



Seules les paroles prononcées font foi.

Aspects de la conception du marché du point de vue du régulateur

Discours de Werner Luginbühl au Forum EICOM 2023 à Berne

Première partie : Structure du marché - introduction

Il n'y a pas si longtemps, les prix bas des marchés de gros de l'électricité étaient présentés comme l'un des principaux défis pour le marché de l'électricité. « Missing money » est le phénomène qui a marqué la période des prix bas, constituant un frein au développement des installations de production ainsi qu'à l'amélioration de l'efficacité énergétique. L'expression « conception du marché » a été principalement utilisée dans le cadre des incitations à l'investissement dans les centrales électriques (prime de marché pour l'hydroélectricité), qu'il s'agisse d'énergies renouvelables ou conventionnelles.

La crise énergétique de l'année dernière a retourné ce débat. La menace d'une pénurie de gaz et d'électricité en Europe a fait grimper les prix sur le marché à des niveaux sans précédent. La demande d'électricité et de gaz en Europe a réagi et a nettement baissé, surtout pour le gaz. Néanmoins, l'intervention de l'État est devenue nécessaire :

- D'une part, les producteurs d'électricité d'importance systémique en Europe et en Suisse avaient besoin d'aides de trésorerie de l'État pour maintenir leurs activités de négoce, c'est-à-dire de véritables garanties d'État.

- D'autre part, les prix extrêmes ont soulevé des questions de viabilité financière, tant pour l'industrie, qui est confrontée à une concurrence internationale, que pour les petits consommateurs. De nombreux pays européens ont allégé la charge des consommateurs par des réductions de prix subventionnées et, inversement, ont prélevé des marges bénéficiaires particulièrement élevées auprès des producteurs.

Les discussions sur l'allègement des charges des consommateurs n'ont pas épargné la Suisse. Ainsi, l'industrie et l'artisanat ont réclamé la possibilité de revenir à l'approvisionnement de base. Les tarifs de l'énergie y ont été temporairement inférieurs aux prix du marché. Heureusement, les revendications sont restées lettre morte.

À juste titre : Le principe « libre un jour, libre toujours » s'applique. Il aurait été très problématique de le jeter par-dessus bord à la première occasion et de financer partiellement la charge supplémentaire des clients du marché par le biais de l'approvisionnement de base. Aujourd'hui, les gros consommateurs se tourneraient déjà à nouveau vers le marché, car le tarif énergétique de base médian serait à nouveau supérieur au prix moyen sur le marché à terme en 2024.

Il ne fait aucun doute que les énormes fluctuations de prix des 24 derniers mois représentent un défi particulier pour les acteurs du marché. **La conception du marché ne peut toutefois pas être interprétée comme une adaptation au cas par cas des conditions-cadres.** Il peut arriver qu'en situation de crise, des mesures exceptionnelles soient nécessaires. Mais les crises et leurs manifestations sont difficiles à anticiper. C'est précisément pour cette raison que la définition des conditions-cadres devrait s'orienter sur les évolutions à long terme. Une plus grande résilience du système pendant les périodes de crise serait la bienvenue.

2e partie : Défis principaux du marché suisse de l'électricité

Les évolutions techniques, commerciales et politiques posent de multiples défis au cadre juridique. Cela vaut également pour la Suisse, où les structures se sont finalement aussi développées dans un contexte historique et dans l'enchevêtrement du fédéralisme. Où se situent les défis concrets et la nécessité d'agir ?

- La **sécurité de l'approvisionnement** revêt une importance capitale. Comment la Suisse peut-elle garantir une production suffisante à l'intérieur du pays, surtout pendant les mois d'hiver ? Même si l'indépendance totale vis-à-vis de l'étranger n'est pas un objectif raisonnable, ni sur le plan économique ni sur le plan technique, la Suisse doit assurer un minimum de résilience à plus long terme grâce à sa propre capacité de production.

Ceci, compte tenu du fait que les possibilités de développement de l'énergie hydraulique sont limitées, que le rythme de développement des nouvelles énergies renouvelables et des infrastructures de réseau est incertain. Le fait qu'en Suisse, les énergies renouvelables à forte disponibilité hivernale soient peu compétitives en comparaison internationale vient encore compliquer la situation. Ainsi, la construction et le raccordement d'installations photovoltaïques alpines sont particulièrement onéreux. De plus, contrairement aux régions côtières d'Europe, il n'existe que peu de sites éoliens attractifs et validés.

Parallèlement, la Suisse s'est fixé des limites politiques strictes en ce qui concerne les centrales électriques conventionnelles. Outre l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires, le cadre légal ne laisse guère de marge de manœuvre aux centrales à gaz exploitées sur le marché. Sur le plan politique, cette approche est justifiée par la politique climatique, mais ce n'est pas honnête. Dans un avenir prévisible, les importations nécessiteront non seulement des centrales nucléaires, mais aussi des centrales fossiles à l'étranger, tout particulièrement en hiver.

Explicitement ou implicitement, on mise actuellement sur une durée de vie plus longue des centrales nucléaires. Mais nous devons aussi être conscients qu'elles représentent un gros risque.

- **Promotion des énergies renouvelables** : Au cours des prochaines années, le développement des énergies renouvelables en Suisse devrait se concentrer sur le photovoltaïque (PV). La facilité de réalisation et l'attrait financier continueront à stimuler le développement des installations sur les

toitures dans l'espace Mittelland. Malgré cela, les défis liés au développement et à l'intégration du système de la production photovoltaïque décentralisée sont importants.

Il faut mettre en place un système de promotion qui utilise les moyens de la manière la plus efficace et la plus ciblée possible. C'est la théorie.

Dans la pratique, la situation est malheureusement différente. Dans son examen de l'efficacité des subventions PV de mai 2023, le Contrôle fédéral des finances (CDF) a constaté que les différents instruments d'encouragement directs et indirects n'étaient guère coordonnés et favorisaient les effets d'aubaine. Il écrit : « *Ainsi, dans certains cas, les projets photovoltaïques ne sont pas construits malgré les subventions, alors qu'ailleurs, des projets similaires peuvent être exploités de manière rentable sans subventions et les aides restent donc sans effet* ». Un système de promotion efficace est différent. De plus, la désolidarisation sur le réseau se poursuit et s'accroît.

- **Intégration des énergies renouvelables** : L'intégration de la production décentralisée, tant dans l'infrastructure de réseau que sur le marché constitue également un défi. Les objectifs de développement définis par les politiques oublient souvent que la capacité des réseaux existants est elle aussi loin d'être suffisante.

Le développement et la transformation des réseaux de distribution capables d'absorber la production décentralisée et de la mettre à disposition en fonction des besoins pour de nouvelles applications telles que l'e-mobilité et les pompes à chaleur sont coûteux. Une étude de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) estime que pour atteindre l'objectif zéro net et accélérer l'électrification, il faudra investir environ 110 milliards de CHF d'ici 2050.

Ce qui compte, c'est ce qui est écrit en petits caractères : cet ordre de grandeur pourrait être considérablement réduit par une réglementation judicieuse et des incitations efficaces. Ainsi, selon l'étude, un comportement de charge orienté de manière optimale sur le réseau pour la mobilité électrique et un lissage des pics d'injection des installations PV à 70 % de la puissance installée ou encore un réseau électrique plus intelligent

permettraient de réduire d'environ un quart les besoins d'investissement dans le réseau de distribution.

La question de l'intégration des énergies renouvelables dans le marché y est étroitement liée. Les débuts de l'encouragement par une simple rétribution à prix coûtant du courant injecté ont montré qu'il n'y avait guère d'incitation à orienter la production en fonction des besoins de la demande en électricité ou de la disponibilité du réseau. Malgré les subventions, le producteur décentralisé devrait donc devenir davantage un acteur du marché.

- **Marché et flexibilité** : L'augmentation de la production photovoltaïque va accroître la volatilité des prix sur le marché et donc la demande de flexibilité. La production photovoltaïque fluctuante peut être compensée soit par une offre flexible complémentaire, soit par un ajustement de la demande. Du côté de l'offre, la Suisse est en principe bien placée avec sa part élevée d'énergie hydraulique d'accumulation. Des points d'interrogation subsistent du côté de la demande, où, en raison de l'ouverture incomplète du marché, environ la moitié de la consommation totale est « piégée » dans un approvisionnement de base réglementé. Bien que la loi actuelle laisse une certaine marge de manœuvre pour des tarifs de réseau ou d'énergie dynamiques, les produits et tarifs innovants sont limités.

En fin de compte, les clients bénéficiant de l'approvisionnement de base ne sont toujours pas des acteurs du marché, raison pour laquelle ils sont aujourd'hui limités dans la commercialisation de leur flexibilité. Avec la multiplication des pompes à chaleur, des installations photovoltaïques sur toiture et de la mobilité électrique, les ménages disposent toutefois de potentiels de flexibilité variés et importants. La question de savoir s'ils peuvent les mettre à disposition du marché de manière judicieuse dépend de manière décisive des conditions-cadres.

3e partie : L'acte modificateur unique, une première étape importante

Tout d'abord : Même si l'acte modificateur unique n'aborde pas tous les défis présentés, il constitue un pas important dans la bonne direction, notamment en ce

qui concerne le développement des énergies renouvelables, la promotion de l'efficacité ou l'utilisation de la flexibilité.

L'accélération du développement des énergies renouvelables revêt une importance capitale à cet égard. Pour ce faire, des objectifs de développement « sportifs » ont d'une part été inscrits dans la loi. D'autre part, il existe des mesures concrètes visant à accélérer le développement. Il est particulièrement important que certaines installations, à partir d'une certaine taille et importance, soient considérées comme « installations d'intérêt national ».

Une planification systématique et concertée revêt une importance capitale, en particulier dans ce petit pays qu'est la Suisse, où trouver des sites appropriés et acceptés pour de nouvelles grandes installations constitue l'un des principaux défis pour la mise en œuvre de la stratégie énergétique. Ce n'est qu'ainsi que l'on peut s'attendre à une plus grande probabilité de réalisation des projets hydroélectriques retenus par la table ronde.

Enfin, les **modèles de promotion des énergies renouvelables** seront également développés. Une prime de marché flottante est désormais également prévue - un instrument qui, suite aux récentes adaptations de la conception du marché, doit également être utilisé de manière accrue en Europe afin de protéger les consommateurs et les producteurs contre les fluctuations de prix.

Le système complémentaire de rétribution de reprise de l'électricité sera également développé : si les producteurs et les gestionnaires de réseau ne parviennent pas à se mettre d'accord sur la rémunération, un prix harmonisé s'applique, qui est en principe basé sur le prix du marché. Cette harmonisation va dans la bonne direction. D'une part, elle crée plus de transparence. D'autre part, une rémunération basée sur les prix du marché augmente les incitations à orienter davantage la production ou la configuration de l'installation en fonction des besoins du marché.

4e partie : D'autres étapes sont nécessaires

Même si l'acte modificateur unique prend des mesures correctes et importantes, il ne suffira pas à relever tous les défis qui se poseront ces prochaines années. Une partie des instruments prévus ne sont pas encore « assez mûrs » :

- **Les instruments de promotion des énergies renouvelables** sont certes disponibles,
 - mais avec l'introduction des communautés électriques locales, le subventionnement indirect par le biais de tarifs de réseau réduits sera encore développé. Cela ménage certes le financement par le biais d'un supplément réseau, peu apprécié sur le plan politique, mais cela augmente le manque de transparence et l'inefficacité de la promotion. Un tel modèle favorise les installations présentant un potentiel pour la consommation propre. Les économies réalisées sur le tarif du réseau ne sont pas compensées par une baisse des coûts du réseau, ce qui entraîne un subventionnement croisé par d'autres utilisateurs du réseau.
 - L'interaction entre les subventions directes, les avantages de la consommation propre et un éventuel tarif minimal pour la rétribution de reprise de l'électricité, qui devrait s'orienter sur l'amortissement des installations de référence, n'est pas encore claire non plus. Il existe un risque latent de subventionnement excessif, c'est-à-dire d'effets d'aubaine.
 - D'autres subventions indirectes résultent d'une nouvelle répartition des coûts liés aux lignes de raccordement. Ainsi, les coûts de renforcement des lignes de raccordement pour les installations de production renouvelables d'une puissance supérieure à 50 kW, depuis la limite de la parcelle jusqu'au point de raccordement au réseau, deviennent des coûts de réseau imputables qui sont socialisés dans toute la Suisse via les coûts du réseau de transport. Cela signifie qu'à l'avenir, le producteur ne devra plus supporter lui-même ces coûts. On peut argumenter qu'un développement subventionné des énergies renouvelables assumerait de toute façon ces coûts. Le problème réside dans le fait que cela supprime les effets incitatifs et augmente encore le manque de transparence.

Ainsi, les frais de raccordement coûteux ne jouent plus aucun rôle dans la décision d'investissement.

- **L'ouverture totale du marché** n'est toujours *pas* prévue. D'un point de vue politique, cela peut être compréhensible compte tenu de l'évolution actuelle du marché. Mais cela ne fait pas que gâcher des opportunités, cela crée aussi de nouveaux problèmes :

- L'objectif de l'approvisionnement de base n'est toujours pas clair. Il faudrait partir du principe qu'il doit protéger les petits consommateurs d'une manière ou d'une autre, par exemple contre les fluctuations extrêmes des prix du marché. Mais ce n'est pas le cas, car la majorité des gestionnaires de réseau achètent la majeure partie de l'électricité sur le marché et répercutent les prix du marché sur les clients finaux. Un coup d'œil sur le paysage tarifaire actuel montre que l'ouverture partielle du marché selon le modèle suisse tend à cimenter l'inégalité de traitement au lieu de protéger les clients dans l'approvisionnement de base.

Actuellement, l'approvisionnement de base rend plutôt service aux fournisseurs : Ils peuvent vendre leur production au prix de revient dans le cadre de l'approvisionnement de base - ils ont alors le choix de prendre en compte leur production en totalité ou seulement en partie. Ce mécanisme de choix protège les exploitants de réseau contre les prix bas, tout en ouvrant des possibilités de profit en cas de prix élevés. Même après l'abandon de la méthode dite du prix moyen, cette possibilité d'optimisation, indésirable du point de vue des clients dans l'approvisionnement de base, subsiste dans l'acte modificateur unique.

- En outre, la tarification de l'approvisionnement de base devient (encore plus) un élément de la promotion des énergies renouvelables - ce qui la rend moins transparente et inefficace et charge d'autant plus et unilatéralement les petits consommateurs finaux. Ainsi, les gestionnaires de réseau sont désormais tenus de fournir à leurs

clients bénéficiant d'un approvisionnement de base une part minimale de leur propre production d'énergie renouvelable au prix de revient. Il va de soi que toutes les zones d'approvisionnement ne présentent pas des conditions optimales pour la production d'énergie renouvelable.

En outre, les gestionnaires de réseau doivent garantir une part minimale d'énergie provenant d'installations situées en Suisse, le cas échéant par le biais de contrats d'achat à moyen et long terme. Enfin, le produit d'électricité standard doit être basé sur l'utilisation d'énergies renouvelables indigènes.

- Il convient de noter en outre que ces nouvelles directives variées doivent désormais être combinées avec des garanties d'origine ventilées par trimestre. La question de savoir comment l'EiCom doit surveiller ces prescriptions chez les gestionnaires de réseau en présupposant des tarifs raisonnables est une autre question.
- Il ne fait aucun doute que l'acte modificateur unique constitue une étape importante dans l'amélioration de la **sécurité d'approvisionnement**. Un développement accéléré de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables contribue à la sécurité d'approvisionnement. Il n'est pas certain que les mesures prévues suffisent à donner un élan suffisant au développement des énergies renouvelables et, ce faisant, à la capacité de production pendant les mois d'hiver, et l'avenir le dira.

Dans son étude sur la sécurité d'approvisionnement de juillet dernier, l'EiCom a montré les énormes incertitudes qui subsistent. En fonction de l'évolution de la demande et du développement des énergies renouvelables, les importations hivernales nécessaires atteignent un niveau critique, ou il en résulte même de faibles exportations. C'est précisément parce que les prévisions sont si incertaines que l'EiCom a souligné la nécessité d'une assurance sous forme de centrales de réserve.

Bien qu'elle existe déjà aujourd'hui, avec la réserve hivernale, la réserve combinée de l'énergie hydraulique et des centrales thermiques, les

centrales thermiques ont été exclues de l'acte modificateur unique. Un projet de loi séparé était en consultation à cet effet. Le risque est d'autant plus grand que les politiques s'opposent à un tel instrument. Dans ce cas, le risque est que l'évolution au cours des prochaines années oblige à nouveau à recourir à des solutions d'urgence à court terme basées sur la loi sur l'approvisionnement économique du pays, qui sont extraordinairement coûteuses en raison du temps de préparation très court.

5e partie : Conclusion

En guise de conclusion, l'acte modificateur unique constitue une étape importante. Mais il ne suffit pas. Quatre chantiers sont en ligne de mire :

1. **Promotion efficace des énergies renouvelables** : dans les discussions sur la promotion des énergies renouvelables, on oublie souvent qu'avec le certificat de CO₂, l'Europe et le marché suisse de l'électricité ont déjà introduit une taxe d'incitation et donc une promotion des énergies renouvelables très efficace. Alors qu'il y a quelques années, le prix du certificat était d'environ 5 euros la tonne et n'avait guère d'effet, il se monte actuellement à plus de 80 euros, ce qui engendre une nette augmentation du niveau des prix de l'électricité, y compris en Suisse. La production d'électricité exempte d'émissions de CO₂ en profite. Combinées à la hausse des prix du gaz, de nombreuses énergies renouvelables sont actuellement pratiquement commercialisables. Les subventions complémentaires - si elles devaient être nécessaires - devraient donc s'adapter avec souplesse à l'évolution du marché afin d'éviter des rémunérations trop faibles ou trop élevées et donc des effets d'aubaine.

La combinaison actuelle de subventions directes et indirectes via le réseau et d'aides via la tarification dans l'approvisionnement de base ne répond pas à cette exigence. Une simplification conséquente et une focalisation sur les subventions directes, attribuées si possible par le biais d'appels d'offres concurrentiels, permettraient d'obtenir la transparence et la flexibilité nécessaires.

2. **Approvisionnement de base ou ouverture du marché** : c'est précisément parce que les consommateurs finaux peuvent être davantage intégrés au marché par le biais de leur propre production décentralisée ainsi que pour la mise à disposition de flexibilité, qu'ils devraient devenir de véritables acteurs du marché grâce à une ouverture totale du marché.

Bien sûr, l'ouverture totale du marché est une décision politique. Si la politique veut maintenir l'approvisionnement de base, celui-ci devrait être conçu de manière à protéger les petits consommateurs finaux plutôt que de les désavantager. En conséquence, les multiples prescriptions relatives à la conception des produits dans le cadre de l'approvisionnement de base devraient être réduites et simplifiées. A l'inverse, les gestionnaires de réseau seraient libres de proposer des produits complémentaires de qualité renouvelable particulière, que les consommateurs pourraient acheter volontairement. C'est le degré de maturité que l'on devrait exiger des consommateurs finaux dans le cadre d'une conception de marché moderne.

3. **L'accélération des procédures** est une nécessité absolue si l'on veut avoir une réelle chance d'atteindre les objectifs ambitieux fixés. L'acte modificateur unique crée les conditions préalables dans ce domaine. Le projet d'accélération des procédures pour le développement des installations de production et, tout aussi important, pour le développement et le maintien des réseaux doit impérativement et rapidement suivre.
4. **Mécanismes de sécurité d'approvisionnement** : il n'est pas certain que les mesures adressées dans l'acte modificateur unique concernant le développement des énergies renouvelables assurent une sécurité d'approvisionnement suffisante. Une conception de marché durable devrait créer des instruments complémentaires flexibles qui garantissent de manière quasi institutionnalisée une disponibilité suffisante des centrales électriques. Un coup d'œil à l'étranger montre que les centrales à gaz resteront encore de nombreuses années l'épine dorsale de la sécurité d'approvisionnement, même si leurs heures de pleine charge, et donc leurs émissions de CO₂,

diminuent. Quant à savoir si elles fonctionneront un jour à l'hydrogène, c'est une autre question.

Indépendamment de cela, une conception de marché durable doit garantir la construction et le maintien de telles centrales back-up, qui sont disponibles de manière sûre et flexible en période de faible production renouvelable et de pics de charge élevés. Il s'agit notamment de mécanismes pour la mise à disposition de réserves stratégiques ou de marchés de capacité complets qui encouragent, de manière technologiquement neutre, les centrales électriques ou également le stockage qui peuvent apporter une contribution objective à la sécurité d'approvisionnement.

Il y a donc encore beaucoup à faire - les défis restent importants. Après la révision de la loi, c'est avant la révision de la loi.