soutenir la coopérative ou à racheter l'électricité produite à prix coûtant. Les coopératives sont toutefois dépendantes du bon vouloir du fournisseur d'énergie ou de la volonté politique qui détermine l'orientation de ce dernier. Dans le cas de fournisseurs d'énergie réticents, qui ne payent qu'un faible montant pour l'injection de courant, une libéralisation accrue du marché de l'électricité pourrait ouvrir de nouvelles opportunités commerciales aux coopératives énergétiques. La libéralisation se traduirait également par un potentiel accru d'interconnexion des coopératives énergétiques, par exemple sous la forme d'activités commerciales conjointes.

Pour l'instant, la quantité d'énergie renouvelable produite par des coopératives énergétiques reste encore très modeste. Les coopératives énergétiques suisses hésitent en outre à

développer leurs activités, étant donné que les fournisseurs ou les consommateurs d'énergie communaux ne couvrent pas leurs frais et que leur accès à la rétribution de l'injection est restreint. Le projet « Financement collectif des énergies renouvelables » souligne qu'elles ont besoin de plus de soutien pour se développer[3].

Notes et références

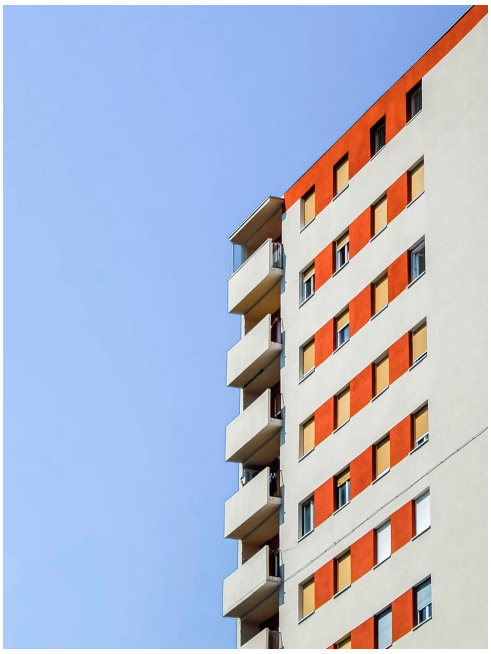
1

2 Projet « Financement collectif des énergies renouvelables »

3 Les solutions coopératives locales favorisent le recours à l'énergie solaire

Participation # Éolien # Acceptation # Décentralisation # Photovoltaïque

3.4.7. Les solutions coopératives locales favorisent le recours à l'énergie solaire



Outre les coopératives énergétiques, en zone urbaine des groupements de consommateurs, appelés « Community Solar », peuvent également contribuer au développement du photovoltaïque intégré aux bâtiments. C'est ce qu'a révélé le projet « Dépasser les résistances au photovoltaïque »[1].

« Community Solar » est un concept d'installations solaires locales utilisées conjointement par plusieurs membres d'une communauté (ménages et professionnels). Ils bénéficient d'électricité issue des installations conformément à la part qu'ils ont acquise. Ce type de projet peut se rapporter aussi bien à des installations en propriété collective qu'à des installations de prestataires tiers, comme les fournisseurs d'électricité locaux, dont l'électricité est partagée par une communauté. Les membres de la communauté bénéficient ainsi de la possibilité de profiter de l'énergie solaire, même si en tant que locataire ils ne peuvent ou ne veulent pas installer des panneaux solaires sur leur parcelle. Dans le cas idéal, les membres bénéficient de l'électricité du parc solaire commun à un prix inférieur au tarif normal de leur fournisseur d'électricité[2].

Les résultats d'une enquête menée dans le cadre du projet montrent que plus de 60 % des consommateurs d'électricité seraient prêts à participer à un tel groupement solaire, et ce indépendamment du fait que l'offre soit basée sur une installation photovoltaïque intégrée ou ajoutée sur la façade. Il est également apparu que la propension des propriétaires à s'équiper d'une installation photovoltaïque augmente lorsque des voisins, des membres de la famille ou des amis utilisent déjà un équipement de ce type. Grâce au contact direct avec des

utilisateurs d'installations photovoltaïques, les consommateurs deviennent plus sensibles aux questions énergétiques et s'impliquent davantage dans la recherche de solutions.

Ce constat concorde avec les principales conclusions de la synthèse « Acceptation » du PNR « Énergie », d'après laquelle les Suissesses et les Suisses privilégient autant que possible une production locale d'énergie [3]. Par ailleurs, l'approbation des projets est nettement meilleure lorsque ceux-ci sont ancrés dans les réseaux sociaux existants des gens[4].

Notes et références

1 Projet « Dépasser les résistances au photovoltaïque »
2 Projet « Rentabilité des systèmes énergétiques décentralisés »
3 Utiliser la référence locale comme un argument efficace !
4 Utiliser le pouvoir de conviction des réseaux sociaux et des modèles !

Régulation # Numérisation # Coopération # Décentralisation # Fournisseur d'énergie

3.4.8. Pour un système électrique fonctionnel, l'acquisition et l'échange de données exigent des règles

La transformation continue du système énergétique est marquée par le numérique. Cela met les acteurs face à de nouveaux défis. La quantité de données au sein d'un système énergétique augmente rapidement. De plus en plus, les informations doivent être échangées et traitées en temps réel. Les exigences accrues vis-à-vis des capacités de prévision de l'ensemble des acteurs du marché ont une influence croissante sur la conception de leur rôle sur le marché. Elles comprennent par exemple l'intégration d'unités décentralisées au système électrique, le recours à la flexibilité via l'implication des consommateurs au moyen de réseaux intelligents et de modèles tarifaires différenciés, la tarification de la flexibilité pour une exploitation optimale des infrastructures, ainsi que l'optimisation du système global. La coordination verticale entre les opérateurs des réseaux de transport et de distribution, ainsi que la coordination horizontale des opérateurs sur un même niveau de réseau doivent nécessairement être renforcées à cet effet[1]. Cela suppose la disponibilité et l'échange de données entre les différents acteurs et niveaux de réseau.

La nécessité d'échanger des données se traduit par de nombreux défis, qu'une réglementation intelligente doit largement contribuer à relever. Cela peut par exemple passer par la constitution de hubs de données, assurant à toutes les parties une égalité d'accès aux informations et des processus plus rapides. Il convient de déterminer à ce titre qui doit recevoir quelles données de la part de qui, pour les utiliser ou les évaluer. La disponibilité temporelle et la qualité des données doivent être assurées au même titre que la protection et la sécurité des données. La question de l'organisation et du financement de tout ceci demeure ouverte. Pour certains concepts envisagés, il n'est d'ailleurs par certain que le rapport entre le coût et l'utilité soit pertinent. Les modèles nécessitant un flux d'informations

entre plusieurs échelons de valorisation incluent en outre un risque d'utilisation abusive des informations. Ou bien, ils peuvent conduire à une intégration verticale et se heurter ainsi à l'objectif de « dégroupement ». Les entreprises dégroupées sont quant à elles tentées de retenir des informations. Les règles de « dégroupement » devraient par conséquent être formulées de manière plus claire et plus précise.

Notes et références

1 Projet « Contrôle en temps réel du réseau électrique par logiciel », Projet « Production d'électricité durable décentralisée », Projet « Contrôle des systèmes énergétiques décentralisés », Projet « Efficacité énergétique au sein des ménages », Projet « Infrastructures énergétiques du futur ».

4. Recommandations d'action pour un marché de l'électricité fonctionnel

Le système électrique suisse est complexe et étroitement interconnecté avec les autres secteurs énergétiques et avec le marché européen. Une transformation dans l'esprit de la Stratégie énergétique 2050 nécessite une combinaison de diverses mesures, si possible bien coordonnées entre elles et compatibles avec les règles de l'UE. Un groupe de réflexion composé de spécialistes de l'administration et de l'économie (voir Mentions légales) a débattu des recommandations et les a évaluées en termes d'efficacité et de faisabilité.

4.1. Offre : poursuivre le développement du mix électrique

Pour accroître significativement la part des énergies renouvelables, ce sont avant tout les instances politiques qui doivent agir. Elles doivent assurer un soutien efficace grâce à des instruments flexibles, adaptés à la maturité commerciale des différentes technologies. Ceci comprend également un recours étendu aux taxes sur le CO_2 et de meilleures conditions-cadres pour les modèles d'organisation locaux tels que les communautés d'autoconsommation. Les nouvelles énergies renouvelables doivent être intégrées dans le système électrique et progressivement introduites sur le marché ouvert.

Administration publique # Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.1.1. Soutenir le développement des nouvelles énergies renouvelables !

À lui seul, le marché ne peut pas déclencher les investissements nécessaires d'après la Stratégie énergétique 2050 pour le développement des nouvelles énergies renouvelables. Pour un soutien efficace, des conditions-cadres fiables sont indispensables.

Les simulations du projet « Modèles des futurs marchés de l'électricité »[1] et les résultats d'enquête du projet « Innovations dans le domaine de l'énergie »[2] montrent que les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 ne peuvent pas être atteints en l'absence de soutien pour les nouvelles énergies renouvelables. Les investissements engendrés par le marché sont insuffisants pour l'indispensable développement des capacités. C'est pourquoi, les nouvelles énergies renouvelables doivent pour le moment bénéficier d'un soutien ciblé et efficace. Les calculs de modélisation montrent par ailleurs qu'un soutien efficace est possible pour un coût relativement modéré[3]. Les obstacles réglementaires (procédures d'autorisation) et fiscaux (taxes diverses sur les investissements dans le photovoltaïque) existants offrent également une marge de manœuvre pour les réformes.

Le soutien des nouvelles énergies renouvelables permet en outre de s'assurer qu'à long terme la Suisse renoue avec le modèle actuel d'import-export même si, du fait de la sortie du nucléaire, le volume total des importations restera supérieur à celui des exportations[4]. Le soutien des nouvelles énergies renouvelables permettra de limiter le solde négatif de ces échanges.

Une condition fondamentale pour les investissements à long terme nécessaires est une politique énergétique prévisible et cohérente, garantissant une grande sécurité de planification et des procédures d'autorisation efficaces.

Notes et références

1 Projet « Modèles des futurs marchés de l'électricité »
2 Projet « Innovations dans le domaine de l'énergie »
3 Projet « Modèles des futurs marchés de l'électricité ». D'après les simulations de modélisation, les objectifs des nouvelles énergies renouvelables devraient être atteints avec un bonus maximum de 3,8 centimes d'euro par kWh, ce qui signifie une majoration de 0,8 centime d'euro par kWh à l'achat. Ces chiffres sont basés sur diverses hypothèses comme un niveau défini de sécurité d'approvisionnement, le développement de la demande d'électricité ou la sortie du nucléaire d'ici 2035. Les coûts des investissements pour les nouvelles énergies renouvelables sont basés sur les résultats du projet « Infrastructures énergétiques du futur », complétés par des progrès technologiques exogènes conformément au scénario de référence de l'UE. Les coûts des investissements dans les énergies renouvelables diminuent ainsi au fil du temps.
4 Le modèle de l'import-export gagne encore en importance

Administration publique # Associations et ONG # Politique (Confédération, canton, commune)

4.1.2. En principe, il vaut mieux inciter qu'encourager, mais tout dépend de l'objectif !

Dans la perspective d'une économie de marché efficace, les mesures incitatives doivent être préférées aux subventions dans le domaine de l'électricité. En effet, d'un point de vue macro-économique, elles sont sensiblement plus efficaces que les mesures d'encouragement et nettement moins coûteuses[1].

Sur le plan politique, deux stratégies fondamentales existent pour se conformer aux objectifs de consommation de la Stratégie énergétique 2050 et à la législation sur le CO_2 : des mesures d'encouragement basées sur des subventions et des prix garantis, ou un pilotage incitatif de la consommation misant sur la taxation de l'énergie et du CO_2. À cela s'ajoutent des prescriptions obligatoires, telles que des exigences d'efficacité pour les équipements ou des seuils d'émission pour les voitures.

Le projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif »[2] conclut que l'incitation est économiquement beaucoup plus efficace et jusqu'à cinq fois moins coûteuse que l'encouragement. En effet, les mesures d'encouragement réduisent uniquement la consommation d'énergie là où des subventions sont versées et celles-ci bénéficient parfois à des projets qui auraient de toute manière été réalisés. L'incitation, au contraire, est efficace partout et sur chaque décision des ménages et des entreprises ayant trait à l'énergie.

Au cas par cas, le choix de l'instrument à employer dépend toutefois des objectifs à atteindre. Ainsi, selon la maturité commerciale d'une technologie, différentes formes de soutien peuvent être optimales pour accroître sa part au sein des nouvelles énergies renouvelables[3]. Les nouvelles technologies encore en cours de perfectionnement, pour lesquelles le prix du

marché reste largement inférieur aux coûts de production, ont besoin de conditions d'investissement sûres. Elles doivent être encouragées de façon ciblée par une subvention comme la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) ou la rétribution unique. Au fur et à mesure que la viabilité commerciale de la technologie se développe, les critères d'efficacité, d'incitation à l'innovation et de proximité du marché gagnent en importance dans le choix des instruments d'encouragement. Dans ces cas, les quotas ou les enchères sont plus appropriés. Les instruments de soutien doivent par conséquent être mis en œuvre de façon flexible dans le temps et de manière à préparer progressivement les acteurs du marché à l'ouverture à la concurrence. La réglementation doit être adaptée. Dans le cas du recours à l'énergie solaire, au plus tard en 2035 le marché devrait fonctionner sans nécessiter d'incitations gouvernementales à l'investissement.

Notes et références

1 Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif », Projet « Modèles des futurs marchés de l'électricité »; ainsi que OFEN (éd.) 2013, Energiestrategie 2050, Konzeption des Übergangs von einem Förder- zu einem Lenkungssystem, Literaturanalyse und Varianten, Schlussbericht, Berne.
2 Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif »
3 Cf. Banfi, S., Minsch, J., 2012, Wie soll Strom aus erneuerbaren Energien gefördert werden ? SATW, Zürich, p. 16 et suiv.

Administration publique # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.1.3. Employer des instruments flexibles pour soutenir les énergies renouvelables !

Le soutien aux nouvelles énergies renouvelables est plus efficace si, au lieu de prix et de volumes fixes, sont employés des mécanismes de marché appropriés, tels qu'une gestion flexible des volumes avec un plafonnement des prix, des appels d'offres ou des primes de marché.

Depuis plusieurs années, les technologies d'énergies renouvelables encore en cours de perfectionnement sont soutenues grâce à la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Au fur et à mesure qu'elles se rapprochent de leur maturité commerciale, ces subventions devraient être remplacées par des instruments plus proches du marché, suffisamment efficaces pour assurer l'incitation à l'investissement nécessaire.

À un stade avancé de la transition vers la maturité commerciale, une gestion flexible des volumes est appropriée[1]. La croissance visée pour une période donnée est alors définie par les instances politiques, que ce soit en termes de capacités ou de quantité d'électricité produite. Un processus d'appel d'offres transparent permet alors d'attribuer le marché aux fournisseurs les plus efficaces ou les plus économiques. Le montant de la subvention n'est ainsi pas fixé par les autorités, mais déterminé par les enchères selon les principes de la libre concurrence. Il convient toutefois de veiller à instaurer une limite de prix supérieure et des règles assurant une concurrence efficace entre les fournisseurs.

La gestion flexible des volumes par l'intermédiaire d'appels d'offres incite également aux investissements dans le progrès technique et améliore ainsi la compétitivité entre les

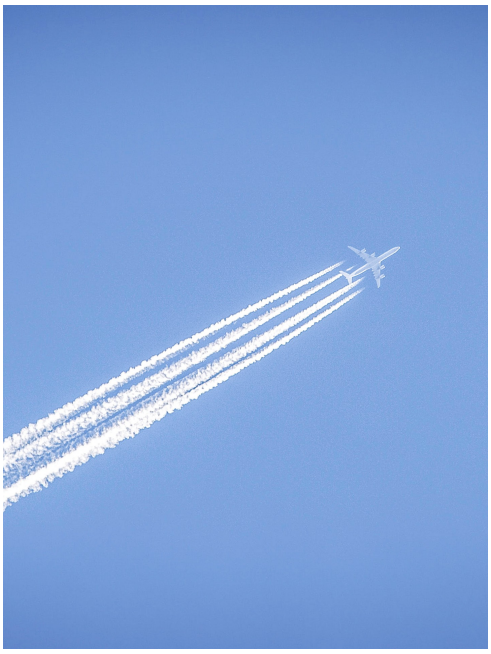
producteurs d'électricité. En comparaison aux modèles à quotas, les enchères atteignent généralement des taux de développement inférieurs. Cependant, elles sont plus souples et financièrement plus intéressantes[2]. Une solution alternative à la gestion flexible des volumes est la gestion flexible des prix. Dans ce cas, des primes de marché sont proposées pour la fourniture d'énergies renouvelables, avec un plafonnement en volume.

Notes et références

1 Cf. SCCER CREST, 2017, Was kommt nach der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) : Fördern, Lenken, Abwarten ? White Paper 3, janvier/2017, p. 7 et suiv. Hettich, Peter, Walther, Simone, Wohlgemuth, David, Camenisch, Livia & Drittenbass, Joel, 2017, Strommarkt 2023 : Quotenmodelle im Zieldreieck vom Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich.
2 Hettich, P., Walther, S., Wohlgemuth, D., Camenisch, L., Drittenbass, J. (2017) : Strommarkt 2023 : Quotenmodelle im Zieldreieck vom Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, Schriften zum Energierecht. 6. Zürich, p. 88 et suiv.

Administration publique # Fournisseur d'énergie

4.1.4. Utiliser les taxes sur le CO_2 comme instrument d'incitation dans tous les domaines !



Les taxes incitatives sur les émissions de CO_2 n'ont quasiment pas d'incidence négative sur le développement économique. En raison de leur efficacité, elles devraient si possible être appliquées à toutes les situations de production et de consommation d'énergies fossiles.

La taxe sur le CO_2, ou taxe carbone, est une mesure incitative fréquente permettant de tarifer l'impact environnemental de l'utilisation de sources d'énergie fossiles. Pilier important de la politique climatique et énergétique de la Suisse, elle devrait être utilisée dans tous les domaines, y compris les importations d'électricité. La répercussion de cette taxe sur les vecteurs énergétiques par une hausse des prix de gros est expressément souhaitée afin de modifier le mix de la consommation énergétique. Au lieu de taxer forfaitairement la consommation, la taxe carbone rend l'électricité uniquement plus chère si elle est d'origine fossile.
Il est important que les taxes continuent d'être prélevées indépendamment de toute technologie et que les recettes soient redistribuées à la population et à l'économie sans quote-part de l'État. En contrepartie de la taxe sur le CO_2, d'autres mesures de soutien inefficaces doivent être abandonnées dans le secteur de l'électricité et du chauffage.

Il est apparu que ce type de taxe sur le CO_2 n'avait quasiment pas d'impact négatif sur l'économie. D'après les simulations de modélisation du projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »[1], une réforme fiscale écologique avec des objectifs stricts en matière d'émissions de CO_2 peut même avoir un effet positif sur la croissance en suscitant davantage d'innovations visant à améliorer l'efficacité énergétique. Ceci peut compenser l'effet négatif

sur la production d'une taxation accrue du CO_2.

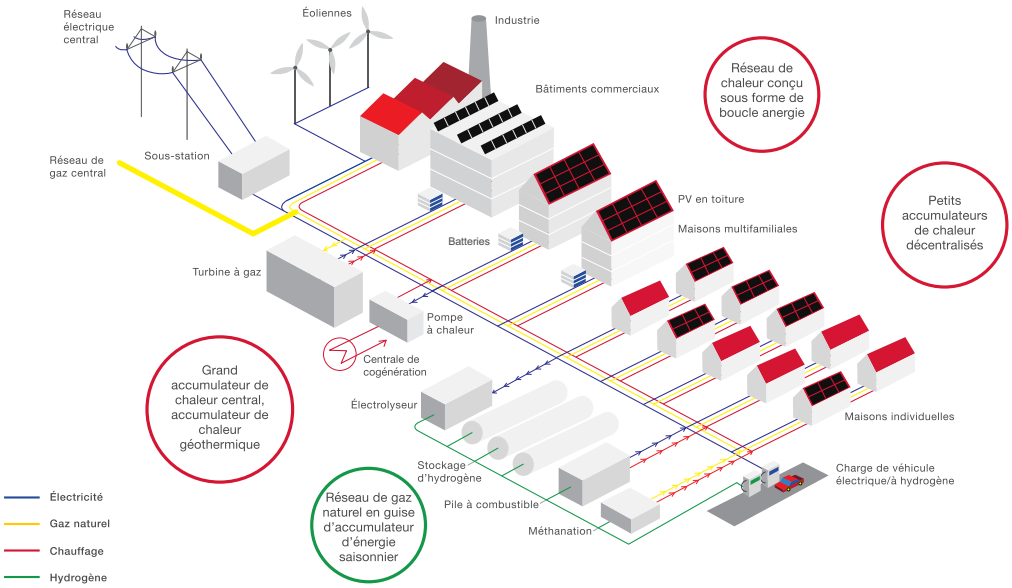
Les effets dépendent toutefois fortement du mode de restitution des recettes fiscales. La redistribution par réduction de l'imposition du capital est l'option préconisée en termes de croissance[2]. Cette approche part du principe que, dans le contexte de la concurrence internationale, les taxes n'affectent pas les entreprises si fortement que celles-ci pourraient délocaliser leurs activités à l'étranger. Un prix plancher européen pour les certificats d'émission de CO_2 permettrait de limiter ce risque. D'autres mesures (de soutien) inefficaces dans le secteur de l'électricité et du chauffage doivent être abandonnées en contrepartie de la taxe sur le CO_2.

Notes et références

1 Projet « Réforme fiscale écologique et croissance endogène »
2 Cf. aussi à ce sujet SCCER CREST, 2019, Politische Maßnahmen zur Reduzierung der Energieeffizienzlücke, White Paper 8, Janvier/2019.

Administration publique # Associations et ONG # Ménages # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.1.5. Créer des conditions optimales pour les modèles d'organisation locaux !



Hub énergétique : un système multi-énergie comprenant divers composants de conversion et de stockage ainsi que des réseaux, disposant de mécanismes de contrôle locaux complets et pouvant être réalisé à différentes échelles spatiales.
Source : SCCER FEEB&D, Portia Murray

La levée des obstacles à la constitution de coopératives énergétiques et de communautés d'autoconsommation se révèle doublement avantageuse. En effet, ces entités contribuent non seulement à accroître la part des énergies renouvelables, mais font aussi progresser la politique énergétique communale.

Au niveau local et régional, les coopératives énergétiques et les communautés d'autoconsommation comme « Community Solar » peuvent apporter une contribution non négligeable à la transformation du système énergétique.

Les coopératives énergétiques[1] mettent en application des technologies et des processus d'organisation inédits, collaborent intensivement avec les communes et font progresser ainsi la politique énergétique communale et sa mise en œuvre. « Community Solar »[2] est un concept d'installation solaire locale, où les membres de la coopérative, particulier ou professionnels, bénéficient d'électricité proportionnellement à leur investissement. Cette démarche fonctionne aussi bien avec des projets en propriété collective qu'avec des installations de prestataires tiers dont l'électricité est partagée par une communauté. Autre modèle d'avant-garde prometteur, les systèmes multi-énergies décentralisés (DMES) combinent intelligemment les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur, mais aussi les

moyens de stockage et les consommateurs d'énergie [3].

Derrière leur point de raccordement au réseau – par exemple en cas d'utilisation de moyens de stockage – les communautés d'autoconsommation et les DMES devraient disposer d'un certain degré d'autorégulation, sans qu'un usage abusif par des monopoles de zone ne soit possible. Les opérateurs du réseau de distribution sont leurs partenaires, chargés du financement du réseau et des investissements, de la stabilité du réseau et des services système. Les premiers projets pilotes de ce type, comme Quartierstrom Walenstadt sont d'ores et déjà en service sous la direction de l'EPF[4].

À l'avenir, les communautés d'autoconsommation devraient contrôler un grand nombre de petites et très petites installations. En tant qu'agrégateurs, elles pourront proposer la flexibilité cumulée qui en découle. Grâce à un échelonnement, de la maison individuelle aux groupements régionaux, elles ont la possibilité de contribuer à l'énergie de réglage et de participer au négoce de l'énergie en tant qu'acteur.

Cela pourrait donner lieu à une mise en concurrence de concepts énergétiques communaux et cantonaux ainsi que de planification énergétique spatiale[5], susceptible d'encourager l'innovation. Les communautés d'autoconsommation et leur réglementation seraient toutefois confrontées à un conflit d'objectifs, étant donné qu'elles seraient à la fois autoconsommatrices, productrices et fournisseuses d'électricité négociée. Elles ne devraient pas bénéficier de mesures de soutien en tant qu'autoconsommatrices, qui pourraient leur procurer un avantage concurrentiel en tant que fournisseuses.

Notes et références

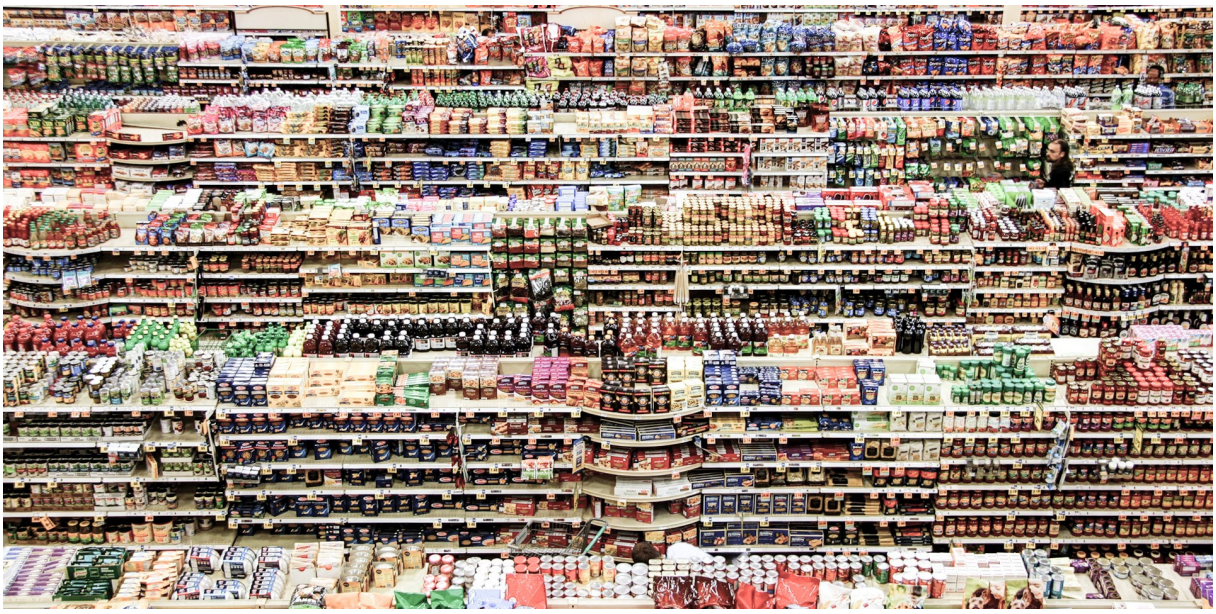
1 Projet « Financement collectif des énergies renouvelables ».
2 Projet « Dépasser les résistances au photovoltaïque ».
3 thématique « Bâtiment et aménagement »
4 Le premier marché de l'électricité local de Suisse – Un projet phare de l'OFEN ouvre la voie vers l'avenir de l'approvisionnement électrique, http://quartier-strom.ch/
5 Cf. Walther, S. 2018, Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern

4.2. Demande : flexibiliser la consommation

Pour assurer la stabilité à long terme du système électrique suisse de façon rentable, il faut non seulement étendre le réseau, mais aussi agir au niveau de la demande. La consommation d'électricité doit être adaptée de manière flexible à la volatilité croissante de l'offre. Des solutions de stockage décentralisées peuvent contribuer à atteindre la flexibilité souhaitée. Les fournisseurs d'électricité doivent développer des instruments de pilotage de la demande et les instances politiques doivent mettre en place les conditions-cadres nécessaires à leur mise en œuvre.

Ménages # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.2.1. Élaborer et mettre en œuvre des instruments de pilotage de la demande !



Les instruments intervenant du côté de la demande, tels que les tarifs dynamiques, les systèmes de bonus-malus et les conseils en énergie, peuvent limiter les pics de demande et profiter efficacement de l'offre excédentaire.

Les mesures de stabilisation du système électrique ne devraient pas uniquement concerner les producteurs d'électricité mais aussi les consommateurs, et piloter la demande de ces derniers de manière plus flexible et plus économique. À cet égard, les moyens automatisés de maîtrise de la demande en énergie, ou « demand-side management », figurent au premier plan. Les fournisseurs d'électricité doivent mettre en place des conseils en énergie, modifier les systèmes de prix à la faveur d'une tarification dynamique, et introduire des systèmes de bonus-malus ou étendre ceux-ci s'ils existent déjà[1]. À cet effet, ils ont besoin d'une liberté d'action suffisante en matière de tarification.

Avec l'ouverture totale du marché qui est visée, l'ensemble des clients aura la possibilité de choisir librement son fournisseur. La réglementation actuelle, selon laquelle les coûts de revient sont déterminants pour le prix de l'électricité dans l'approvisionnement de base, devient par conséquent obsolète. Comme des études l'ont montré, les systèmes de tarification les plus efficaces sont ceux qui ont recours à des prix progressifs, qui augmentent avec la consommation. Ceux-ci se heurtent toutefois à un problème d'acceptation par la population et par l'économie[2]. Ce rejet peut être tempéré en prévoyant des récompenses en cas de réalisation d'objectifs d'économie d'énergie. Des informations détaillées et personnalisées pour les consommateurs individuels ont également démontré leur aptitude à faire baisser la consommation d'énergie[3]. Les fournisseurs d'électricité devraient élaborer et

proposer de nouveaux modèles commerciaux correspondants. De façon générale, il convient de renforcer la conscience des coûts chez les consommateurs.

Des tarifs d'électricité dégressifs, avec lesquels le prix d'achat de l'énergie diminue lorsque la consommation augmente, entraînent en revanche une consommation accrue d'énergie. Ils devraient par conséquent être remplacés par des tarifs de travail constants.

Notes et références

1 Cf. SCCER CREST, 2018, Strommarktdesign : In welche Richtung soll es gehen ? White Paper 5 - Juin/2018 ; SCCER CREST, 2019, Politische Massnahmen zur Reduzierung der Energieeffizienzlücke, White Paper 8 – Février/2019.
2 L'incitation est impopulaire mais efficace
3 Projet « Efficacité énergétique au sein des ménages », Projet « Mécanismes comportementaux déterminants dans la consommation d'électricité des ménages »; SCCER CREST, 2018, Reduktion der Energienachfrage von Haushalten – erfolgversprechende Schritte auf einem langen Weg, White Paper 4 – Janvier/2018.

Administration publique # Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.2.2. Valoriser la flexibilité dans l'utilisation du réseau !

Les tarifs de réseau actuels basés sur la consommation doivent être remplacés par une tarification dynamique en fonction de la puissance. Cela permet de valoriser la flexibilité et d'améliorer la réalité des coûts.

Un facteur de coût important des réseaux électriques est leur définition par rapport à la pointe de charge, c'est-à-dire la puissance maximale à transporter. La redevance d'utilisation du réseau à payer par les utilisateurs finaux est en revanche basée sur la quantité totale d'énergie consommée. D'un point de vue système, une tarification dynamique basée sur la puissance serait plus pertinente.

Une redevance de réseau dynamique, dépendante de la puissance et basée sur la charge momentanée du réseau, met en évidence les goulets d'étranglement qui apparaissent localement. La capacité de réseau demandée est tarifée en fonction de la pénurie de réseau momentanée, ce qui a pour effet de piloter l'usage en fonction des pénuries économiques. De ce fait, la flexibilité est valorisée et les coûts sont répartis équitablement. Cela contribue à contenir les pointes de charge. Une redevance de réseau dynamique d'un point de vue temporel et spatial incite en outre les utilisateurs à adopter un comportement de nature à soulager le réseau et encourage les investissements dans des solutions de flexibilité comme les moyens de stockage. Un nombre croissant d'installations photovoltaïques apporte aujourd'hui de plus en plus de flexibillité au réseau. Conjuguée aux technologies modernes de numérisation et de mise en réseau, cette flexibilité implique de nouvelles possibilités d'incitations tarifaires intelligentes visant à motiver les clients du réseau à adopter un

comportement flexible. Des tarifs de puissance dynamiques permettraient d'optimiser de façon ciblée la charge du réseau, sans nécessiter d'intervention directe de l'opérateur du réseau dans la consommation du client.

Les modèles commerciaux découlant de ces approches présentent des avantages pour toutes les parties. Les clients du réseau qui fournissent de la flexibilité bénéfique pour le réseau sont récompensés et peuvent faire des économies sur leurs dépenses énergétiques. À titre d'exemple, on peut citer un entrepôt frigorifique qui interromprait temporairement sa production de froid. L'opérateur du réseau de distribution local trouve lui aussi des avantages, notamment s'il peut différencier la redevance d'un point de vue temporel et spatial, et réduire ainsi sensiblement l'extension de réseau nécessaire.

Administration publique # Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.2.3. Créer des conditions-cadres optimales pour les solutions de stockage décentralisées !

L'optimisation de l'utilisation du réseau doit être soutenue par une réglementation appropriée. Les solutions de stockage décentralisées ne devraient pas être désavantagées, mais devenir intéressantes d'un point de vue économique.

Investir de façon judicieuse dans des solutions de stockage pour l'ensemble du système global doit être intéressant d'un point de vue économique[1]. Les règles relatives à la redevance d'utilisation du réseau devraient par conséquent être fixées de telle façon que les moyens de stockage ne soient pas taxés doublement, mais uniquement à hauteur de la consommation nette. À cet effet, il est important de bien définir le cadre correspondant.

Les opérateurs de réseaux de distribution doivent bénéficier d'une sécurité juridique quant à l'utilisation qu'ils peuvent faire de leurs propres moyens de stockage pour optimiser leurs réseaux. Pour les entreprises du secteur de l'énergie, il doit devenir intéressant de mettre en réseau grâce au numérique leurs capacités de pilotage, comprenant le stockage, la gestion des charges, le power-to-heat et d'autres technologies flexibles, et de les mettre automatiquement en situation de concurrence.

L'infrastructure numérique nécessaire pour une telle optimisation du réseau, pour l'acquisition de données et de signaux de marché en temps réel, ainsi que pour le pilotage optimal du système électricité-chaleur implique des investissements considérables et des problèmes de collecte des informations. Les conditions-cadres réglementaires sont d'autant plus

importantes[2]. Elles comprennent les règles d'utilisation du réseau et d'accès à celui-ci, d'imputabilité des coûts, ainsi que de protection et de gestion des données. Par ailleurs, les droits de propriété doivent être clairement définis dans le contexte de la flexibilité[3]. Ces aspects sont également abordés dans le projet de consultation portant sur la révision de la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité[4]. Dans le cas de la Suisse, qui compte plus de 600 opérateurs du réseau de distribution – un nombre remarquablement élevé par rapport à la taille du pays –, il est particulièrement important que ces règles puissent s'appliquer de façon simple, transparente et moyennant des efforts raisonnables.

Notes et références

1 Walther, S., Gutachten zum regulierungsrechtlichen Umgang mit Energiespeichern in der Schweiz, https://www.dike.ch/Schriften_zum_Energierecht/Walther-Regulierung-von-Energiespeichern; Brosche, T, Ulbig, A, Andersson, G (2016) : Le rôle de systèmes de stockage décentralisés pour la réalisation de la transition énergétique, Power Systems Laboratory, EPF de Zurich, Étude de la SATW sur le stockage.
2 Cf. Walther, S. (2019) : Regulatorische Behandlung von Energiespeichern, Chancen und Risiken für Speicherbetreiber, https://www.energiezentralschweiz.ch/.../04_20190514_Chancen_und_Risiken_fuer_Speicherbetreiber
3 Cf. à ce propos OFEN (éd.) 2016, Praktische Aspekte bei der Ausgestaltung der Schnittstelle Markt-Netz im Verteilnetz, Frontier Economics Ltd, Cologne.
4 Cf. à ce propos Conseil fédéral 2018, Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), avant-projet du 17 octobre 2018, ainsi que Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (ouverture complète du marché de l'électricité, réserve de stockage et modernisation de la régularisation du réseau), rapport explicatif du projet de consultation, octobre 2018.

Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.2.4. Permettre des marchés de flexibilité régionaux en réglementant les incitations !

En cas de prévision de goulet d'étranglement sur le réseau de distribution, les opérateurs devraient pouvoir tirer profit des capacités de flexibilité disponibles sur les marchés géographiquement proches[1].

Le développement de la production d'électricité décentralisée procure de nouveaux moyens d'action aux opérateurs du réseau de distribution, en donnant à la flexibilité une valeur non seulement temporelle, mais aussi spatiale. Le principe est le suivant : plus le goulet d'étranglement et la réaction sont proches, plus les mesures sont efficaces. De plus, si les opérateurs du réseau de distribution ont la possibilité de résoudre les goulets d'étranglement grâce à des marchés de flexibilité spatialement proches, ils sont moins tenus de développer leur infrastructure de réseau de distribution et peuvent faire des économies sur les coûts. Le stockage décentralisé constitue un moyen important d'atteindre la flexibilité nécessaire à cet effet. Il doit être considéré comme une réserve de puissance supplémentaire, rapidement disponible et fonctionnant en synergie avec les solutions de stockage de gros volume[2].

Pour les exploitants d'installations, les marchés régionaux de ce type constituent des incitations supplémentaires à investir dans des options de flexibilité. De simples prestataires ou des communautés d'autoconsommation peuvent eux aussi combiner les charges de courant flexibles de nombreux petits producteurs et petits consommateurs pour former une masse critique en vue de leur commercialisation. Un tel modèle serait réalisable à court ou moyen terme.

Des redevances de réseau dynamiques permettent d'obtenir un effet similaire[3]. Leur mise en

œuvre serait toutefois plus longue et plus coûteuse. Dans une phase ultérieure, elles pourraient cependant être intégrées sans problème dans des marchés de flexibilité locaux.

La crainte que les seules forces du marché ne conduisent pas à des investissements suffisants peut être contrée par les opérateurs du réseau de distribution au moyen d'appels d'offres pour des moyens de stockage réseau. Les coûts que cela impliquerait pourraient être répercutés sur les consommateurs finaux via les frais de réseau. Idéalement, la conception de ces marchés de flexibilité décentralisés serait harmonisée à l'échelle de toute la Suisse et compatible avec le marché des services système de Swissgrid.

Notes et références

1 Regionale Flexibilitätsmärkte, Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze, une étude de la Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Francfort-sur-le-Main 2014, https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vde-studieregionaleflexibiltaetsmaerkte ; Paulat, F, Hermann, J, Kotthaus, K, Pack, S, Mese, J, Zdrallek, M, Petermann, D 2018, Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene, 15e symposium de l'innovation énergétique, du 14 au 16 février 2018, Université technique de Graz, www.EnInnov.TUGraz.at ; Hettich P, Walther S & Wohlgemuth D 2015, Investitionen ins Verteilnetz : Rechtliche Grundlagen und Anreize bei zunehmender Eigenproduktion, EGI Working Papers Series, Working Paper No. 4.
2 Cf. Brosche, T, Ulbig, A, Andersson, G (2016) : Le rôle de systèmes de stockage décentralisés pour la réalisation de la transition énergétique, Power Systems Laboratory, EPF de Zurich, Étude de la SATW sur le stockage.
3 Flexibilité dans l'utilisation du réseau

4.3. Sécurité d'approvisionnement : assurer l'accès au marché européen

En l'absence d'accès au marché européen de l'électricité, les coûts de la sécurité d'approvisionnement augmenteraient considérablement. L'accord sur l'électricité avec l'UE est par conséquent essentiel. Afin de faire face aux risques croissants liés à l'approvisionnement en provenance de l'étranger, les instances politiques doivent de toute façon élaborer des solutions aussi économiques que possible.

Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.3.1. Accroître la sécurité d'approvisionnement de la manière la plus économique possible !

Les solutions pour améliorer la sécurité d'approvisionnement à moyen terme sont des réserves stratégiques garanties contractuellement, des obligations de production à base de certificats, ainsi qu'un parc de centrales diversifié. À plus long terme, la capacité de production sur le territoire suisse doit être étendue.

D'après le projet conjoint « Analyse des futurs marchés de l'électricité »[1], avec le concept de « Energy-Only Market » et la couverture en énergie de réglage, la conception de marché du système d'électricité suisse est foncièrement adaptée pour garantir le niveau actuel de sécurité d'approvisionnement à moyen terme[2]. Les capacités de production de la Suisse sont suffisantes. Si elle souhaite disposer d'un niveau de sécurité d'approvisionnement supérieur à celui d'aujourd'hui - par exemple dans la perspective d'une moindre disponibilité d'électricité ou de risques politiques liés à la fourniture depuis les pays riverains - elle devrait toutefois se doter de capacités de production supplémentaires.

Une réserve stratégique et des obligations de production doivent permettre de couvrir les risques d'ampleur limitée. N'étant pas liée aux incitations à l'investissement, une réserve stratégique s'avère moins coûteuse qu'un marché des capacités. Pour la réalisation de cette solution, il convient de veiller à une organisation claire des compétences et des responsabilités des différents acteurs, ce qui n'est pas le cas actuellement.

Selon Swissgrid, quelle que soit la technologie employée, des capacités de production supplémentaires seront nécessaires tôt ou tard sur le territoire suisse[3]. L'urgence de leur déploiement peut être repoussée par diverses mesures comme le « demand-side

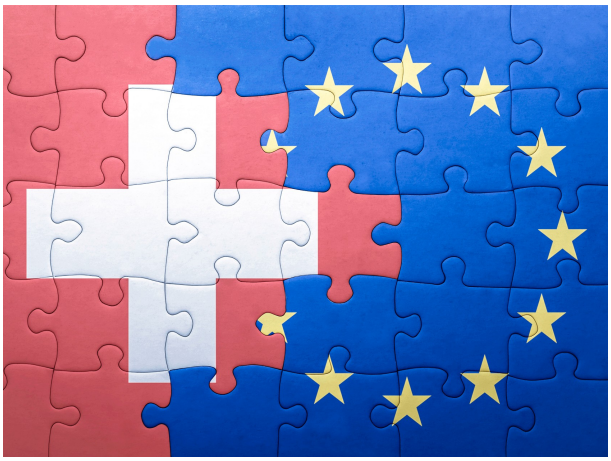
management ». Quoi qu'il en soit, les importations depuis les pays européens voisins et les exportations vers ceux-ci continueront à jouer un rôle important sur le marché à l'avenir. Cela nécessite une interconnexion suffisante et parfaitement fonctionnelle avec les processus du marché européen.

Notes et références

1 Projet « Analyse des futurs marchés de l'électricité »
2 Les quatre éléments fondamentaux d'un marché de l'électricité fonctionnel
3 Révision de la LApEl : Swissgrid se félicite de la discussion politique concernant la sécurité de l'approvisionnement, communiqué de presse du 31 janvier 2019 et Swissgrid-Stellungnahme zur Revision des Stromversorgungsgesetzes du 28 janvier 2019.

Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.3.2. Accroître les efforts en vue de la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE !



Pour la Suisse, l'absence d'accord sur l'électricité se traduirait par divers inconvénients, notamment une hausse des coûts liés à la sécurité d'approvisionnement ainsi que des prix du marché de gros.

La sécurité d'approvisionnement dépend considérablement de l'accès de la Suisse au marché européen de l'électricité. Afin de maintenir le niveau actuel en l'absence d'accord sur l'électricité, des investissements nettement plus importants dans les capacités de production nationales et le stockage saisonnier seraient par conséquent nécessaires. La capacité d'importation devrait diminuer et les prix de gros devraient augmenter, faisant des gagnants et des perdants. Pour les fournisseurs d'électricité suisses, l'exportation de courant hydroélectrique – jusqu'à présent intéressante d'un point de vue économique – deviendrait elle aussi plus difficile.

Économiquement, la Suisse a foncièrement intérêt à favoriser les échanges d'électricité transfrontaliers et à investir dans des centrales électriques à l'étranger. Du fait de sa situation au cœur de l'Europe et des spécificités physiques et techniques de son système électrique, la Suisse est de toute façon contrainte de s'adapter très largement à la réglementation de l'UE sur le plan technique. La compatibilité avec l'Europe est indispensable au bon fonctionnement du système électrique de la Suisse[1].

Notes et références

1 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »

4.4. Mise en œuvre stratégique : cohérence du système électrique et solutions concrètes

Afin d'éviter les contradictions et les démarches inutiles dans la perspective de la transformation du système électrique, les instances politiques et les autorités doivent élaborer une stratégie cohérente à tous les échelons. Les différents groupes d'intérêt sont tenus de faire preuve de volonté de compromis dans l'intérêt du système d'ensemble. La stratégie globale doit néanmoins ménager une certaine liberté d'expérimentation.

Administration publique # Associations et ONG # Politique (Confédération, canton, commune)

4.4.1. Définir et suivre une stratégie cohérente !

Les solutions individuelles élaborées jusqu'à présent en vue de la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050 doivent être fusionnées en une stratégie globale cohérente. Sans cela, les divers intérêts particuliers conduiront immanquablement à des contradictions entre les différentes mesures.

Les divers fragments de solutions déjà élaborés en réponse aux problèmes partiels du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 doivent être perfectionnés en un concept de marché et de système énergétique complet et cohérent en vue de la phase II. Une perspective globale (« one system approach ») est nécessaire à cet effet. Sans cela, les divers intérêts particuliers risquent de conduire à une juxtaposition de solutions et de mesures variées à des problèmes individuels ou partiels, tels que l'encouragement, l'incitation, les obligations et les interdictions, différenciées de surcroît par technologies, types d'énergie, catégories de consommateurs et régions ou origines, le tout sans le moindre concept d'ensemble. Ceci conduirait inévitablement à de coûteuses incohérences. De même, les interdépendances de la production d'électricité, de son transport, de son stockage et de sa consommation doivent être prises en compte et l'ensemble des composants du système énergétique doit être coordonné de façon optimale. La convergence croissante des différents niveaux de réseau nécessite par exemple un échange de données ainsi qu'un comportement bénéfique au système et au réseau.

Les décisions d'organisation du marché des pays voisins ainsi que la situation et l'évolution de la conception du marché de l'électricité dans l'UE (par exemple le paquet de mesures actuel « Une énergie propre pour tous les Européens ») sont des déterminants importants du bon fonctionnement et des performances du système électrique suisse. C'est pourquoi, elles doivent être prises en compte dans nos propres décisions de conception du marché. Il s'agit d'établir et de préserver la compatibilité avec les règles en vigueur à l'échelle européenne. À l'instar des prix de gros du marché au comptant européen, cette contrainte limite considérablement la marge de manœuvre de la Suisse en matière de politique énergétique.

Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.4.2. Créer des espaces pour l'expérimentation locale et en profiter !

De nombreuses nouvelles approches nécessitent des projets pilotes. La législation doit ménager les espaces de liberté requis à cet effet.

Toutes les innovations nécessaires à la concrétisation de la Stratégie énergétique 2050 ne peuvent être finalisées à l'aide de simulations informatiques ou en laboratoire. Le développement et la mise en œuvre de nombreuses approches inédites nécessitent le passage par des projets pilotes ou des essais et expérimentations de terrain. Cela comprend par exemple les communautés d'autoconsommation, les modèles de financement ou les interactions complexes des structures tarifaires alternatives, des nouveaux modèles d'affaires et des solutions de réseau intelligent (smart grid). Ces expérimentations contribuent par ailleurs à préparer les acteurs du marché à de nouvelles étapes de libéralisation.

D'une part, les acteurs doivent profiter activement de la marge de manœuvre existante. D'autre part, un aménagement flexible de la législation devrait mettre à disposition des espaces de liberté supplémentaires pour les processus de recherche et d'apprentissage, tout en garantissant la sécurité juridique sur le plan opérationnel. De leur côté, les nouvelles réglementations correspondantes devraient être régulièrement adaptées et améliorées, en impliquant les différents groupes d'intérêt et sur la base des expériences réalisées.

Administration publique # Associations et ONG # Fournisseur d'énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.4.3. Surmonter l'attachement aux intérêts particuliers grâce à des solutions concrètes !

Obtenir une solide majorité en faveur des solutions concrètes dans l'intérêt du plus grand nombre et du système global nécessite un travail d'information actif et une volonté de compromis des parties prenantes.

Les solutions optimales d'un point de vue macro-économique vont souvent à l'encontre des intérêts des acteurs individuels. Différents projets en ont apporté la preuve[1]. Pour rallier des majorités confortables aux solutions axées sur le système, il est par conséquent indispensable d'expliquer et de faire comprendre aux citoyennes et aux citoyens, ainsi qu'aux parties prenantes concernées les avantages d'une politique énergétique globale. Les instances politiques, l'administration et les acteurs économiques concernés doivent activement communiquer et négocier.

Dans la perspective de l'indispensable transformation de l'ensemble du système énergétique, marqué par de nombreuses interdépendances, il est nécessaire de concilier les divers intérêts particuliers. Cela suppose que les différents groupes d'intérêt sont disposés à faire des compromis concrets dans l'intérêt du système d'ensemble. À cet égard, ce sont avant tout les instances politiques qui doivent agir.

Parallèlement à cela, la population doit être incitée à contribuer à la transformation du système énergétique. Comme le montre la synthèse « Acceptation », les actions d'information et de mobilisation menées à ce titre doivent non seulement être crédibles, mais aussi adaptées au mieux aux différents destinataires [2]. Les campagnes sont d'ailleurs d'autant plus

efficaces qu'elles mettent en avant les avantages [3] en termes de qualité de vie personnelle et des exemples positifs issus d'expériences concrètes[4].

Notes et références

1 Projet « Efficacité énergétique au sein des ménages », Projet « Politique énergétique basée sur un système d'encouragement ou incitatif », Projet « Innovations dans le domaine de l'énergie ».
2 Informer de façon ciblée et crédible !
3 Cibler les avantages connexes en termes de qualité de vie et de santé !
4 Donner de la visibilité aux exemples réussis !