Energie
Programmes nationaux de recherche 70 et 71

Synthèse

Réseaux d’énergie

Réseaux d’énergie

Cet axe thématique porte sur les conditions-cadres techniques, écologiques et sociales, ainsi que sur les opportunités et barrières au développement de nouvelles infrastructures énergétiques innovantes. A cet égard, la faisabilité technique, la rentabilité et l’impact sur le territoire se trouvent au premier plan.

1. Les réseaux énergétiques ne sont pas encore adaptés aux défis de l’avenir

Les réseaux énergétiques de la Suisse sont fiables et stables, mais ils sont aussi confrontés à des défis inédits. L’un d’entre eux tient au fait que les nouvelles sources d’énergie renouvelables – installations photovoltaïques et éoliennes – produisent de l’électricité de manière irrégulière. Le réseau énergétique doit par conséquent faire preuve de plus de flexibilité : du côté de l’offre avec des solutions de stockage de l’électricité et de la chaleur et du côté de la demande avec une gestion automatisée de la charge. Par ailleurs, le potentiel de synergie entre les différentes sources d’énergie doit être mis à profit.

1.1. Messages clés

Dans le domaine des réseaux énergétiques, les recherches du PNR Énergie permettent de déduire les quatre messages clés suivants :

1. **Le futur approvisionnement énergétique doit se concevoir comme un système global.** En raison du nombre croissant de fournisseurs d'énergie décentralisés (par exemple les installations photovoltaïques privées raccordées au réseau), une planification et une exploitation intégrées du réseau de transport et des réseaux de distribution seront incontournables. L'approche intégrée de ces deux aspects offrira aussi diverses nouvelles possibilités, par exemple en termes de flexibilité. De même, le couplage de différentes sources d'énergie telles que l'électricité, le gaz et la chaleur – ce que l'on appelle le couplage sectoriel – ouvre de nouvelles possibilités d'équilibrage de l'offre et de la demande.
2. **La flexibilité est un prérequis à l'utilisation de l'énergie solaire et éolienne** Le développement de l'énergie solaire et éolienne nécessite davantage de flexibilité au sein du réseau électrique. Celle-ci peut être générée par les fournisseurs ou les consommateurs d'énergie. Du côté de l'offre, les nouvelles technologies de stockage peuvent offrir des solutions intéressantes, du côté de la demande, le numérique ouvre des possibilités inédites de gestion automatisée de la charge. La flexibilité a cependant un prix, qui doit être affiché de façon transparente et facturé en fonction du marché.
3. **Un vaste recours au numérique est indispensable.** La décentralisation croissante de l'approvisionnement et du stockage de l'énergie, associée à une forte augmentation du nombre de prosommateurs ainsi que la forte volatilité de l'énergie solaire et éolienne nécessitent de nouveaux systèmes de contrôle du réseau et de gestion des charges. Ce défi considérable ne peut être relevé efficacement sans

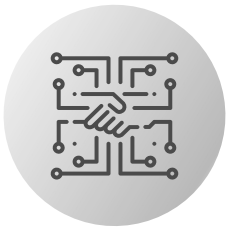
recourir fortement aux moyens numériques. Une des conditions préalables à un usage efficace du numérique est de rendre les données pertinentes accessibles aux acteurs du marché, sans compromettre leur confidentialité.

4. **Pas de sécurité d'approvisionnement sans extension du réseau.**Le projet d'extension du réseau suisse de transport d'électricité est un prérequis important à la sécurité d'approvisionnement. Les plans d'extension doivent être actualisés en permanence pour tenir compte des nouvelles conditions et des évolutions, tant en Suisse qu'à l'étranger. L'interconnexion énergétique avec les pays voisins représente une contribution importante et rentable à la sécurité d'approvisionnement et à une flexibilité accrue du côté de l'offre. L'extension du réseau nécessite une bonne acceptation des infrastructures de réseau au sein de la société.

1.2. Recommandations clés

Exploiter les synergies des différentes sources d'énergie !

Les exploitants de réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur sont à même de clarifier quels avantages et inconvénients résultent de l'optimisation globale de tous les réseaux énergétiques au niveau régional. Les synergies du couplage sectoriel doivent être utilisées de façon pertinente.



Assurer la sécurité des moyens numériques !

Il s'agit de tirer profit des possibilités qu'offre le numérique et de mettre en œuvre des outils inédits. Pour ce faire, l'approvisionnement en électricité doit recourir de plus en plus aux technologies de l'information et de la communication, aux instruments basés sur les données et à l'intelligence artificielle.

Générer et vendre de la flexibilité !

Plus les fournisseurs d'énergie ayant une production fluctuante sont nombreux, plus le besoin de flexibilité est important.

L'intégralité des recommandations relatives à la thématique des réseaux énergétiques est décrite en détail dans la section « Recommandations » de cette synthèse. Sur les huit recommandations formulées, trois recommandations clés sont particulièrement importantes pour une mise en œuvre réussie de la Stratégie énergétique 2050.

Exploiter les synergies des différentes sources d'énergie ! Les exploitants de réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur sont à même de clarifier quels avantages et inconvénients résultent de l'optimisation globale de tous les réseaux énergétiques au niveau régional. Les synergies du couplage sectoriel doivent être utilisées de façon pertinente. Les projets du PNR Énergie démontrent qu'une vision globale et intégrale du système énergétique est source d'avantages pour les réseaux énergétiques. Afin de pouvoir optimiser l'ensemble du système énergétique, il faut cesser de considérer les différents vecteurs et consommateurs d'énergie isolément pour adopter une stratégie globale.

Assurer la sécurité des moyens numériques ! Il s'agit de tirer profit des possibilités qu'offre la numérisation et de mettre en œuvre des outils inédits. Pour ce faire, l'approvisionnement en électricité doit recourir de plus en plus aux technologies de l'information et de la communication, aux instruments basés sur les données et à l'intelligence artificielle. En même temps, il est important de faire face aux risques liés au numérique :

- risques de cyberattaques menaçant massivement la sécurité d'approvisionnement ;
- risques pour la vie privée et la liberté individuelle en raison d'une protection inadéquate des données.

Générer et vendre de la flexibilité ! Plus les fournisseurs d'énergie ayant une production fluctuante sont nombreux, plus le besoin de flexibilité est important. La question se pose de

savoir comment la flexibilité doit être gérée et compensée à l'avenir – par exemple de manière analogue aux dispositions actuelles portant sur la régulation de la fréquence. Le couplage des systèmes énergétiques offre un potentiel de flexibilité considérable. Les dispositifs de stockage d'énergie peuvent accroître encore davantage la flexibilité. Lors de la planification de nouvelles installations et de la transformation d'installations existantes, les fournisseurs d'énergie accordent une importance particulière à offrir une flexibilité accrue. Ils développent de nouveaux modèles d'activité permettant de proposer de la flexibilité en tant que service.

2. Une nouvelle dynamique pour les réseaux énergétiques

Le réseau suisse de transport d'électricité sera étendu au cours des années à venir. Des efforts et des investissements bien plus conséquents sont cependant nécessaires pour que les réseaux énergétiques répondent aux exigences de la Stratégie énergétique 2050.

2.1. Réseaux énergétiques

Les réseaux énergétiques relient les fournisseurs d'énergie aux consommateurs. Ils permettent par conséquent de surmonter l'écart spatial entre ces derniers. Avec la mise en œuvre croissante de sources d'énergie renouvelables comme le soleil, le vent et la biomasse, il devient aussi de plus en plus important de surmonter les écarts temporels entre la fourniture et la consommation d'énergie. Par le passé, cette mission était principalement assurée par les centrales à accumulation et de pompage-turbinage. À l'avenir, d'autres technologies de stockage seront toutefois nécessaires. Celles-ci peuvent faire partie intégrante du réseau énergétique. Le futur système énergétique hautement dynamique doit être exploité de manière optimale sur le plan technique et économique ; les mécanismes numériques de surveillance, de contrôle et de régulation jouent à cet égard un rôle décisif.

Un réseau énergétique s'articule fondamentalement autour de trois aspects :

Distribution de l'énergie : L'énergie est généralement distribuée par le biais de conduites ou de lignes électriques qui sont organisées de manière hiérarchique : des lignes de transmission ou de transport permettent l'acheminement de grandes quantités d'énergie sur de longues distances et des réseaux de répartition régionaux ou locaux assurent la distribution jusqu'aux consommateurs individuels. La distribution d'énergie comprend également des équipements secondaires tels que des sous-stations, des transformateurs et des systèmes de réduction de pression.

Stockage de l'énergie : Capacités de stockage intégrées au réseau énergétique, p. ex. unités de batteries centrales, accumulateurs d'air comprimé, réservoirs et conduites de gaz ou installations de stockage souterraines.

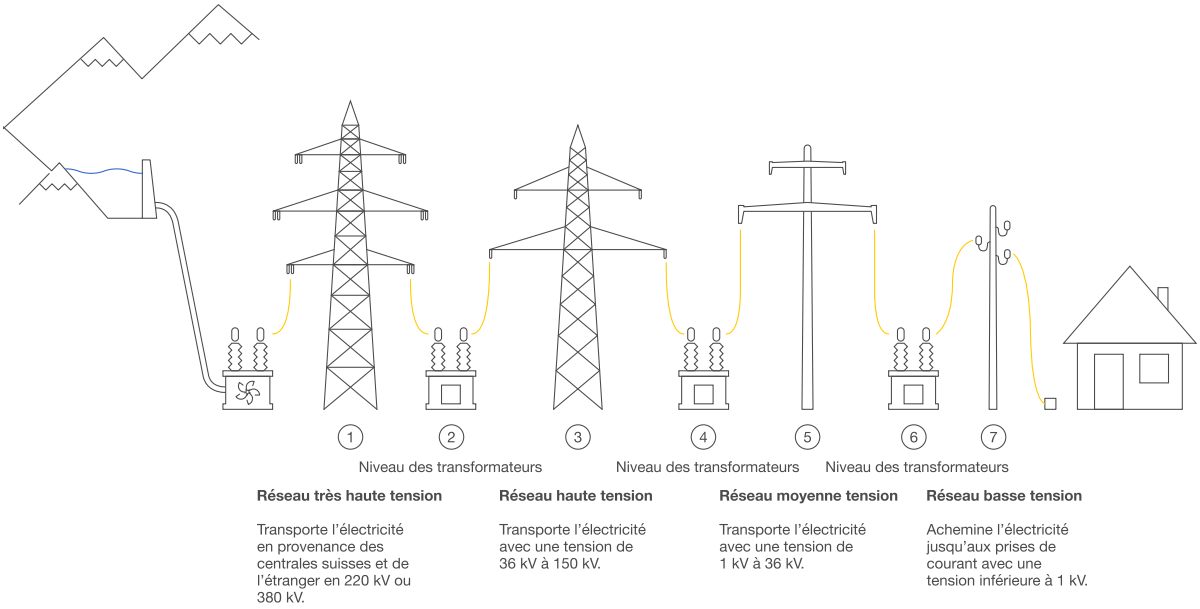
Pilotage de l’énergie : Systèmes de contrôle dédiés à la surveillance, au pilotage et à la régulation des flux d’énergie au sein du réseau. Du fait de la numérisation, ces systèmes de contrôle deviennent de plus en plus sophistiqués.

Il existe un degré élevé d’interdépendance entre le réseau énergétique et la fourniture d’énergie d’une part et la consommation d’énergie d’autre part.

Les réseaux énergétiques servent avant tout au transport d’électricité, de chaleur et de gaz. En Suisse, ces trois réseaux ont été créés indépendamment les uns des autres et continuent d’être exploités de manière indépendante. Un potentiel de synergie non négligeable demeure ainsi inexploité. De nombreux projets du PNR Énergie sont par conséquent consacrés à une vision globale du système énergétique et des avantages qui peuvent en découler.

Sécurité de l'approvisionnement # Réseaux énergétiques

2.2. Le réseau électrique



Niveaux de tension. 1 : Réseau à très haute tension : transporte l'électricité en provenance des centrales suisses et de l'étranger en 220 kV ou 380 kV. 3 : Réseau haute tension : transporte l'électricité avec une tension de 36 kV à 150 kV. 5 : Réseau moyenne tension : transporte l'électricité avec une tension de 1 kV à 36 kV. 7 : Réseau basse tension : achemine l'électricité jusqu'aux prises de courant avec une tension inférieure à 1 kV. 2, 4, 6 : Niveaux des transformateurs : assurent la conversion de l'électricité vers le niveau inférieur ou supérieur. *Source : Swissgrid*

Le réseau électrique suisse couvre une distance totale de plus de 202 000 km[1]. Il se subdivise en sept niveaux :

Le niveau 1 correspond au réseau de transport ou réseau à très haute tension. Il appartient à Swissgrid et comprend quelque 6700 kilomètres de lignes et 141 installations de commutation[2]. L'électricité en provenance des centrales suisses et de l'étranger circule sur le réseau avec des tensions de 220 kV et 380 kV.

Les niveaux 3, 5 et 7 forment à eux trois le réseau de distribution suisse. Celui-ci compte environ 650 exploitants, qui sont chacun en charge de leur segment de réseau. Le niveau 3 correspond au réseau haute tension, avec des tensions comprises entre 36 kV et 150 kV. Sur le niveau 5, de moyenne tension, le courant transite avec une tension de 1 à 36 kV. Le niveau 7, qui correspond à la basse tension, c'est-à-dire inférieure à 1 kV, achemine finalement l'électricité jusqu'aux consommateurs, où il sera utilisé en 230 V.

Entre ces niveaux, les niveaux 2, 4 et 6 assurent la transformation entre les différents niveaux de tension.

Le réseau électrique suisse fonctionne en courant alternatif, qui est plus facile à transformer que le courant continu et permet par conséquent une organisation hiérarchique du réseau en plusieurs niveaux de tension. Le réseau électrique européen, dans lequel la Suisse joue un rôle central avec 41 lignes frontalières, fonctionne à une fréquence de 50 Hertz. Celle-ci doit rester stable, car des fluctuations rapides et importantes pourraient, entre autres, endommager les grandes machines et compromettre la sécurité d'approvisionnement.

Afin de maintenir la stabilité de la fréquence, la production et la consommation d'électricité doivent toujours être en équilibre. À cet effet, le réseau suisse est minutieusement cartographié par 40 000 points de mesure, permettant de relever en quelques secondes la plupart des fluctuations voire de les anticiper. Grâce à cette surveillance approfondie, le réseau électrique suisse est considéré comme très stable et fiable.

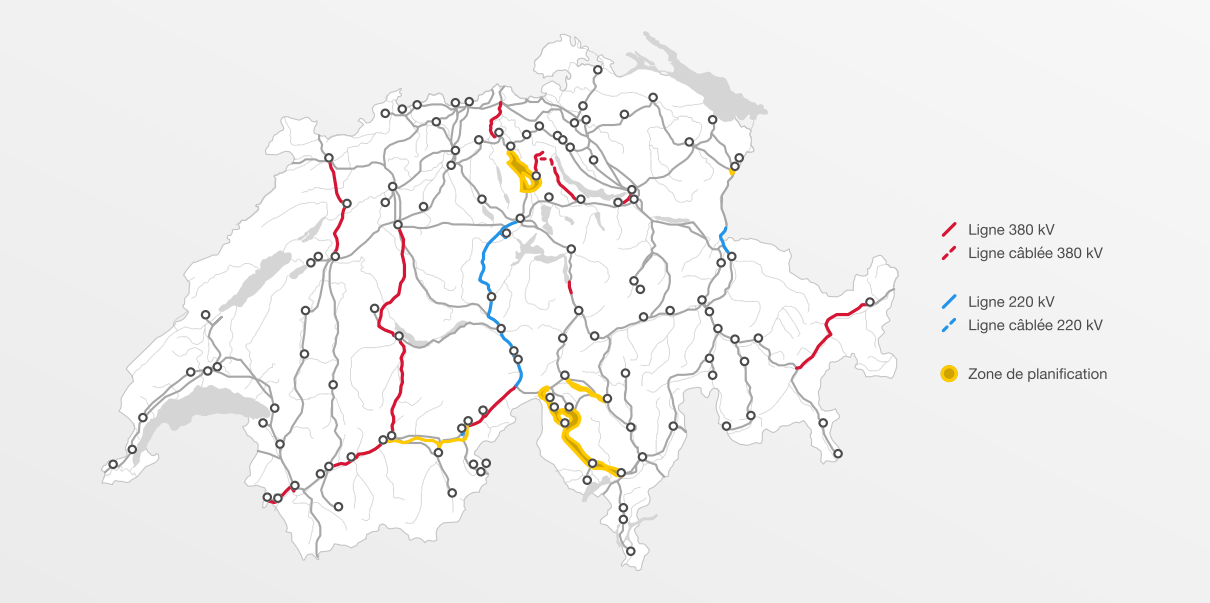
Le stockage de grandes quantités d'électricité est une tâche complexe. Les centrales de pompage-turbinage concentrent actuellement l'essentiel des moyens de stockage mais, en raison de la faiblesse actuelle des prix de l'électricité, leur exploitation n'est pas rentable. Le stockage d'énergie grâce à la technologie « power to gas » s'annonce très prometteur : l'excédent de production d'électricité solaire est utilisé pour produire de l'hydrogène ou du méthane qui est stocké dans des réservoirs, puis reconverti en électricité via une turbine à gaz ou une pile à combustible.

Notes et références

1 ElCom 2018 ; Rapport d'activité, chap. 3.1
2 Swissgrid 2015 ; Réseau stratégique 2025

Sécurité de l'approvisionnement # Réseaux énergétiques

2.3. Extension du réseau électrique



Extension du réseau électrique. *Source : https://www.swissgrid.ch/en/home/projects/project-overview.html*

Conformément à la « Stratégie Réseaux électriques » adoptée par le Parlement fédéral en 2017, Swissgrid élabore le plan pluriannuel d'extension du réseau sur la base des perspectives énergétiques de la Confédération pour 2050 et des plans du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité. La planification du Réseau stratégique 2025 comprend au total 17 projets de transformation ou d'extension, répartis sur l'ensemble du territoire suisse. La plupart de ces projets portent sur l'augmentation de la tension des lignes existantes de 220 kV à 360 kV, avec adaptation locale des lignes. Le plan prévoit cependant aussi des lignes de transport entièrement nouvelles, comme la ligne 380 kV de 70 km de long dans le Valais, qui doit relier Chamoson à Mörel en passant par Chippis.

De plus en plus, des lignes de transport souterraines sont également envisagées lors de la planification. Dans le cadre du projet de réseau Beznau-Birr, la construction d'un premier tronçon de ligne de 1,3 km de long a débuté en août 2018 au niveau du « Gäbihügel », près de Bözberg/Rinikon.

La carte représente les extensions prévues.

Le problème majeur des projets de transformation et d'extension est la longueur des délais de planification et d'approbation, qui dépassent souvent 10 ans. Une fois toutes les approbations et autorisations obtenues, la construction est bien moins longue.

Les gestionnaires des réseaux de distribution (niveaux 3 à 7) sont également tenus d'établir un plan pluriannuel, afin de garantir un approvisionnement en électricité sûr, performant et

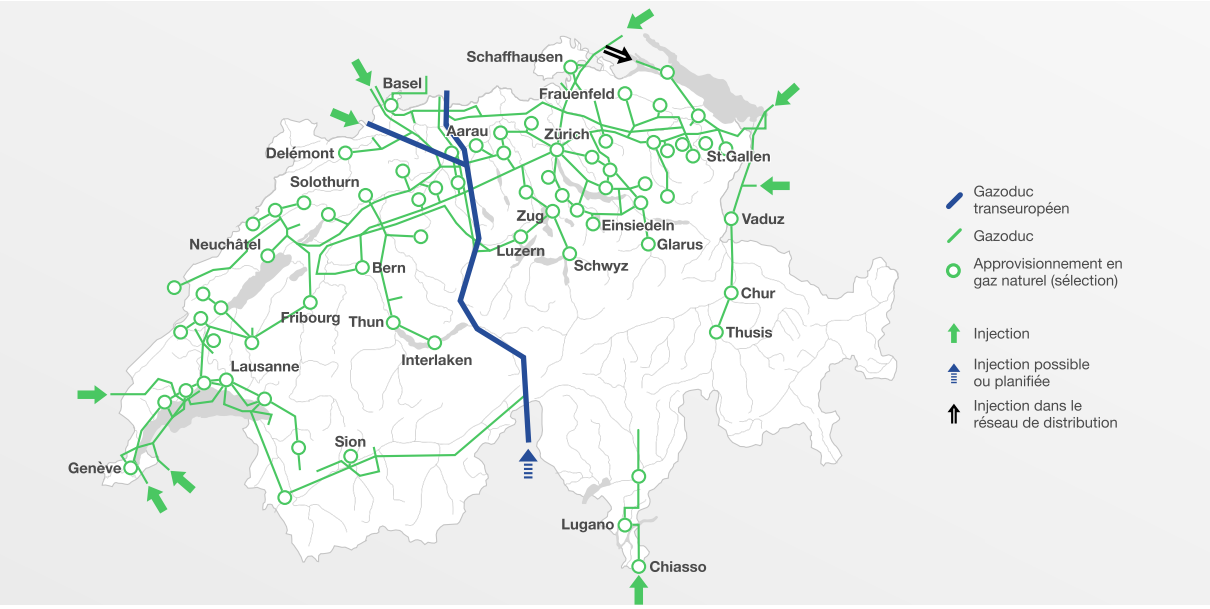
efficace dans leur zone de desserte. À cet égard, les extensions sont principalement déterminées par l'implantation de nouveaux quartiers, l'arrivée ou le départ d'entreprises ayant des besoins énergétiques élevés, ainsi que le développement des sources d'énergie renouvelables. À ces niveaux de réseau, la « Stratégie Réseaux électriques » prévoit que les projets de ligne soient foncièrement réalisés sous forme de câbles souterrains, à condition que le coût de ces derniers ne dépasse pas le double de celui d'une ligne aérienne.[1] La mise en œuvre de systèmes de contrôle et de régulation numériques peut contribuer à limiter la nécessité d'une coûteuse extension de réseau, en particulier aux niveaux 3 à 7.

Notes et références

1 RS 734.31 Ordonnance sur les lignes électriques, modification du 3 avril 2019 portant sur l'art. 11b alinéa 1

Marché # Réseaux énergétiques # Europe / UE # Accumulateur d'énergie

2.4. Le réseau de gaz



Réseau de gaz. *Source : www.iet.hsr.ch/fileadmin/user-upload/iet.hsr.ch/power-to-Gas/Kurzberichte/05_erdgasinfrastruktur_Schweiz.pdf*

Le gaz naturel couvre 14 % de la consommation énergétique finale de la Suisse. Les réserves nationales de gaz naturel sont insuffisantes pour que leur exploitation soit économiquement viable. En 2017, à peine 1 % du gaz injecté dans le réseau provenait de la production indigène de biogaz.[1] L'intégralité du gaz naturel doit être importée, essentiellement en provenance de l'UE, de Russie et de Norvège. L'importation s'effectue via 16 points de passage frontaliers, par lesquels la Suisse est reliée au réseau européen de transport de gaz.[2] À l'heure actuelle, plus de 900 communes sont approvisionnées en gaz naturel par 120 fournisseurs locaux.

Le réseau de gaz est lui aussi structuré de manière hiérarchique : le réseau de transport haute pression (plus de 5 bar) comprend 2016 conduites d'une longueur cumulée de 2243 km ; le réseau de distribution basse pression (moins de 5 bar) s'étend sur environ 17 500 km. Des stations de réduction de la pression veillent à ce que le gaz naturel arrive chez le consommateur à une pression inférieure à 1 bar. 145 stations-service distribuent du gaz naturel pour les moyens de transport fonctionnant grâce à cette énergie, 27 installations de biogaz apportent une contribution indigène à l'approvisionnement en gaz. Le réseau de gaz ne couvre pas l'intégralité du territoire, certaines régions de montagne n'y sont pas raccordées. Le gaz ne fait pas l'objet d'un mandat de service universel.

Six petites installations de stockage de gaz naturel servent de tampons de réseau pour compenser les fluctuations de la demande quotidienne. Le stockage de grandes quantités de gaz naturel n'est pas prévu au sein du réseau, notamment parce que les conditions

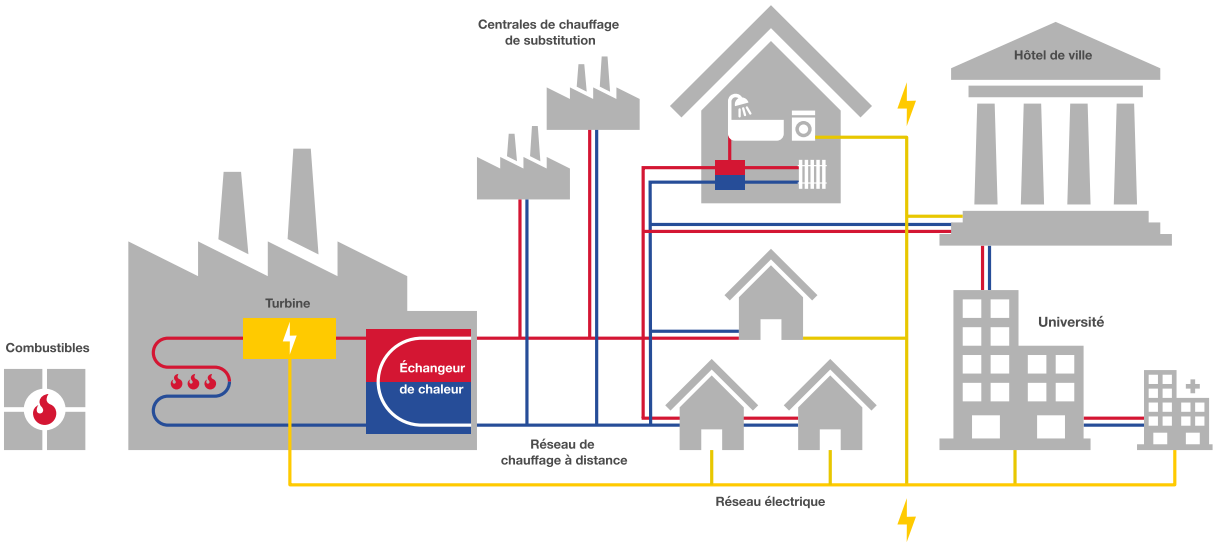
géologiques d'un stockage en cavités ou en milieu poreux ne sont pas réunies. En Europe, l'Allemagne et l'Italie disposent des plus grandes réserves de gaz naturel, qu'ils utilisent avant tout comme réserve de valeur : le gaz naturel est acheté à prix avantageux en été et stocké pour être revendu plus cher en hiver, lorsque la demande est forte. Grâce aux solutions « power-to-gas », qui permettent de transformer l'électricité produite de manière durable en gaz et de la stocker pendant une durée illimitée, le stockage de gaz pourrait également être envisagé en Suisse à l'avenir.

Notes et références

1 https://gazenergie.ch/fr/news-evenements/news/detail/news/hausse-de-11-du-biogaz-suisse-injecte-dans-le-reseau/
2 Le gaz naturel / biogaz en Suisse Édition 2018. Statistique annuelle de l'ASIG

Froid / chaleur # Chauffer # Réseaux énergétiques

2.5. Réseaux de chauffage à distance



Modèle de réseau de chauffage à distance, dans lequel la chaleur est issue d'une usine d'incinération d'ordures ménagères. *Source : www.heizungfachsanierung.ch/de/arten_heizsysteme/fernwaerme*

Un réseau de chauffage à distance achemine la chaleur d'une installation centrale vers les consommateurs sous forme d'eau chaude, par l'intermédiaire de conduites isolées. Pour les consommateurs d'énergie, le chauffage à distance présente l'avantage de ne pas avoir besoin de leur propre installation de chauffage, ni de stocker du combustible.

Les premiers projets ont été réalisés il y a une cinquantaine d'années, généralement en lien avec des usines d'incinération d'ordures ménagères.[1] À ce jour, le chauffage à distance et les réseaux de chaleur conservent toutefois un rôle marginal en Suisse. Seulement 4,2 % de tous les bâtiments résidentiels sont raccordés à des réseaux de chauffage à distance.[2] Bien que ce chiffre ait plus que triplé depuis 1990, les systèmes de chauffage individuels restent l'option prioritaire.

L'énergie primaire principale utilisée pour le chauffage à distance est la chaleur résiduelle des usines d'incinération des ordures ménagères, suivie du gaz naturel, du bois et de la chaleur résiduelle des centrales nucléaires. Environ un tiers de l'énergie primaire provient de combustibles fossiles. Cette proportion doit être nettement réduite.[3]

En Suisse, les réservoirs en acier avec de l'eau en guise de fluide caloporteur se sont imposés pour stocker la chaleur au sein des réseaux de chauffage à distance.

Le froid à distance fonctionne selon le même principe que le chauffage à distance. Le froid urbain peut être produit de manière respectueuse de l'environnement à l'aide de

refroidisseurs à absorption. Ceux-ci fonctionnent avec de la chaleur résiduelle en lieu et place de l'électricité et produisent du froid à distance par compression thermique.[4]

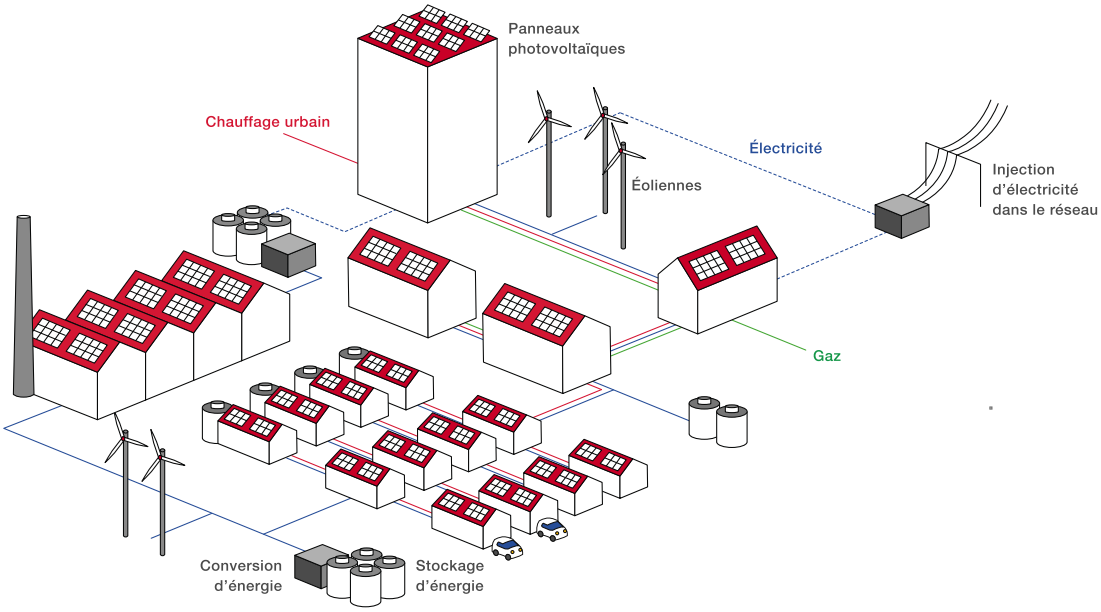
Pour l'avenir, les scientifiques pronostiquent des conditions climatiques plus extrêmes, qui vont faire baisser la demande de chauffage et augmenter la demande de refroidissement. Le refroidissement centralisé à distance, via des refroidisseurs à absorption, est cinq à dix fois plus efficace qu'une solution individuelle classique.[5] En particulier dans les zones densément peuplées, il peut sensiblement réduire la consommation locale d'électricité et rendre inutile l'extension ou le renforcement du réseau électrique.

Notes et références

1 World Energy Council Switzerland; http://www.worldenergy.ch/seiten/publikationen/wec-switzerland/energiestatistik-schweiz/energietraeger/Fernwaerme/ ?oid=139&lang=de
2 https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/construction-logement/batiments/domaine-energetique.html
3 Association suisse du chauffage à distance 2018 ; Rapport annuel 2017
4 Association suisse du chauffage à distance
5 https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-deutsch-wAssets/docs/Fernwaerme_Flyer/Flyer-Fernwaerme_f_Web_A4.pdf

Couplage sectoriel # Réseaux énergétiques

2.6. Tendance au couplage sectoriel



Modèle de système multi-énergies décentralisé, alimenté par différentes sources d'énergie. *Source : Projet « Systèmes énergétiques décentralisés et société »*

De plus en plus souvent, les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur ne sont pas considérés séparément, mais comme un système global. Cette approche est qualifiée de « couplage sectoriel ». On trouve aussi les termes anglais de « energy system integration » ou de « multi-energy system ». Il ne s'agit cependant pas seulement de coupler différentes sources d'énergie, mais aussi d'intégrer les prosommateurs, les processus de production industrielle et les moyens de transport (véhicules électriques et à hydrogène).

L'intérêt croissant pour le couplage sectoriel s'explique avant tout par deux raisons.

1. L'accent est mis sur les services fournis par les sources d'énergie, et non sur les sources d'énergie elles-mêmes. La chaleur peut, par exemple, être fournie par le réseau d'électricité, de gaz ou de chauffage à distance. Le choix de la source d'énergie appropriée dépend du système, qui doit donc être considéré dans son ensemble.
2. Certains composants sont raccordés à plus d'un réseau énergétique. Les centrales thermiques, par exemple, produisent de l'électricité qui est injectée dans le réseau électrique et de la chaleur qui est injectée dans le réseau de chauffage. Dans ce cas, on parle de couplage chaleur-force (CCF). D'autres composants couplant plusieurs sources d'énergie sont les pompes à chaleur, les piles à combustible ou les concepts « power-to-gas ».

Le potentiel écologique et économique d'une telle combinaison de sources d'énergie a été

étudié dans le cadre du projet « Production d'électricité durable décentralisée »[1] : des modèles et des études de cas ont été utilisés pour étudier en détail le fonctionnement d'un système multi-énergies décentralisé coordonnant plusieurs technologies – existantes et à venir – associées à différentes sources d'énergie, et ce de la fourniture d'énergie jusqu'à sa consommation. Il est essentiel d'inclure dans la réflexion les aspects économiques et les nouveaux modèles d'activité.

Notes et références

1 Projet « Production d'électricité durable décentralisée »

Prosommateur # Sécurité de l'approvisionnement # Décentralisation # Photovoltaïque

2.7. Toujours plus d’acteurs

L’époque où il y avait d’un côté les fournisseurs d’énergie et de l’autre les consommateurs est révolue, surtout en ce qui concerne le réseau électrique. De plus en plus de consommateurs produisent leur propre énergie – par exemple grâce à des installations photovoltaïques. En 2017, le nombre de petites installations photovoltaïques, installées sur des maisons individuelles et des immeubles d’habitation, a augmenté en Suisse de 38 %[1] par rapport à l’année précédente. La situation est quelque peu différente pour les autres réseaux. Le réseau de gaz est principalement alimenté depuis l’étranger. D’ici 2030, la part du biogaz provenant d’installations suisses doit cependant passer de 3 à 30 % de la consommation de gaz destinée à la production de chaleur. Les réseaux de chaleur fonctionnent essentiellement à l’échelle locale et indépendamment les uns des autres.

Le fait que les consommateurs eux-mêmes produisent de l’énergie soulage certes le réseau en évitant le transport de l’énergie sur de longues distances, mais le confronte aussi à de nouveaux défis. Cela est particulièrement vrai pour le réseau électrique, où l’injection et la consommation doivent s’équilibrer.

L’intégration efficace et sûre de ces soi-disant « prosommateurs » – à la fois producteurs et consommateurs – dans les systèmes énergétiques existants est l’un des grands défis d’avenir dans le secteur de l’énergie. Les réseaux énergétiques jouent un rôle clé à cet égard. Leurs systèmes de contrôle permettent de connecter au même système énergétique différents acteurs, ayant des caractéristiques techniques, des possibilités et des objectifs économiques différents. Cependant, à mesure que le nombre de prosommateurs augmente, les fluctuations des volumes de production s’intensifient également : la production d’énergie solaire et

éolienne étant dépendante des conditions météorologiques, elle est peu influençable, voire pas du tout. La fiabilité et la robustesse des réseaux doivent par conséquent être accrues. Les smart grids, ou réseaux intelligents, doivent aider à gérer les réseaux de façon flexible, efficace et en fonction de la demande. Les plates-formes numériques assurent un accès efficace aux données et un échange rapide d'informations entre les nombreux acteurs.

Notes et références

1 Office fédéral de l'énergie OFEN 2017 ; Recensement du marché de l'énergie solaire. Extrait de la statistique suisse des énergies renouvelables.
https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Markterhebung/Recensement_2017.pdf

Marché # Europe / UE

2.8. La Suisse et l'Europe

Le poste de couplage « Étoile de Laufenburg »[1], mis en service en 1958, a jeté les bases de l'exploitation du réseau international interconnecté. *Source : Swissgrid AG*

Le réseau électrique européen approvisionne plus de 30 pays, représentant quelque 530 millions de consommateurs. La Suisse, qui fait partie intégrante de ce réseau, est actuellement interconnectée avec les pays voisins via 41 lignes. Au sein du marché international de l'électricité, la Suisse joue un rôle de plaque tournante : pour le compte du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (REGRT-E), Swissgrid assure la fonction de centre de coordination pour l'Europe du Sud. D'un point de vue technique aussi, la Suisse joue un rôle important sur la scène internationale : le poste de couplage « Étoile de Laufenburg » est depuis 1958 un acteur central du réseau électrique européen.

La production d'énergie hydraulique est tout aussi saisonnière que la consommation d'électricité. La Suisse est par conséquent importatrice d'électricité en hiver et exportatrice en été. L'interconnexion du réseau électrique suisse avec l'étranger est donc essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le réseau de transport d'électricité suisse joue également un rôle important dans le transit entre pays voisins ; l'Europe est ainsi dépendante du réseau électrique suisse.

Même sans adhérer à l'UE, la Suisse fait donc partie de l'Europe de l'électricité. En l'absence d'accord sur l'électricité, cette participation se limite toutefois aux aspects techniques du réseau électrique – même si la Suisse est membre à part entière du REGRT-E. Le commerce d'électricité avec l'Europe étant cependant un pilier important de nos efforts en faveur d'une indispensable amélioration de la flexibilité du système d'approvisionnement, la conclusion

rapide d'un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'Europe est capitale en termes de stabilité du réseau et de sécurité d'approvisionnement.

Dans le domaine du gaz enfin, la Suisse est totalement dépendante de l'étranger, puisque la demande est en grande partie couverte par des importations.

Les deux projets « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »[2] et « Européanisation du système énergétique suisse »[3] ont étudié les aspects politiques et commerciaux des futures relations entre la Suisse et l'Europe dans la perspective de la Stratégie énergétique 2050. Ils ont révélé que le sujet était très complexe et revêtait une importance centrale pour le marché suisse de l'électricité.

Notes et références

1 www.swissgrid.ch/de/home/operation/power-grid/star-of-laufenburg.html
2 Projet « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »
3 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »

Régulation # Sécurité de l'approvisionnement # Europe / UE

2.9. Priorité à la sécurité d’approvisionnement

Quels que soient les sources d’énergie et leur répartition à l’avenir, la sécurité d’approvisionnement de la population suisse restera toujours la priorité. Ce principe est ancré dans l’article sur l’énergie de la Constitution fédérale et dans La loi sur l’énergie.

Pour garantir sa sécurité d’approvisionnement, la Suisse doit cependant regarder au-delà de son horizon national. Dans le domaine du gaz naturel, où la Suisse est presque entièrement dépendante des importations, l’évolution internationale de la politique et du marché du gaz doit être suivie de près. Ces développements, l’intégration de la Suisse au marché européen et la coordination avec d’autres pays sont des facteurs décisifs pour l’avenir du marché suisse du gaz.[1]

La fiabilité de l’approvisionnement en électricité est encore plus importante. Elle relève de la responsabilité du secteur de l’électricité. La Confédération et les cantons doivent mettre en place les conditions-cadres requises et intervenir lorsque les entreprises du secteur de l’électricité ne peuvent plus garantir la sécurité d’approvisionnement. La Commission fédérale de l’électricité (Elcom) surveille la sécurité de l’approvisionnement et, le cas échéant, peut proposer au Conseil fédéral des mesures appropriées.

Les investissements des fournisseurs d’énergie suisses dans des installations solaires et des parcs éoliens en Europe du Nord ne peuvent pas contribuer de manière significative à la sécurité d’approvisionnement de la Suisse, car les lignes de transport nécessaires via l’Allemagne ne seront pas opérationnelles dans un avenir proche. Même un accord sur l’électricité avec l’Europe ne résout pas tous les problèmes, car il ne garantit que l’accès au marché européen de l’électricité et non l’approvisionnement de la Suisse. Le besoin d’une production indigène d’électricité subsiste par conséquent.

Une étude de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN) estime que jusqu’en 2035 la situation de l’approvisionnement électrique de la Suisse n’est pas critique, du moment que la Suisse est interconnectée avec les pays voisins – et ce, même dans l’optique d’un futur abandon de

l'énergie nucléaire[2]. La conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE reste cependant un prérequis important. Par ailleurs, les goulets d'étranglement doivent être éliminés, par exemple en augmentant la capacité des lignes, et la législation sur le transport d'électricité doit être modernisée. En l'absence d'investissements appropriés, la sécurité d'approvisionnement de la Suisse ne peut être garantie.

Notes et références

1 Office fédéral de l'énergie 2018 ; Modelling the Swiss Gas Market in a European Context. https://www.aramis.admin.ch/Default.aspx ?DocumentID=46726&Load=true

2 Office fédéral de l'énergie 2018 ; Modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse. https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/securite-de-l-approvisionnement-en-electricite.html

Numérisation # Accumulateur d’énergie

2.10. Besoin de nouveaux systèmes et de nouveaux composants

Les défis que pose l’intégration au réseau de fournisseurs d’énergie décentralisés ont une dimension spatiale et temporelle. La dimension spatiale concerne aussi bien les réseaux de distribution locaux que le réseau national de transport du courant. La dimension temporelle comprend aussi bien des événements de quelques secondes que des fluctuations à l’échelle saisonnière. Le principe de base qui s’applique est le suivant : les fluctuations brèves et peu intenses sont si possible gérées localement, tandis que les fluctuations prolongées et importantes sont compensées via le réseau de transport de niveau national. Grâce à leur capacité à intervenir de manière flexible, les centrales hydroélectriques suisses joueront un rôle conséquent dans ce contexte.[1] Une question importante est toutefois de savoir si la capacité de régulation de l’énergie hydraulique sera encore suffisante en cas de développement massif du photovoltaïque. Les fluctuations saisonnières continueront d’être compensées, au moins en partie, par des échanges avec d’autres pays.

Fondamentalement, ces défis peuvent être abordés selon deux approches distinctes. Certains problèmes peuvent être résolus grâce à de nouveaux systèmes de contrôle, tandis que d’autres nécessitent le développement ou l’amélioration de nouveaux composants physiques du réseau, tels que les transformateurs et les moyens de stockage.

Les fluctuations prévisibles au sein du réseau d’approvisionnement en électricité peuvent être partiellement compensées par des solutions de stockage locales[2], notamment des batteries. Celles-ci ont généralement une capacité limitée et sont donc avant tout adaptées pour servir de moyen de stockage intermédiaire pendant une courte durée. Les batteries des voitures électriques disposent également de capacités de stockage, qui pourraient être utilisées moyennant une adaptation des systèmes tarifaires et fiscaux. Un stockage sur plusieurs jours voire à l’échelle saisonnière nécessite cependant d’autres systèmes : accumulateurs d’air comprimé, centrales de pompage-turbinage ou systèmes « power-to-gas » (P2G). La chaleur pourrait être stockée dans des accumulateurs géothermiques, à l’instar de ce qui est envisagé par le concept énergétique du campus Hönggerberg de l’EPF[3].

Notes et références

1 Synthèse « Force hydraulique et marché »
2 Nouvelles technologies de stockage pour la compensation des fluctuations journalières
3 ETH Immobilien 2017; Die Energie von morgen, ETH Zürich

2.11. Processus de synthèse en plusieurs étapes

L'élaboration de la synthèse relative à l'axe thématique « Réseaux d'énergie » 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 chacune des six axes thématiques. Sur cette base, une première esquisse de la synthèse « Réseaux d'énergie » a été élaborée par Göran Andersson, soumise à l'examen des Comités de direction du PNR « Énergie », puis rédigée par un journaliste scientifique.

En juin 2019, un groupe de réflexion composé de neuf spécialistes de l'administration et de l'économie s'est réuni 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. Trois thématiques clés

Les conclusions des projets de recherche menés au sujet des « Réseaux énergétiques » ont été associées à trois axes thématiques :

1. L'intégration des prosommateurs et des systèmes décentralisés de stockage d'énergie
2. La sécurité d'approvisionnement
3. L'énergie en tant que système global

3.1. Intégration des prosommateurs et des systèmes décentralisés de stockage d'énergie

La Stratégie énergétique 2050 prévoit une hausse de la production à partir de nouvelles sources d'énergie renouvelables – notamment les installations photovoltaïques et les éoliennes. La quantité d'énergie produite par ces nouveaux fournisseurs est dépendante de la météo. Le secteur dispose d'une large expérience en matière de consommation fluctuante, ainsi que de méthodes efficaces permettant de prévoir assez précisément les besoins d'électricité. Cependant, les nouveaux fournisseurs d'énergie décentralisés engendrent de nouvelles incertitudes, d'autant plus que les méthodes existantes s'appliquent à des zones géographiques étendues et que les conditions locales sont plus difficiles à prévoir. L'augmentation massive du nombre d'acteurs représente un défi supplémentaire.

Marché # Accumulateur d’énergie # Décentralisation

3.1.1. Besoin accru de flexibilité

Pour assurer la stabilité de fonctionnement d’un réseau électrique, la consommation et la production d’électricité doivent toujours être équilibrées entre elles et la fréquence du réseau doit être maintenue constante dans une fourchette limitée. Pour compenser les inévitables fluctuations de la demande dans un réseau électrique, il est nécessaire de disposer de puissance de réglage et de réserve. Dans un réseau électrique traditionnel alimenté de façon centralisée, celle-ci est fournie par des centrales électriques facilement contrôlables (par ex. des centrales à accumulation ou des centrales à turbine à gaz).

Dans le futur système énergétique, les fluctuations ne concerneront pas seulement la demande, mais aussi la production d’électricité, car le rendement des installations éoliennes et solaires dépend fortement du moment de la journée et de la saison, ainsi que des conditions météorologiques. Alors que les fluctuations quotidiennes et saisonnières sont relativement faciles à prévoir, les influences météorologiques sont une source d’incertitude. En outre, les fournisseurs d’énergie décentralisés influencent également les tensions au sein du réseau de distribution. Traditionnellement, les réseaux de distribution sont dimensionnés en vue d’y raccorder exclusivement des consommateurs. Les fournisseurs décentralisés modifient le profil de tension, au risque d’augmenter la tension sur le réseau, ce qui peut par exemple être évité en déconnectant les systèmes PV ou en utilisant des transformateurs de réglage. Ces nouvelles conditions sur le réseau électrique exigent davantage de flexibilité.

Le réseau électrique compte actuellement un large éventail de leviers de flexibilité, par exemple[1] :

- les importations et exportations d’électricité ;
- la compensation suprarégionale via le réseau électrique national ;
- une exploitation adaptée à la demande pour les centrales électriques facilement contrôlables (par. ex. les centrales bioénergétiques ou les centrales à accumulation) ;

- l’extension des capacités de stockage décentralisées (par ex. les véhicules électriques, le stockage en batterie, les accumulateurs d’air comprimé, les systèmes power-to-gas) ;
- la connexion et la déconnexion des consommateurs d’énergie flexibles (gestion de la charge) ;
- l’arrêt temporaire des fournisseurs d’énergie renouvelable (gestion de l’injection).

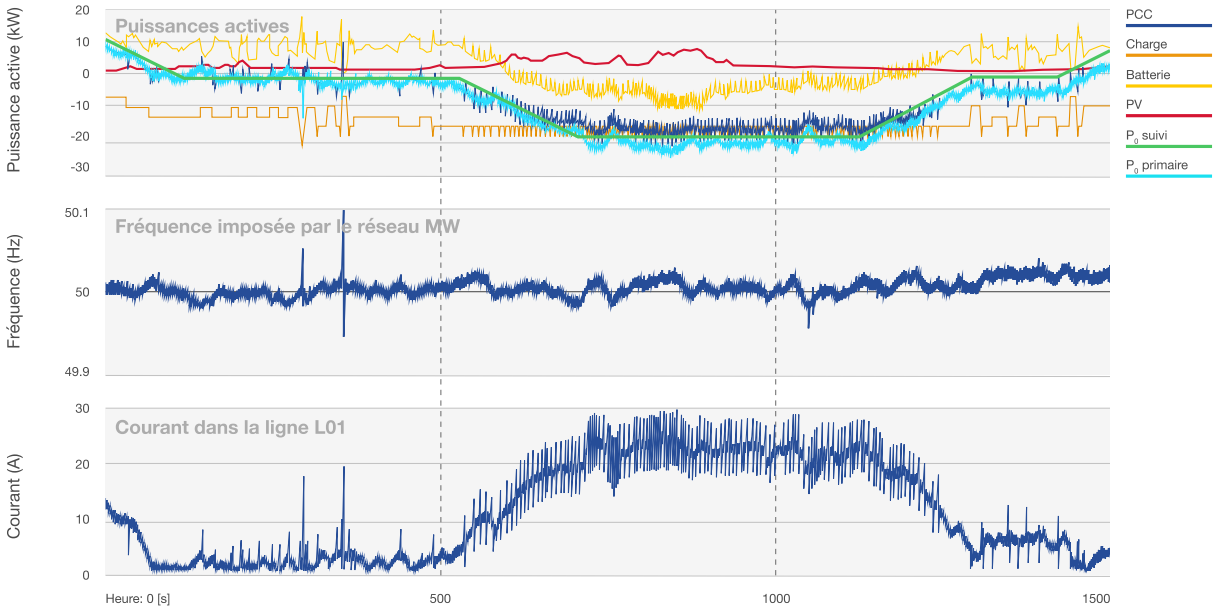
La mise en place de ces mesures de flexibilisation n’est cependant pas gratuite. Un ensemble de mesures techniquement et économiquement optimales doit être déterminé au cas par cas.

Notes et références

1 Agentur für erneuerbare Energien (2019); Flexibilität für den Strommarkt der Zukunft, Renews Spezial, Nr. 87, Berlin

Numérisation # Sécurité de l'approvisionnement # Décentralisation

3.1.2. Prototype de nouveau système de commande des réseaux de distribution



Le graphique supérieur retrace les mesures de fonctionnement du micro-réseau de l'EPFL avec le système de commande développé. La courbe verte est la valeur de consigne de l'échange de puissance convenu avec le système national (Swissgrid), la courbe bleu clair (PCC) illustre l'échange réel. La différence entre ces deux courbes correspond à la contribution du micro-réseau à la régulation de la fréquence : si la fréquence (graphique du milieu) est inférieure ou supérieure à 50 Hz, l'échange est modifié pour stabiliser la fréquence. Le transformateur entre le micro-réseau et le réseau national est le goulot d'étranglement de ce système ; cette situation est typique des systèmes comptant de nombreuses installations photovoltaïques et des stations de charge pour voitures électriques. Le graphique du bas montre que le système de commande peut maintenir le courant d'échange en-dessous de la valeur maximale. Pour y parvenir, la flexibilité des composants du système est mise à profit. *Source : Rapport Le Boudec, fig. 2. p. 6, fig. A*

Comment relever les défis liés à l'intégration des prosommateurs et des moyens de stockage décentralisé de l'énergie au niveau du réseau de distribution ? Le projet « Gestion en temps réel des flux d'électricité »[1] apporte précisément des réponses à cette question. L'objectif du projet était de développer un nouveau système de commande pour le contrôle en temps réel des futurs réseaux de distribution et micro-réseaux[2].

Le système de commande proposé, intégrant les consommateurs, le photovoltaïque, les batteries, les piles à combustible, les pompes à chaleur et les stations de charge pour voitures électriques, est basé sur des agents logiciels. Un prototype a été testé sur le campus de l'EPF de Lausanne.

Le « Multiport Energy Gateway » (MEG) a été développé et testé en guise d'interface entre les moyens de stockage d'énergie et le réseau. Le MEG est un nouveau convertisseur électronique de puissance, qui permet une régulation rapide des flux d'énergie.

Par rapport aux méthodes traditionnelles, les principaux avantages du nouveau système de commande sont les suivants :

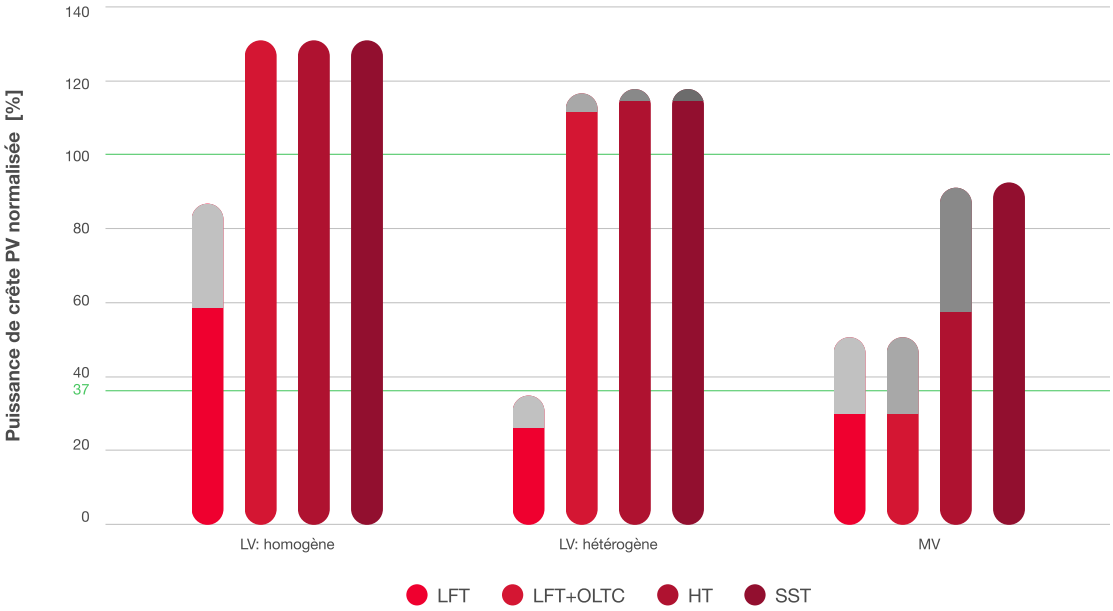
- Le système permet une régulation optimale du stockage de l'énergie, de la gestion de la charge et des sources d'énergie décentralisées.
- Le système veille à ce que toutes les limites du réseau soient respectées. Cela permet un développement massif des fournisseurs décentralisés et des stations de recharge pour voitures électriques sans devoir renforcer le réseau.
- Un réseau de distribution doté de ce système de commande peut offrir au réseau de transport des prestations système comme la régulation de la fréquence.

Notes et références

1 Projet « Gestion en temps réel des flux d'électricité »
2 Un microgrid, ou microréseau, est un réseau pouvant fonctionner sans liaison électrique avec le réseau national. Un microgrid couvre généralement un village ou un quartier. Un microgrid est normalement relié au réseau national, mais peut fonctionner en îlotage.

Photovoltaïque

3.1.3. Nouveaux transformateurs pour la régulation de tension



La capacité du réseau moyenne tension (MV) est déterminante dans ce cas. 37 % correspond au scénario de la Stratégie énergétique 2050 et 100 % au scénario Swissolar, qui est souvent utilisé dans les études PV. LFT = Transformateur sans possibilité de régulation de tension. LFT-OLTC, HT, SST = Transformateurs avec possibilité de régulation de tension. Gris : Influence de la compensation de puissance réactive. *Source : Projet « Transformateurs SiC dans le réseau électrique »*

Le projet conjoint « Transformateur électronique "SwiSS" mettant en œuvre des composants SiC »[1] portait sur les nouveaux concepts de transformateurs et leur influence sur l'injection de courant photovoltaïque dans le réseau. L'importance de la régulation de la tension a notamment été étudiée. Le projet « Transformateur électronique à composants SiC »[2] a servi à tester différents types de transformateurs au niveau 6 du réseau de distribution. Un transformateur traditionnel, qui ne peut pas réguler la tension, a été comparé à trois types de transformateurs qui peuvent le faire. Les résultats sont présentés dans le diagramme. Il apparaît que l'injection de courant PV peut être augmentée avec les transformateurs ayant la capacité de réguler la tension – LFT+OLTC, HT et SST.

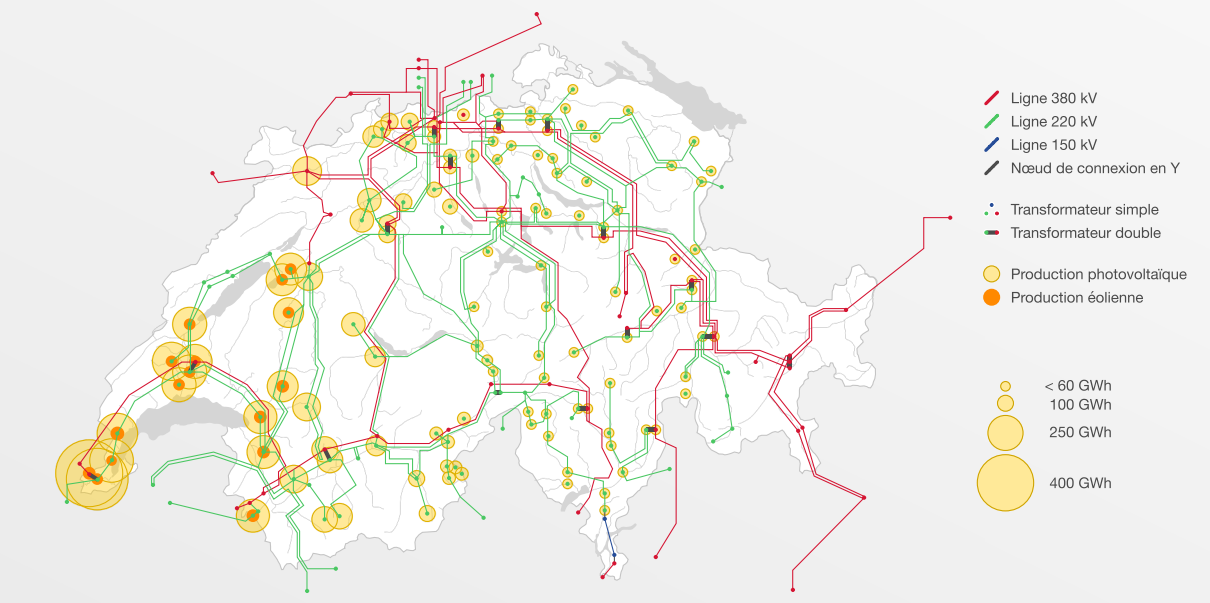
La comparaison entre le projet « Gestion en temps réel des flux d'électricité » du microgrid de l'EPF de Lausanne[3] [4] et ce projet est intéressante. Sur le micro-réseau de l'EPFL, le problème du goulot d'étranglement a été résolu par le système de commande, tandis qu'ici une solution matérielle a été mise en œuvre. Il n'est pas possible de formuler de règle générale quant à la solution qui serait la meilleure. De nombreux facteurs doivent être pris en compte en fonction de chaque situation.

Notes et références

1 Projet « Transformateur électronique "SwiSS" mettant en œuvre des composants SiC »
2 Projet « Transformateur électronique à composants SiC »
3 Projet « Gestion en temps réel des flux d'électricité »
4 Prototype de nouveau système de commande

Marché

3.1.4. Pouvoir faire face aux futurs flux énergétiques



Production d'énergie photovoltaïque et éolienne selon le scénario « 2050 Renewable Support ». *Source : Projet « Infrastructures énergétiques du futur »*

Une question fondamentale est de savoir comment le réseau de transport suisse peut relever les défis majeurs du photovoltaïque et de l'énergie éolienne. Le projet « Infrastructures énergétiques du futur »[1] s'est penché sur cette question. Les aspects suivants ont été étudiés :

- conditions topographiques et économiques du photovoltaïque et de l'éolien en Suisse ;
- potentiel des énergies renouvelables en Europe, grâce à des simulations météorologiques ;
- flexibilité du système électrique suisse en matière de compensation des énergies renouvelables ;
- fiabilité du réseau de transport d'électricité suisse.

Différents scénarios ont été analysés à l'aide d'un nouveau modèle de simulation, intégré dans un modèle plus étendu qui inclut les marchés de l'électricité.

Les principales conclusions sont les suivantes :

- Le photovoltaïque est plus rentable que l'éolien en Suisse.
- La flexibilité actuelle de l'énergie hydraulique suisse permet d'intégrer au réseau 19 GW de photovoltaïque et 0,55 GW d'énergie éolienne, ce qui est conforme aux objectifs de la

Stratégie énergétique 2050.

- Les extensions prévues permettront au réseau de transport d'électricité suisse de faire face aux futurs flux énergétiques.

Les chercheurs ont basé leurs calculs sur l'hypothèse que le réseau de transport serait étendu conformément aux prévisions de Swissgrid. Sans cette extension, les résultats de l'étude seraient à considérer avec précaution et l'intégration du photovoltaïque et de l'éolien ne serait pas garantie ; à défaut d'extension des lignes comme prévu, l'approvisionnement en électricité de la Suisse pourrait être compromis.

Notes et références

1 Projet « Infrastructures énergétiques du futur »

Batterie # Accumulateur d’énergie

3.1.5. Nouvelles technologies de stockage pour la compensation des fluctuations journalières

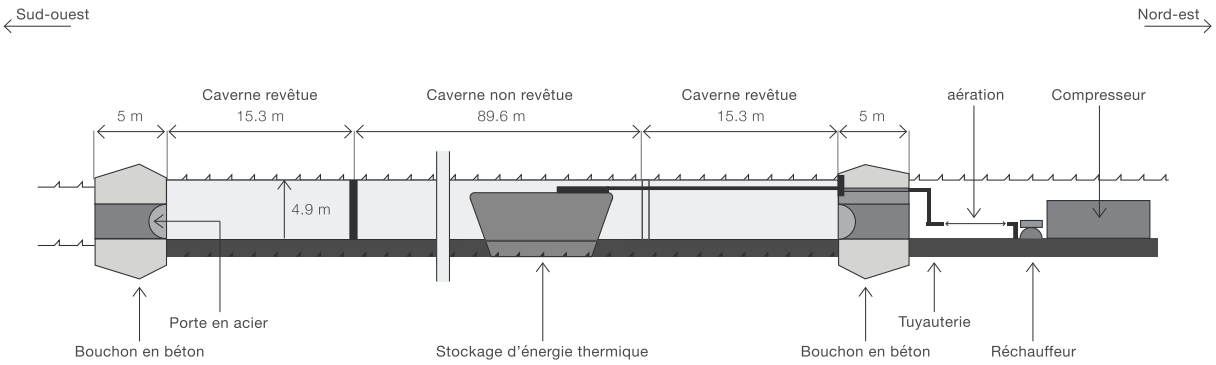


Schéma d’un système de stockage à air comprimé. *Source : Projet « Améliorer le stockage d'énergie par air comprimé »*

Les centrales de pompage-turbinage continueront à jouer un rôle important dans la compensation des fluctuations, mais leur potentiel de développement est limité. De nouvelles technologies de stockage sont par conséquent requises. Les réseaux électriques comportent d’ores et déjà des batteries. Celles-ci peuvent être petites – de l’ordre du kW, souvent en combinaison avec de petites installations PV – ou plus grandes, de l’ordre du MW, pour soutenir le réseau et lui fournir de la flexibilité. Les batteries des véhicules électriques offriront à l’avenir un potentiel de stockage supplémentaire.

Aujourd’hui, la plupart des batteries sont à base de Li-Ion. De nouvelles technologies de batteries, qui ne sont pas encore disponibles sur le marché, pourraient cependant être mieux adaptées.

Le projet « Nouveaux matériaux pour les batteries du futur »[1] a étudié les exigences fondamentales des batteries lithium-air et lithium-eau, ainsi que les nouveaux matériaux permettant d’augmenter la densité énergétique de ces batteries. En même temps, ce projet a mis en évidence les difficultés théoriques et pratiques liées à la production commerciale de ces batteries. Si le progrès permet de développer des batteries moins chères avec des propriétés techniques améliorées, celles-ci devraient se répandre davantage.

Dans le cadre du projet « Stockage d’électricité par compression adiabatique d’air »[2], la technologie de stockage à air comprimé a été perfectionnée dans le but d’augmenter son

efficacité jusqu'à 75 %. Un accumulateur thermique intégré empêche le gaspillage de l'énergie thermique générée lors de la compression de l'air. Une installation pilote a permis de tester ce nouvel accumulateur thermique avec l'ensemble du système. Des modèles ont été développés pour tous les sous-systèmes et des simulations ont été réalisées pour des installations d'une puissance de 100 MW et d'une capacité de 500 MWh.

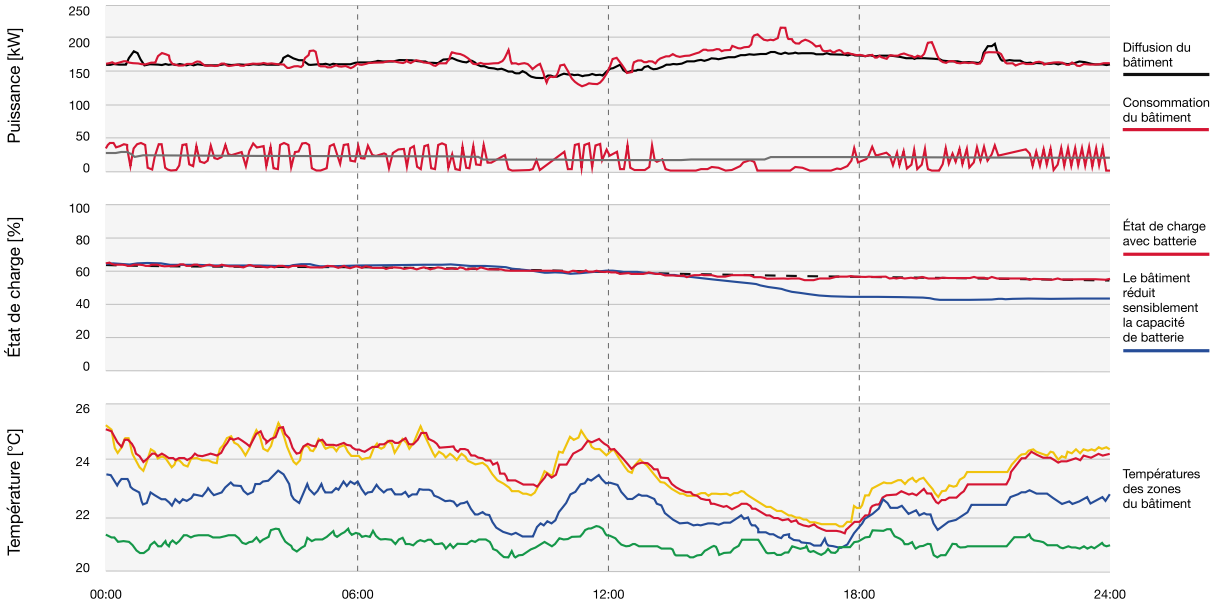
Le stockage à air comprimé est particulièrement intéressant pour la Suisse car la majeure partie de son sous-sol présente des conditions appropriées pour l'aménagement de cavernes. Ce procédé peut être une alternative judicieuse aux grands ensembles de batteries et aux centrales de pompage-turbinage. Le projet a également montré que l'impact environnemental d'un stockage à air comprimé est inférieur à celui d'une centrale de pompage-turbinage.

Notes et références

1 Projet « Nouveaux matériaux pour accumulateurs à air comprimé »
2 Projet « Stockage d'électricité par compression adiabatique d'air »

Bâtiments # Batterie # Accumulateur d’énergie

3.1.6. Stockage thermique dans les bâtiments



Journée de fonctionnement d’une solution combinant le stockage virtuel dans un bâtiment et une batterie électrique. Cette combinaison réduit considérablement le besoin de coûteuses batteries électriques. *Source : Projet « Demande et stockage dans les réseaux électriques »*

L’inertie thermique d’un bâtiment peut être considérée comme un moyen de stockage virtuel, qui peut être intégré dans le système global. Il ne faut cependant pas oublier que les constantes de temps du système électrique sont beaucoup plus petites que celles des bâtiments. Un nouveau système de commande[1] permet de résoudre ce problème, tout en veillant à ce que la température du bâtiment reste dans la zone de confort.

Le projet « Demande et stockage dans les réseaux électriques »[2] a développé et testé des méthodes d’exploitation des capacités de stockage thermique des bâtiments. Le système a été testé dans le cadre d’un projet pilote de l’EPF de Lausanne. Le stockage virtuel d’un bâtiment a été combiné à une batterie électrique et, grâce au système de commande développé, le système de stockage global a été réglé de manière à compenser les fluctuations rapides grâce à la batterie électrique et les fluctuations lentes via le stockage virtuel du bâtiment.

L’ensemble du système de stockage a permis de compenser les fluctuations de la production photovoltaïque du système de test et de la consommation de telle sorte que le système de test se comporte comme une charge électrique déterministe. Le stockage virtuel du bâtiment permet une réduction de la capacité de batterie nécessaire pouvant atteindre 80 %.

Notes et références

1 Prototype de nouveau système de commande des réseaux de distribution
2 Projet « Demande et stockage dans les réseaux électriques »

Marché # Numérisation

3.1.7. Intégration des prosommateurs et des systèmes décentralisés de stockage d'énergie : actions requises

Les recherches menées sur la thématique de l'« Intégration des prosommateurs et des systèmes décentralisés de stockage d'énergie » dans le cadre du PNR Énergie ont fait apparaître une nécessité d'action sur les aspects suivants :

- **Flexibilité**. La flexibilité revêt une importance croissante dans l'approvisionnement énergétique. La production et la consommation d'électricité doivent pouvoir être pilotées par l'intermédiaire d'incitations techniques et économiques en fonction des exigences système. Une réserve de flexibilité suffisante est particulièrement importante pour le réseau électrique, car la consommation et la production d'énergie électrique doivent à tout moment s'équilibrer. Le réseau électrique a ainsi besoin d'une flexibilité à court terme pour absorber les fluctuations quotidiennes et d'une flexibilité à long terme pour gérer les fluctuations saisonnières. L'injection accrue d'énergie photovoltaïque et éolienne dans le réseau fait encore augmenter le besoin de flexibilité. Le projet « Infrastructures énergétiques du futur » montre que l'énergie hydraulique suisse permet l'intégration d'une part conséquente d'énergie photovoltaïque et éolienne dans le réseau. Les sources de flexibilité supplémentaires – batteries, stockage à air comprimé, contrôle des charges, etc. – permettent d'optimiser l'exploitation de l'énergie hydraulique. Accroître la flexibilité signifie généralement que le fournisseur de flexibilité ne peut pas exploiter son système de manière optimale d'un point de vue technique ou économique – la flexibilité a par conséquent un coût.

- **Numérisation**. Le système actuel d'approvisionnement en énergie ne fonctionne pas sans systèmes de contrôle et de surveillance. Leur introduction était une condition préalable à l'efficacité et à la fiabilité élevées de l'approvisionnement en énergie. Comme le montrent les projets du PNR Énergie, bon nombre de futurs défis peuvent être relevés grâce à de nouveaux principes et algorithmes de régulation et de surveillance. Les progrès généraux en matière de développement et de recherche dans le domaine des TIC conduiront

probablement à de nouvelles solutions en matière d'approvisionnement énergétique, qui sont susceptibles d'affecter la quasi-totalité des acteurs et des secteurs du système énergétique. La numérisation croissante pose toutefois de nouveaux défis majeurs :

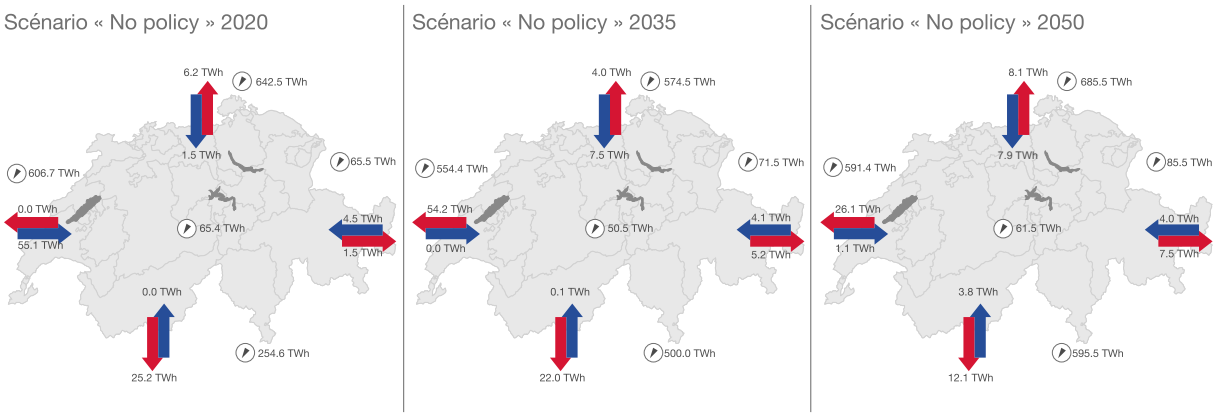
- Les cyber-risques ayant trait à la sécurité d'approvisionnement doivent être maîtrisés.
- Le recours aux données pertinentes pour l'exploitation du réseau doit être garanti, tout en assurant la protection des données.

3.2. Sécurité d'approvisionnement

L'intégration efficace et fiable des nouveaux acteurs dans le système énergétique global nécessite avant tout de nouveaux principes d'exploitation du réseau électrique, tenant compte des spécificités de ces nouveaux acteurs, afin de garantir sa stabilité et son fonctionnement optimal. L'intégration de la Suisse au marché européen de l'électricité est également une condition importante pour sa sécurité d'approvisionnement.

Europe / UE # Photovoltaïque

3.2.1. Le réseau de transport étendu est suffisant



Importations et exportations annuelles d'électricité de la Suisse et production d'électricité par pays pour 2020, 2035 et 2050, scénario « No policy ». *Source : Projet « Infrastructures énergétiques du futur »*

L'intégration énergétique de la Suisse en Europe intervient principalement par le biais des réseaux d'électricité et de gaz. Pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays, le réseau de transport doit disposer d'une capacité suffisante, tant au niveau des interfaces avec les pays voisins que sur l'ensemble du territoire suisse.

Le projet « Infrastructures énergétiques du futur »[1] a élaboré à cet effet des modèles et a analysé la sécurité d'approvisionnement de la Suisse selon deux scénarios.

Le scénario « No policy » suppose qu'il n'existe pas de directives concernant la promotion des énergies renouvelables. Résultats :

- En 2020, les exportations et les importations d'électricité sont équilibrées pendant un an, avec des importations nettes en hiver. En 2050, la Suisse importera en principe de l'électricité toute l'année.
- La charge sur les lignes n'augmente pas – elle diminue même pour les raisons suivantes :
  - Les nouvelles lignes prévues par Swissgrid améliorent la situation.
  - Le développement de la production d'électricité en Italie réduit les besoins de transit d'électricité à travers la Suisse.
- Les exportations et importations d'électricité ne surchargeront donc pas le réseau de transport.

Le scénario « Renewable Support » suppose que les énergies renouvelables seront encouragées d'un point de vue politique et économique. Résultats :

- En 2050, les installations PV produisent plus de 11 TWh d'électricité par an. Cette énergie ne peut pas être intégralement injectée dans le réseau. Seuls 8,9 GWh doivent cependant être déconnectés en raison des restrictions du réseau, ce qui représente moins de 0,1 % de la production totale des systèmes PV.

La charge pesant sur les lignes est très similaire dans les deux scénarios. Cela s'explique par le fait que les installations photovoltaïques sont réparties dans toute la Suisse, ce qui se traduit par de petits points d'injection en de nombreux endroits et quelques points plus importants en Suisse romande.

Conclusion : dans les deux scénarios, avec l'extension prévue, le réseau de transport suisse sera en mesure de gérer les flux d'électricité sur le territoire suisse, ainsi que les flux d'exportation et d'importation. C'est également ce que montre le projet « Risques de l'approvisionnement en électricité renouvelable »[2]. Il n'en demeure pas moins que sans l'extension prévue du réseau de transport, la sécurité d'approvisionnement ne peut être garantie.

Notes et références

1 Projet « Infrastructures énergétiques du futur »
2 Projet « Risques liés à l'approvisionnement en électricité renouvelable »

Réseaux énergétiques # Acceptation

3.2.2. Les lignes hybrides ont de nombreux avantages

Aujourd'hui, l'ensemble des lignes électriques de Suisse est basé sur le principe du courant alternatif, qui prédomine dans le monde entier. La part mondiale du courant continu ne dépasse pas quelques pour cent, même si elle a tendance à augmenter. En effet, la technologie du courant continu offre un certain nombre d'avantages non négligeables. Les lignes de courant continu sont par exemple plus compactes, ce qui permet de transmettre plus d'énergie sur un tronçon de ligne donné. Grâce à une électronique de puissance peu coûteuse et efficace, le transport de courant continu à haute tension (CCHT) s'est considérablement développé à l'échelle internationale. L'un des grands avantages du CCHT est que la puissance et la tension transmises peuvent être contrôlées selon les besoins, ce qui n'est pas possible avec les lignes de courant alternatif.

Sur les pylônes haute tension supportant deux lignes de courant alternatif ou plus, l'une d'elles peut être convertie en ligne de courant continu. Cela permet d'obtenir une ligne dite hybride, avec une capacité globale plus élevée, permettant de profiter aussi bien des avantages techniques du courant alternatif que de ceux du courant continu.

La combinaison de courant alternatif et de courant continu sur un même pylône haute tension entraîne toutefois de nouveaux défis techniques, par exemple concernant les décharges de corona – décharges électriques dans l'air – et le bruit associé. Le projet « Lignes aériennes hybrides en Suisse »[1] s'est consacré à ces défis et a développé des solutions théoriques et expérimentales dédiées aux lignes hybrides. Les résultats des recherches menées ont été vérifiés sur une installation de test. Les problèmes d'acceptation inhérents aux lignes aériennes ont été traités dans le cadre du projet « Acceptation des énergies renouvelables »[2].

L’installation de test des lignes hybrides à Däniken.

Source : Projet « Lignes aériennes hybrides en Suisse »

Le projet a également étudié un certain nombre d’aspects système concernant la Suisse. Un calcul de débit de charge optimal (OPF) a permis d’examiner deux tracés de lignes différents. Les principales conclusions sont les suivantes :

- La possibilité de contrôler les lignes hybrides peut soulager des lignes de courant alternatif pures et donc augmenter la capacité du réseau.
- Les réseaux 220 kV et 110 kV peuvent également être soulagés. Cela signifie que des capacités supérieures peuvent être mises à disposition pour l’énergie produite de manière décentralisée.
- Malgré des pertes d’énergie légèrement supérieures, les coûts d’exploitation peuvent être réduits, car les producteurs d’énergie locaux sont plus faciles à intégrer. Une comparaison des coûts totaux doit toutefois aussi inclure les coûts d’investissement.

Notes et références

1 Projet « Lignes aériennes hybrides en Suisse »
2 Projet « Acceptation de l'énergie renouvelable »

Réseaux énergétiques # Acceptation

3.2.3. Les lignes enterrées sont mieux acceptées

En matière de lignes électriques se pose toujours la question de l'acceptation. Le projet « Acceptation des énergies renouvelables »[1] montre que la communication est décisive dans le contexte des projets de nouvelles lignes. La propagation d'informations négatives en amont de la construction de nouvelles lignes, quelle que soit leur nature, réduit considérablement leur acceptation. En outre, il est plus important de modérer les effets négatifs – bruit et impact visuel – que d'insister sur les performances techniques. Lorsqu'une ligne est câblée et enterrée, son acceptation est meilleure que lorsqu'une nouvelle ligne aérienne est construite. Les coûts associés sont cependant plus élevés et des défis techniques se posent, surtout avec les câbles de grande longueur. La régulation de la tension nécessite par exemple une compensation de puissance réactive.

La « Stratégie Réseaux électriques », en vigueur depuis 2017, exige cependant l'enfouissement des lignes pour les nouveaux projets et les extensions, à condition que les surcoûts d'une ligne souterraine par rapport à une ligne aérienne soient compensés par des avantages environnementaux et sanitaires suffisants.[2]

Notes et références

1 Projet « Acceptation de l'énergie renouvelable »
2 Extension du réseau électrique

Régulation # Europe / UE

3.2.4. Sécurité d'approvisionnement : actions requises

Les recherches menées sur la thématique de la « sécurité d'approvisionnement » font apparaître un besoin d'action dans les domaines suivants :

- **Extension du réseau**. Le réseau de transport doit avoir une capacité suffisante pour gérer les flux d'énergie conformément à la Stratégie énergétique 2050. Cela vaut tant pour les liaisons avec les pays voisins que pour les lignes locales. Dans cette optique, les extensions de réseau prévues et les mesures de réhabilitation nécessaires doivent être mises en œuvre en temps utile. De plus, les plans d'extension du réseau doivent être constamment mis à jour afin de tenir compte des nouveaux développements. Les nouvelles technologies comme les lignes hybrides peuvent offrir des avantages de taille.
- **Régulation et intégration**. Parallèlement aux considérations techniques, un certain nombre d'aspects réglementaires et politiques revêtent également une certaine importance. La synthèse « Conditions du marché et réglementation »[1] explore cette thématique en détail. Les études complémentaires « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »[2] et « Européanisation du système énergétique suisse »[3] ont cherché à établir comment fonctionne aujourd'hui l'intégration du système énergétique suisse à celui de l'Europe et comment cette intégration va évoluer.

Notes et références

1 Synthèse « Conditions du marché et réglementation »
2 Projet « La Suisse et la politique énergétique de l'UE »
3 Projet « Européanisation du système énergétique suisse »

3.3. L’énergie en tant que système global

En raison des fluctuations quotidiennes et saisonnières, l’approvisionnement décentralisé en énergie à partir d’installations photovoltaïques et d’éoliennes pose de nombreux défis en matière de stabilité du système d’alimentation électrique. Les systèmes multi-énergies décentralisés offrent une solution prometteuse : ils exploitent les synergies entre différents vecteurs d’énergie, comme l’électricité, la chaleur, le gaz naturel ou l’hydrogène, et associent des sources d’énergie renouvelables et conventionnelles, des technologies de conversion, ainsi que des techniques de stockage.

Couplage sectoriel

3.3.1. Le couplage sectoriel comme facteur central de succès

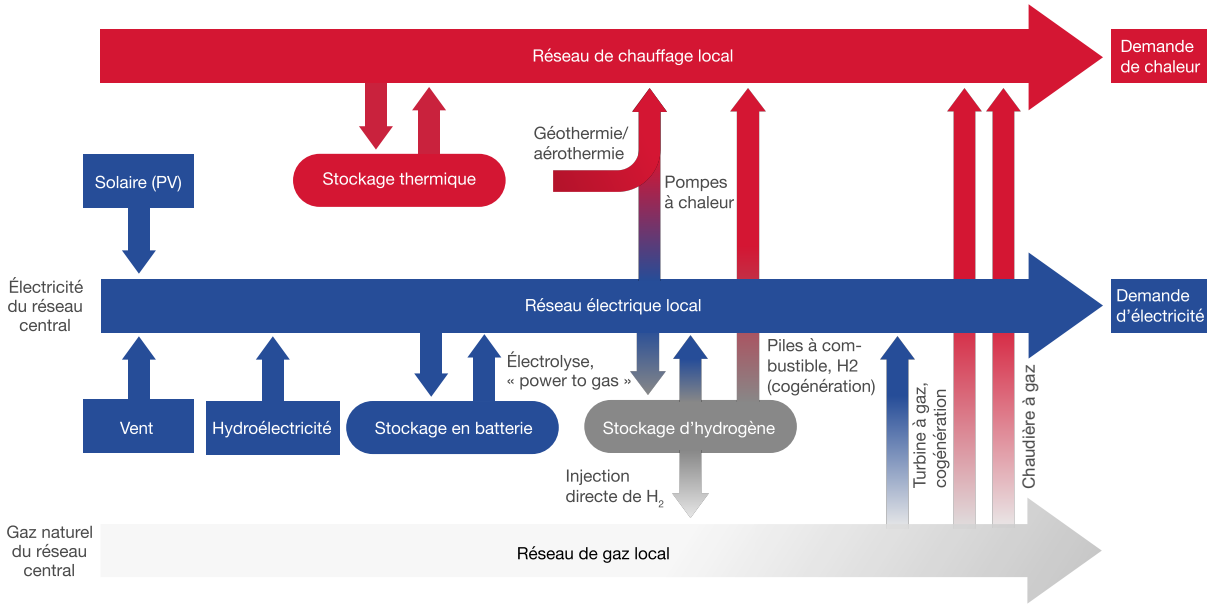
Jusqu'à présent, le système énergétique était planifié, développé et exploité de manière très fragmentée : les différentes sources d'énergie (électricité, gaz et chaleur) disposaient de leurs propres organisations, modèles de financement et lois applicables. Les consommateurs d'énergie tels que les ménages, l'industrie manufacturière et les prestataires de services, ainsi que les entreprises de transport, fonctionnaient également en grande partie de façon isolée, assurant même parfois leur propre approvisionnement énergétique. Il n'est donc pas surprenant que les projets de développement communs étaient rares et que les synergies n'étaient guère mises à profit dans le passé.

Le futur système énergétique devra s'affranchir de cet esprit sectoriel, car les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 ne pourront être atteints que si tous les acteurs s'unissent et œuvrent en direction d'un but commun. Les ingrédients de cette démarche sont la convergence des réseaux et le couplage sectoriel. Le terme de convergence des réseaux provient du secteur des communications et désigne la coordination précoce des divers réseaux, par exemple les réseaux de gaz et de chauffage à distance, ce qui conduit à des réseaux allégés et rentables, où chaque source d'énergie déploie ses atouts de manière optimale. L'objectif ultime est le couplage sectoriel, dans lequel différentes sources d'énergie et différents consommateurs d'énergie (c'est-à-dire des secteurs) sont combinés, par exemple les prosommateurs d'électricité et de chaleur – à titre privé ou professionnel – avec les transports individuels motorisés (véhicules électriques) et le stockage d'énergie. Une organisation de ce type peut accorder une place centrale aux solutions power-to-gas et aux installations bioénergétiques.

Les experts s’accordent à dire que les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 ne seront pas atteints sans un couplage sectoriel de grande envergure, dont on attend une contribution substantielle à la stabilité du réseau, à la rentabilité et à la sécurité d’approvisionnement du futur système énergétique, à condition de pouvoir contrôler les consommateurs d’énergie de manière intelligente. Dans le cadre du PNR « Énergie », une attention spéciale a été accordée aux systèmes multi-énergies décentralisés en tant que solution particulièrement intéressante de couplage sectoriel.

Couplage sectoriel # Décentralisation

3.3.2. Systèmes multi-énergies décentralisés (DMES)



Représentation schématique d'un DMES. *Source : Projet « Systèmes énergétiques décentralisés »*

En raison des fluctuations quotidiennes et saisonnières, l'approvisionnement décentralisé en énergie à partir d'installations photovoltaïques et d'éoliennes pose de nombreux défis en matière de stabilité du système d'alimentation électrique. Les systèmes multi-énergies décentralisés (DMES), une forme particulièrement intéressante de couplage sectoriel, offrent une solution prometteuse.[1] [2] Les DMES exploitent les synergies entre différents vecteurs d'énergie, comme l'électricité, la chaleur, le gaz naturel ou l'hydrogène, et associent des sources d'énergie renouvelables et conventionnelles, des technologies de conversion, ainsi que des techniques de stockage.

Pour optimiser l'ensemble du système énergétique en fonction de différents critères tels que l'efficacité, la flexibilité, les coûts ou les émissions, il convient de prendre en compte les sources d'énergie les plus importantes : l'électricité, le gaz et la chaleur. Afin de modéliser les interactions entre ces sources d'énergie et donc entre les réseaux locaux d'électricité, de gaz et de chaleur, le concept de système multi-énergies décentralisé, également appelé hub énergétique, a été développé.

Un DMES peut par exemple fonctionner à l'échelle d'un ensemble résidentiel, d'un quartier, d'un grand centre hospitalier ou d'une installation industrielle. La possibilité de connecter les DMES entre eux permet même d'envisager des systèmes de DMES.

Notes et références

1 Synthèse « Bâtiment et aménagement »
2 Projet « Production d’électricité durable décentralisée »

Décentralisation

3.3.3. Analyse des systèmes multi-énergies décentralisés sur deux sites

Le projet « Systèmes énergétiques décentralisés »[1] a mis au point une méthode complète et intégrée pour la conception, l'exploitation, la régulation et l'évaluation optimales des systèmes multi-énergies décentralisés (DMES). Cette méthode a été utilisée pour étudier des DMES optimaux sur deux sites : dans le village de Zernez (GR) et dans le quartier urbain d'Altstetten à Zurich (ZH). Des portefeuilles technologiques et des stratégies de régulation optimaux ont été développés pour couvrir la demande d'électricité et de chaleur avec des coûts d'exploitation et des émissions de CO_2 minimums. Divers scénarios de recours aux énergies renouvelables ont par ailleurs été envisagés.

Les principales conclusions sont les suivantes[2] :

- Pour formuler des déclarations réalistes et concrètes sur les portefeuilles technologiques optimaux, des modèles mathématiques plus efficaces et plus précis sont nécessaires pour les dispositifs de micro-cogénération (mCHP), les piles à combustible et les systèmes power-to-gas. De tels modèles ont précisément été élaborés dans le cadre du projet.
- Des algorithmes de régulation robustes et distribués sont essentiels pour un fonctionnement fiable et des clients satisfaits.
- Les paramètres clés pour optimiser le portefeuille technologique et les algorithmes de régulation sont la disponibilité et le type des sources d'énergie renouvelables, ainsi que les besoins des consommateurs. Chaque DMES doit être conçu individuellement.

Parc immobilier et rayonnement solaire pour les études de cas de Zernez et Zurich-Altstetten.

Source : Projet « Systèmes énergétiques décentralisés »

Notes et références

1 Projet « Systèmes énergétiques décentralisés »
2 Synthèse « Bâtiment et aménagement »

Batterie # CO2 / Gaz à effet de serre

3.3.4. Combinaison de solutions de stockage à court et long terme

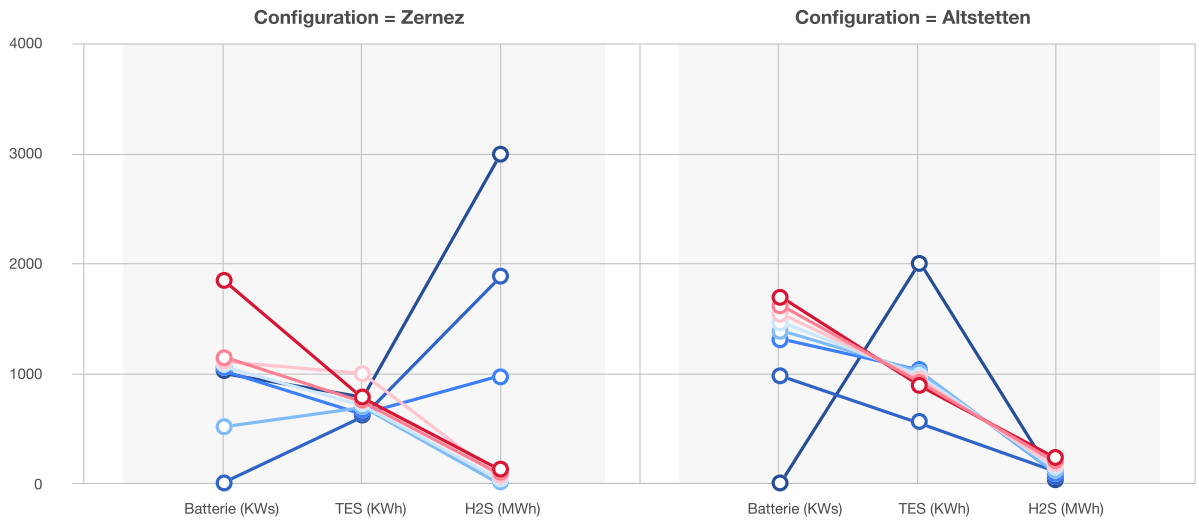


Figure 5. Capacité des technologies de stockage envisagées (batterie, stockage thermique à accumulateur d'eau chaude, réservoir d'hydrogène) pour Zernez (à gauche) et Altstetten (à droite) dans un scénario d'optimisation multi-objectifs visant à réduire le coût annuel total (tons rouges) et les émissions de CO2 (tons bleus).

Combinaisons de stockage pour les études de cas de Zernez et de Zurich-Altstetten.
Source : Projet « Production d'électricité durable décentralisée »

Comment combiner de manière optimale le stockage à court et long terme au sein d'un DMES ? C'est sur cette question qu'a travaillé le projet « Production d'électricité durable décentralisée »[1]. Les études ont montré que le stockage saisonnier, comme les systèmes power-to-gas (P2G), est efficace si le système considéré comprend de nombreuses sources d'énergie renouvelables décentralisées. De plus, ces installations de stockage peuvent apporter une contribution non négligeable à la réduction des émissions de CO_2. Le graphique montre les grandeurs correspondant à différentes technologies de stockage – batteries, stockage thermique (TES) et réservoir d'hydrogène (H2S). Le graphique de gauche montre la situation pour Zernez, celui de droite pour Altstetten.

La manière de combiner idéalement le stockage à court et long terme dépend des objectifs d'optimisation. L'optimisation des coûts correspond à la combinaison de stockage représentée par la courbe rouge. La réduction des émissions de CO_2 correspond à la courbe bleu foncé. Les scénarios d'optimisation qui se situent entre ces deux extrêmes sont représentés par les courbes dans les autres tons bleus.

Les combinaisons de stockage développées pour les différents scénarios d'optimisation dépendent par conséquent du système. Si des sources d'énergie renouvelables sont disponibles en quantité suffisante – comme à Zernez – les combinaisons de stockage optimales de chaque scénario diffèrent significativement de celles de sites comme Altstetten, disposant d'un potentiel relativement faible pour les énergies renouvelables. Les résultats illustrés par les graphiques correspondent à Zernez et Altstetten. Dans d'autres systèmes,

d’autres combinaisons seront optimales. La méthodologie développée dans le cadre du projet est cependant générale et peut être utilisée pour n’importe quel système.

Notes et références

1 Projet « Production d’électricité durable décentralisée »

Couplage sectoriel # Numérisation # Décentralisation

3.3.5. L’énergie en tant que système global : actions requises

Les recherches menées sur la thématique de l’« énergie en tant que système global » font apparaître un besoin d’action dans les domaines suivants :

- **Réseaux de distribution et de transport** : Jusqu’à présent, les réseaux de distribution étaient plus ou moins statiques, avec des fluctuations quotidiennes et saisonnières de la consommation d’énergie. Avec les fournisseurs d’énergie décentralisés comme le photovoltaïque, les installations locales de stockage d’énergie et les systèmes de commande locaux, la situation est en train de changer radicalement : le réseau de distribution devient actif et contrôlable. En tant qu’exploitant du réseau de transport, Swissgrid peut tirer profit de la contrôlabilité des réseaux de distribution pour optimiser l’exploitation de son réseau en termes d’efficacité, de sécurité d’approvisionnement, de stabilité, etc. Cela nécessite des mesures au sein du réseau et une communication accrue entre les acteurs. Les TIC nécessaires à cet effet sont de moins en moins chères et de plus en plus performantes.

- **Couplage sectoriel** : Les différentes sources d’énergie conviennent à différents usages, c’est pourquoi elles ont traditionnellement été considérées séparément. Jusqu’à présent, cela n’a pas entraîné de pertes techniques ou économiques majeures, mais les nouvelles technologies telles que les piles à combustible entraînent un couplage accru des sources d’énergie et rendent pertinente l’intégration des sources d’énergie, par exemple via un système multi-énergies décentralisé (DMES).

4. Huit étapes vers l’avenir énergétique

Dans la grande majorité des cas, le chemin parcouru par l’énergie, des fournisseurs jusqu’aux consommateurs, passe par les réseaux énergétiques. Tout changement dans ces réseaux touche un large éventail de parties prenantes : ménages et entreprises privées, fournisseurs et distributeurs d’énergie, administrations publiques et instances politiques.

Les recommandations suivantes s’adressent toutefois seulement aux groupes d’intérêt ayant une influence directe sur la future organisation des réseaux énergétiques, c’est-à-dire :

- les ménages et les entreprises en tant que consommateurs d’énergie ;
- les fournisseurs d’énergie, subdivisés en producteurs et distributeurs d’énergie ;
- les instances politiques (Confédération, cantons, communes).

Les recommandations formulées sont essentiellement déduites des recherches menées dans le cadre du PNR Énergie et sont pertinentes dans la perspective de la transformation du système énergétique.

Numérisation # Ménages # Entreprises

4.1. Rendre les processus, les installations et les appareils plus flexibles !

La stabilité est essentielle au sein du réseau électrique. L'injection accrue d'énergie issue de nouvelles sources renouvelables volatiles doit être compensée par davantage de flexibilité, par exemple sous la forme de solutions de stockage.

La Stratégie énergétique 2050 prévoit l'intégration au réseau de nouvelles sources d'énergie renouvelables, comme le photovoltaïque et les éoliennes. Ceci nécessite notamment davantage de flexibilité pour garantir la stabilité du réseau. Des facteurs de flexibilité se trouvent tant chez les fournisseurs d'énergie que chez les consommateurs. Ces moyens doivent pouvoir être utilisés de façon rentable et indépendamment de toute technologie. Le numérique apporte ici une contribution de taille, par exemple dans le domaine de l'Internet des objets ou des compteurs intelligents.

La flexibilité des consommateurs d'énergie peut être améliorée grâce au contrôle de la charge, par exemple avec les pompes à chaleur et les véhicules électriques. Sans cette flexibilisation, des extensions considérables du réseau de distribution seraient nécessaires. Lors de l'acquisition d'équipements de production (entreprises), d'appareils ménagers, d'équipements de TIC et d'autres appareils (ménages et entreprises), ainsi que lors de l'introduction de processus d'exploitation, il faut donc s'assurer que ceux-ci sont conçus pour une consommation d'énergie flexible ou peuvent y être soumis via une commande intelligente.

Investissement # Fournisseur d’énergie

4.2. Exploiter les synergies des différentes sources d’énergie !

Les différents réseaux énergétiques ne peuvent plus être considérés individuellement. Ils font partie d’un système global qui offre diverses synergies.

Les exploitants de réseaux d’électricité, de gaz et de chaleur sont à même de clarifier quels avantages et inconvénients résultent de l’optimisation globale de tous les réseaux énergétiques au niveau régional. Les synergies du couplage sectoriel doivent être utilisées de façon pertinente. Les projets du PNR Énergie démontrent qu’une vision globale et intégrale du système énergétique est source d’avantages pour les réseaux énergétiques. Afin de pouvoir optimiser l’ensemble du système énergétique, il faut cesser de considérer isolément les différents vecteurs et consommateurs d’énergie pour adopter une stratégie globale. De même, les réglementations existantes spécifiques aux réseaux doivent être révisées selon une approche intégrée.

Numérisation # Fournisseur d’énergie

4.3. Faire progresser rapidement la numérisation !

Pour atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050, le potentiel du numérique doit être mis à profit.

La numérisation est une condition préalable à l’intégration rentable et fondée sur le marché des fournisseurs d’énergie décentralisés et à l’exploitation efficace du réseau, solutions de stockage y comprises.

En particulier dans les réseaux de distribution, l’introduction de nouveaux systèmes de commande peut améliorer l’intégration des nombreuses sources d’énergie décentralisées et accroître la flexibilité. Au sein de ces systèmes, le contrôle de la charge au niveau des consommateurs sera amené à jouer un rôle important pour la stabilité du réseau. Les technologies et les processus nécessaires à cet effet sont basés sur de grandes quantités de données, des algorithmes complexes et l’apprentissage machine – c’est-à-dire la numérisation. Sans ces outils, encore guère répandus il y a peu, la complexité croissante du système énergétique ne peut pas être contrôlée et, par conséquent, maîtrisée.

Numérisation # Fournisseur d’énergie # Politique (Confédération, canton, commune)

4.4. Assurer la sécurité des moyens numériques !

La numérisation de notre système énergétique comporte des risques, qu’il s’agit d’identifier et de contrôler efficacement.

Les risques du numérique touchent tous les acteurs. Beaucoup d’entre eux y voient une source d’incertitudes, susceptible d’entraver la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. À cet égard, les principales menaces sont les suivantes :

- risques de cyberattaques menaçant massivement la sécurité d’approvisionnement ;
- risques pour la vie privée et la liberté individuelle en raison d’une protection inadéquate des données. En ce qui concerne la transformation du système énergétique, les distributeurs d’énergie ont la lourde responsabilité de prendre au sérieux les craintes et les incertitudes des consommateurs d’énergie et de mettre en œuvre des mesures de restauration de la confiance, capables de maîtriser les risques et d’assurer la protection des données.

Marché # Investissement # Fournisseur d’énergie

4.5. Générer et vendre de la flexibilité !

En particulier dans le réseau électrique, la flexibilité est une ressource précieuse qui doit être rémunérée au prix du marché.

Plus les fournisseurs d’énergie ayant une puissance d’injection fluctuante sont nombreux, plus le besoin de flexibilité est important. La question se pose de savoir comment la flexibilité doit être assurée, gérée et compensée à l’avenir – par exemple de manière analogue aux dispositions actuelles portant sur la régulation de la fréquence. Le couplage des systèmes énergétiques offre un potentiel de flexibilité considérable. Les dispositifs de stockage d’énergie peuvent accroître encore davantage la flexibilité. Lors de la planification de nouvelles installations et de la transformation d’installations existantes, les fournisseurs d’énergie accordent une importance particulière à offrir une flexibilité accrue. Ils développent de nouveaux modèles d’activité permettant de proposer de la flexibilité en tant que service.

Régulation # Numérisation # Investissement # Politique (Confédération, canton, commune)

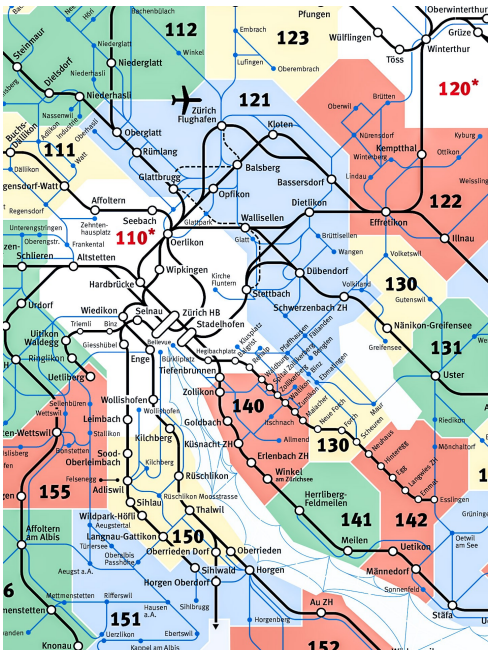
4.6. Créer des conditions-cadres avec une marge de manœuvre !

Le système énergétique a besoin de conditions-cadres stables, mais aussi d'une marge de manœuvre.

La réglementation suisse, combinée aux modalités du système énergétique européen et aux conditions économiques et financières, forme les conditions-cadres du développement du système énergétique. Celles-ci définissent la marge de manœuvre technique et économique de tous les acteurs et, selon leurs caractéristiques, elles peuvent être bénéfiques ou préjudiciables. Les instances politiques doivent mettre en place des conditions-cadres stables assorties d'une marge de manœuvre suffisante. Cette stabilité des conditions-cadres est requise car les investissements dans l'infrastructure physique du système énergétique s'effectuent à l'horizon de plusieurs décennies. La marge de manœuvre, quant à elle, est rendue nécessaire par le développement rapide des technologies, les innovations que permet le numérique et l'évolution des conditions économiques.

Tarif # Investissement # Politique (Confédération, canton, commune)

4.7. Mettre en place des tarifs et des taxes efficaces !



Source : Zürcher Verkehrsverbund ZVV

Des modèles tarifaires dynamiques permettent de promouvoir la flexibilité et le principe de causalité.

La flexibilité ne revêt pas seulement une importance capitale pour les aspects techniques des réseaux énergétiques. Les taxes et les tarifs doivent être conçus de manière flexible, afin de ne pas entraver les évolutions. Les tarifs et taxes d'accès au réseau sont structurés de façon à assurer une flexibilité spatiale et temporelle suffisante et correctement rétribuée. Dans le même temps, l'équité, le principe de causalité et l'impact environnemental doivent être pris en compte et pondérés les uns par rapport aux autres. Une modernisation des tarifs, de la disponibilité des données et des systèmes de facturation est indispensable à cet effet.

Régulation # Investissement # Europe / UE # Politique (Confédération, canton, commune)

4.8. Promouvoir l’intégration dans le système énergétique européen !

Loin d’être une île, en matière d’énergie la Suisse est interconnectée avec l’Europe. L’intégration de la Suisse au niveau européen doit par conséquent être rapidement clarifiée.

En particulier en ce qui concerne le système énergétique, la Suisse est fortement dépendante des évolutions dans toute l’Europe. Il est donc important qu’elle y prenne une part active. Le commerce transfrontalier d’électricité revêt notamment une importance capitale pour la stabilité du réseau et la sécurité d’approvisionnement à long terme. Un accord sur l’électricité avec l’Europe s’avère incontournable à cet effet.