Quel prix pour un réseau plus développé et plus intelligent?

Transition énergétique | Avec son rôle central, le réseau doit assumer et gérer l'électrification des transports et du chauffage, ainsi que les nombreuses installations de production décentralisée. C'est cher et compliqué. Tous les acteurs concernés ne le voient pas d'un bon œil, c'est pourquoi les gestionnaires de réseau demandent de meilleures conditions-cadres. Interview de Patrick Bertschy.

Biographie

Actif dans la branche électrique depuis 1988, Patrick Bertschy offre une solide expérience dans la gestion des réseaux électriques. Il bénéficie d'un vaste réseau de connaissances et de relations en Suisse romande, en Suisse alémanique et au Tessin, ainsi qu'à l'étranger, par exemple au Liechtenstein et en Belgique. Après cinq ans comme chef de projet chez ABB et une expérience acquise dans le domaine de la THT et HT en Suisse et en Asie, Patrick Bertschy a travaillé cinq ans chez Gruyère Energie SA, puis huit ans en qualité de directeur de IB-Murten, pour ensuite rejoindre la Direction générale du Groupe Romande Energie, où il dirige l'Unité d'affaires Réseaux. Il est membre du comité de l'AES depuis mai 2021.

→ patrick.bertschy@romande-energie.ch
→ www.romande-energie.ch

Bulletin: Dans le contexte géopolitique particulier que nous vivons, des voix s'élèvent pour critiquer un prix du réseau trop élevé. Que répondez-vous à cela?

Patrick Bertschy: Commençons par préciser de quoi l'on parle. Le prix de l'énergie électrique comprend 3 composantes: l'énergie en tant que telle, son acheminement et finalement les taxes. Prenons un exemple pour un client alimenté par Romande Energie sur la commune de Morges, les prix 2022 sont les suivants: si l'on additionne la composante énergie (7,73 ct/kWh), à celles de l'acheminement (9,86 ct/kWh) et des taxes (3,87 ct/kWh), le prix total de l'électricité pour ce client va se monter à 21,46 ct/kWh. La perception d'un prix reste personnelle et très relative.

Pour ma part, je me demande quel est le juste prix pour une sécurité d'approvisionnement et ce que je suis prêt à payer, en tant que consommateur, pour avoir du courant lorsque j'appuie sur un interrupteur. Pour un ménage moyen, vivant en appartement de 5 pièces et consommant 4500 kWh par an, le prix du réseau est de CHF 443 soit CHF 1.21 par jour, est-ce trop onéreux? Je vous laisse juger.

De quoi se compose exactement l'élément «réseau» du prix?

Il faut savoir que ce montant permet de rémunérer les capitaux investis dans l'infrastructure du réseau électrique, à savoir les postes de transformation, les câbles et les lignes, les appareils de protection et toute la maintenance de ce réseau.

Le prix de l'acheminement est strictement régulé et les coûts imputables sont adaptés chaque année et publiés à la fin du mois d'août pour l'année suivante. L'ElCom est l'autorité fédérale indépendante de régulation dans le domaine de l'électricité. Elle surveille le respect de la loi sur l'approvisionnement en électricité et de la loi sur l'énergie qui régissent les activités du gestionnaire de réseau de distribution (GRD). La marge de manœuvre en termes de prix est donc très restreinte pour le GRD.

Et que répondez-vous à la critique selon laquelle le Wacc est également trop élevé?

Précisons que le Wacc est le taux qui permet de rémunérer les capitaux investis dans le réseau électrique par le GRD. Ce taux est recalculé chaque année afin de s'adapter aux évolutions des marchés financiers et au risque d'investissement dans le réseau électrique. Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (Detec) fixe ce taux et le communique chaque année. Actuellement ce taux est de 3,83%, il peut être assimilé au taux de rendement que l'investisseur retirera des montants qu'il a investis dans l'infrastructure du réseau électrique. Le GRD ne peut donc influencer ce taux.

Quelle pourrait être la réaction d'un investisseur si ce taux devait baisser exagérément?

Je pense que l'investisseur prioriserait différemment ses investissements, ce qui provoquerait un manque de moyens financiers pour étendre et développer le réseau électrique. Il faut savoir que les sociétés électriques sont largement en mains des collectivités publiques, que ce soient les cantons, les communes et

Figure: Romande Energie

plusieurs caisses de pension. Ces organismes attendent également un rendement sur leurs participations.

Une conséquence sur le plus long terme serait une baisse de la sécurité d'approvisionnement pour l'économie dans son ensemble car les investissements de renouvellement et la maintenance s'en trouveraient réduits et le risque de panne augmenterait. Le GRD évalue chaque année un indicateur, appelé le Saidi, qui mesure le temps de coupure moyen d'un client sur son réseau. Sur celui de Romande Energie, le Saidi visé est de 24 minutes.

Quels sont les enjeux pour le réseau à l'heure actuelle ?

Le réseau électrique est confronté à de nombreux enjeux, le défi principal étant certainement de s'adapter au nouveau paradigme de la distribution électrique. Par le passé, le réseau électrique servait principalement à acheminer l'énergie des grandes centrales, nucléaires et hydrauliques, raccordées en haute tension, vers les consommateurs.

Aujourd'hui, la multitude d'installations de production décentralisée implique que les réseaux doivent, en plus de leur fonction historique, permettre l'échange d'énergie entre ces installations raccordées en basse tension. Nous sommes passés en quelques années d'un système électrique centralisé et monodirectionnel à un système de production décentralisée avec des flux d'énergie bidirectionnels. Le deuxième enjeu que j'identifie découle directement de celui évoqué ci-dessus, soit la visualisation des charges dans le réseau électrique moyenne et basse tension. La multitude de flux d'énergie et l'imprévisibilité de production générées par les installations photovoltaïques nécessitent l'installation de capteurs sur le réseau électrique, on parle alors de smart grid et de smart metering. La Confédération, dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, impose que 80 % des consommateurs soient équipés de compteurs communicants, aussi appelés smart meters, d'ici 2027.

Et qu'est-ce que cela signifie pour un GRD ?

Pour Romande Energie, cela implique de remplacer quelque 230 000 compteurs en 5 ans, aujourd'hui nous posons environ 500 compteurs communicants chaque semaine. L'enjeu qui nous attend ensuite sera de tirer le meilleur parti de toutes ces données nouvellement disponibles.

Elles serviront au GRD à une meilleure gestion du réseau, elles élargiront le champ des possibles dans les domaines d'une gestion prédictive des flux d'énergie, par exemple à l'aide de l'intelligence artificielle, elles permettront la mise en place de tarifications dynamiques, voire incitatives. Elles ouvriront le marché de la flexibilité. Elles mèneront certainement à la mise sur pied d'une foule d'applications qui faciliteront la sobriété énergétique et devraient augmenter le confort et la sécurité.

J'imagine que pour développer ces applications de nouveaux acteurs et fournisseurs entreront sur le marché de l'énergie. Comme on le voit, les enjeux sont nombreux et font appel à de nouvelles compétences qu'il nous faudra acquérir nous-mêmes ou par le biais de partenaires compétents. Et là, à nouveau, on retrouve un enjeu, qui est plus général à la branche de l'énergie, celui de la formation aux nouveaux métiers et aux nouvelles compétences nécessaires à la transition énergétique.

Où en est l'intégration de la production décentralisée dans le réseau de Romande Energie ? Y a-t-il encore des capacités ou se heurte-t-elle à des limites ?

Aujourd'hui nous avons la chance de pouvoir nous appuyer sur un réseau électrique robuste qui a su absorber la puissance produite par toutes ces installations photovoltaïques. Dans certains cas, nous avons déjà dû passer par des renforcements du réseau, soit en changeant les câbles soit en augmentant la puissance des transformateurs. Mais aujourd'hui on peut dire que chaque heure ouvrable, une nouvelle installation de production décentralisée est mise en service sur notre zone de desserte.

En 2021, ce sont 2092 nouvelles installations de production qui ont été raccordées au réseau électrique, en majorité des installations photovoltaïques et le rythme s'accélère encore plus depuis la hausse généralisée des prix de l'énergie. En mars 2022, nous avons répondu à 370 nouvelles demandes de raccordement d'installation de production d'énergie. La puissance maximale soutirée par tous les consommateurs du réseau de Romande Energie en 2021 était de 485 MW et les installations de production décentralisée couvrent à elles seules déjà 270 MW.

Il s'agit donc d'un développement encourageant…

Ce développement de nouvelles formes de production renouvelable est certes encourageant, mais il doit s'accélérer si on veut atteindre les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération votée par le peuple en 2017. Et nous, les GRD, nous devons favoriser son développement en jouant le rôle de facilitateur, autant en simplifiant les directives de raccordement, qu'en conseillant les producteurs sur les possibilités et les limites du réseau.

C'est vrai qu'aujourd'hui le cadre légal nous limite dans le développement des communautés d'autoconsommation ou dans le développement des regroupements de consommation propre et plus encore dans les possibilités de mettre en relation un producteur avec ses voisins directs dans l'optique d'utiliser le plein potentiel de sa toiture et de commercialiser l'énergie entre eux. Le système tarifaire de l'acheminement devrait pouvoir évoluer vers un timbre local et pas nécessairement devoir rémunérer l'entier des coûts des niveaux de réseau amont.

À quel niveau du réseau une extension serait-elle la plus urgente ?

Pour Romande Energie, dans le réseau haute et moyenne tension, des extensions ou des renforcements sont indispensables pour raccorder les parcs éoliens en construction et ceux à venir. Dans les prochaines années, nous allons aussi être confrontés au remplacement massif de câbles moyenne tension, tout particulièrement les câbles posés dans les années 1970 et 1980 qui arrivent en fin de vie, mais ce sera aussi l'occasion de procéder au renforcement indispensable du développement du photovoltaïque.

De plus, l'électrification de la société, dont la thermie des bâtiments et la mobilité électrique, nécessitent également une planification à long terme sur les renforcements du réseau. Comme

déjà évoqué plus haut, le déploiement des techniques smart dans le réseau a un rôle à jouer et a déjà débuté.

Pourquoi n'y a-t-il pas vraiment d'extension du réseau ?
Je crois qu'il serait faux de dire qu'il n'y a pas d'extension, les GRD investissent régulièrement, année après année dans l'infrastructure du réseau. Pour Romande Energie, cela représente plus de 60 millions de francs d'investissement par an qui se répartissent entre les remplacements de postes haute tension et des stations transformatrices, l'enfouissement des lignes aériennes, l'alimentation des nouveaux quartiers ou des nouvelles zones industrielles, le déploiement des compteurs communicants, etc.

Quelles sont les mesures concrètes (politiques, techniques) que vous demandez en tant que GRD ?
Nous apprécierions tous de disposer de procédures d'approbation simplifiées et accélérées pour étendre ou renforcer les réseaux électriques. La construction de certaines lignes nécessite plus de 10 ans de procédure avant que les travaux ne puissent démarrer, avec une multitude de voies de recours pour les opposants. Dans le réseau basse tension, soit dans les villes ou les quartiers d'habitation, nous sommes fréquemment confrontés à des oppositions des propriétaires d'immeuble qui ne veulent pas de station transformatrice ou d'armoire de quartier sur leur parcelle, même les collectivités publiques rechignent à donner les autorisations pour construire sur leur terrain.

Les réseaux et leur pilotage endossent un rôle central et contribuent fortement à la sécurité d'approvisionnement. Il convient de garantir leur planification et leur mise en œuvre à long terme, ainsi que les moyens nécessaires à leur transformation et à leur extension. Cela implique un cadre législatif souple et stable. Nous construisons des infrastructures pour plus de 30 ans, voire 50 ans pour certaines, et il est indispensable que la législation permette la pérennité du financement et des techniques installées.

INTERVIEW : VALÉRIE BOURDIN