



Seules les paroles prononcées font foi.

## La flexibilité dans l'optique du régulateur

Présentation de Werner Luginbühl au Forum ECom 2024 à Aarau

---

Mesdames et Messieurs,

Je suis très heureux de pouvoir vous accueillir cette année au Forum ECom. Merci d'avoir accepté notre invitation.

Le mot « flexibilité » est sur toutes les lèvres. C'est apparemment la solution à un grand nombre de défis. Par flexibilité au sens large, on comprend que la **consommation, la production et le stockage d'électricité sont pilotés**. Par qui ? Chacune et chacun d'entre vous connaît les télécommandes centralisées. Il y a quelques années, des fournisseurs tiers ont lancé des offres relatives à l'utilisation des télécommandes centralisées en contournant les gestionnaires de réseau, ce qui a ouvert le débat sur la question de savoir **à qui appartient** la flexibilité. Au **consommateur final, au producteur et à l'exploitant de stockage**, stipule la loi, ce qui a le mérite de clarifier à qui appartient ce type de flexibilité. **Autres questions : Qui commande quoi, comment, dans quel but, contre quelle indemnité et quelles en sont les conséquences ?**

Dans la **première partie** de mon intervention, je vais vous expliquer quelques-uns des **défis** qui se posent lors de la coordination de la production, du commerce, de la répartition, du stockage et de la consommation d'électricité. Ces défis **sont en**

**train d'être relevés aujourd'hui** : l'acte modificateur unique, également, contient des bases supplémentaires, nous verrons cela plus en détail dans la **deuxième partie**. Cependant, **il reste encore beaucoup à faire. Tous les acteurs doivent se mobiliser**. C'est par cela que je clôturerai ma présentation dans la **troisième partie** et dans la conclusion.

## **1<sup>re</sup> partie : défis actuels**

Pour commencer, je souhaite aborder les défis. Le 30 avril 2024, le **NZZ** titrait en substance : « **L'absence de centrale nucléaire se fait subitement sentir** ». Comme vous le savez, la raison de cet article était un **épisode hivernal survenu de manière inattendue un lundi** à la mi-avril. La neige recouvrait les modules photovoltaïques et leur production s'en trouvait fortement réduite. Certains gestionnaires de réseau de distribution avaient indiqué leur programme sur la base des **prévisions météorologiques du vendredi** dans leurs groupes-bilan, mais ils ne les avaient pas actualisés les jours suivants. Ce qui a conduit à un **écart considérable par rapport à leur programme**. Dans la zone de réglage Suisse, le 22 avril 2024, il a manqué jusqu'à 1400 MW. La société Swissgrid a dû intervenir pour compenser ce manque et demander des offres pour l'énergie de réglage à des prix très élevés. Rien que pour cette journée, elle a facturé aux groupes-bilan **8,5 millions de francs d'énergie d'ajustement**.

**Dès le dimanche de Pâques, un excédent de couverture de 1200 MW** a été enregistré en raison d'une amélioration des conditions météo. De telles **fluctuations** ont fortement **augmenté** cette année et **cette tendance devrait se poursuivre**, car la construction des installations photovoltaïques se poursuit. Ce thème va donc continuer à nous occuper.

Le 16 avril 2024, le **TagesAnzeiger** mettait en avant le deuxième défi de taille : les **prix négatifs. Pour la première fois cette semaine-là, le prix de l'électricité descendait en dessous de zéro**.

Des prix négatifs signifient que la consommation d'électricité est rétribuée et qu'il faut payer pour l'injection dans le réseau. Les prix négatifs sur le marché de l'électricité ne sont **pas nouveaux. Depuis 2008**, on peut les observer sur les

bourses européennes à court terme. Mais cette année, justement, ce phénomène a **gagné en ampleur**.

Pour simplifier, les prix deviennent négatifs **lorsque la production d'électricité est supérieure au besoin en électricité**. Cela arrive surtout, dans la pratique, lorsque la production d'énergie renouvelable est élevée, et plus fréquemment l'été, lorsque la demande est moins forte et la production des installations photovoltaïques plus importante.

Les prix négatifs sont alors une **incitation à réduire la production ou inversement à augmenter la consommation, ou encore à charger les batteries**.

Le fait qu'il soit possible d'avoir des prix inférieurs à zéro est lié aux conditions techniques et économiques des centrales.

- Dans les installations thermiques non flexibles comme les centrales à charbon ou les vieilles centrales nucléaires, réduire la production coûte de l'argent. Il peut être avantageux financièrement de continuer à injecter de l'électricité, même quand les prix sont négatifs.
- S'ils le voulaient ou s'ils étaient incités à le faire, les producteurs d'électricité renouvelable – notamment les installations photovoltaïques – pourraient en principe injecter moins de courant dans le réseau avec des coûts relativement bas (par ex. pour la commande).
- Or, les **modèles de promotion des énergies renouvelables** incitent à produire même lorsque les prix sont bas, voire négatifs. À titre d'exemples, on peut citer la rétribution fixe du courant injecté par kWh ou, entre autres, la rétribution de reprise de l'électricité, ainsi que la nouvelle rétribution minimale qui y est liée en vertu de l'acte modificateur unique.
- En fin de compte, tout ceci résulte de la décision politique visant à protéger **ces technologies** contre les risques liés aux prix sur le marché.

Le **troisième défi du moment** porte sur les **prix de l'énergie de réglage secondaire**. Swissgrid est responsable de l'acquisition de l'énergie de réglage dans le cadre d'une **procédure orientée vers le marché, transparente et non discriminatoire**. Dès 2023, l'augmentation des prix de l'énergie de réglage secondaire a conduit les **acteurs du marché** à demander des **explications** à l'EICom. Nous avons alors procédé à des analyses sur la tarification de l'énergie de

réglage secondaire. Il s'est avéré que **les prix et donc les coûts de l'énergie de réglage secondaire avaient sensiblement augmenté à la mi-2022**, après le **passage** du système d'acquisition suisse à une plate-forme harmonisée « **PICASSO** » prévue dans l'Union européenne. En 2022, il était difficile de savoir si cette hausse des prix était uniquement due au niveau globalement élevé des prix de l'électricité. Au début de l'été 2024, la hausse des offres et des prix en résultant s'est accentuée, bien que les prix de l'électricité aient de nouveau baissé. Selon les analyses réalisées jusqu'à présent par l'EiCom, cette évolution des prix ne s'explique **pas de manière évidente par les évolutions du marché**. On ne peut donc pas exclure que la hausse des prix résulte avant tout de la faible liquidité du marché. Actuellement, faute d'accord sur l'électricité, la Suisse ne peut pas participer à la plate-forme PICASSO de l'UE. **Associés à des déséquilibres fréquents, les prix élevés entraînent des coûts plus élevés pour les consommateurs finaux.**

Les trois exemples cités, à savoir les écarts par rapport au programme, les prix négatifs et l'énergie de réglage secondaire, concernent le marché de l'énergie. **Les exigences envers les marchés et leurs acteurs ne sont pas les seules à augmenter, celles envers les réseaux connaissent la même évolution.** Avec le développement de la production renouvelable décentralisée, ainsi qu'avec l'électrification croissante de la mobilité et de la chaleur, **les besoins de transformation et d'extension des réseaux de distribution augmentent.** Une [étude](#) mandatée par l'OFEN en 2022 était déjà parvenue à cette conclusion. Cette année-là, l'Association des entreprises électriques suisses **AES** avait publié sa propre [analyse](#) avec des résultats identiques. L'étendue des besoins de transformation et d'extension et, partant, des coûts dépend toutefois de manière décisive des conditions-cadres. **Les coûts d'extension du réseau** pourraient être réduits de manière substantielle **grâce à la limitation de l'injection de courant par les installations photovoltaïques ainsi que par le pilotage intelligent des véhicules électriques et des pompes à chaleur.**

**2<sup>e</sup> partie : possibilités actuelles de recourir à la flexibilité aujourd'hui**

J'en arrive à la deuxième partie, à savoir à la **possibilité actuelle** de recourir à des flexibilités.

Le **réseau** est pour la plupart réglementé et la **loi** contient déjà **plusieurs conditions-cadres relatives à l'utilisation des flexibilités**. Toutefois, la mise en œuvre n'est pas toujours au point.

- La limitation de l'injection de courant s'appliquant aux installations photovoltaïques que je viens d'évoquer est prévue dans l'acte modificateur unique. **Les gestionnaires de réseau ont la possibilité de procéder à un ajustement pour une part de l'énergie produite annuellement au point de raccordement sans verser d'indemnités**. L'assentiment du producteur n'est pas nécessaire pour ce faire. Même s'il est évident que cet ajustement a des **effets sur le bilan électrique** du gestionnaire de réseau, **il peut uniquement se faire au service du réseau**.

En cas de **grave mise en danger directe de la sécurité de l'exploitation du réseau**, les gestionnaires de réseau peuvent piloter la consommation, l'injection et le stockage sans avoir besoin d'un assentiment ou devoir verser des indemnités.

Les gestionnaires de réseau peuvent acquérir, **dans le cadre d'un contrat d'autres** possibilités de commande contre une rétribution, **toujours exclusivement au service du réseau**. Les gestionnaires de réseau ont par ex. la possibilité de **verser une indemnité aux petits producteurs pour commander l'injection d'électricité à certaines heures** et de **l'imputer aux coûts du réseau**. La rétribution doit reposer sur des critères factuels, exempts de discrimination et accessibles au public. Le gestionnaire de réseau de distribution doit en outre vérifier en permanence s'il existe des **moyens plus efficaces d'obtenir le même résultat**.

Cela permet aux gestionnaires de réseau de mieux appliquer le **principe NOVA**, qui consiste à privilégier l'optimisation du réseau au renforcement du réseau et à l'extension de ce dernier. L'utilisation des flexibilités dans ce contexte est désormais évoquée de manière explicite dans la loi.

- **S'agissant des consommateurs**, la nouvelle ordonnance sur l'approvisionnement en électricité prévoit la possibilité d'augmenter les **tarifs de puissance** et de recourir davantage aux **tarifs dynamiques**. Cela permet d'inciter les consommateurs finaux à gérer leur consommation dans le temps

et à l'adapter à la charge du réseau. De tels tarifs présupposent un compteur intelligent.

- Les **installations de stockage**, qui injectent de l'électricité et en consomment, jouent un **double rôle**. Elles peuvent donc s'adapter de manière flexible aux besoins du système. Avec l'acte modificateur unique, plusieurs **technologies de stockage** permettent de ne verser **aucune rémunération pour l'utilisation du réseau** lors de l'achat d'électricité ou **de demander un remboursement** pour une quantité achetée puis réinjectée. Pour les centrales de pompage-turbinage, cette réalité est déjà inscrite dans la loi sur l'approvisionnement en électricité en vigueur. Pour les batteries de stockage sans consommateur final, cela correspond à la pratique de l'EICom.

Les installations de stockage jouent également un double rôle parce qu'elles peuvent être utilisées **au service du réseau ou au service du marché**. Les installations de stockage ne comptent **pas parmi les éléments du réseau** et **ne sont pas imputables en tant que telles dans le réseau**. En revanche, en cas d'utilisation au service du réseau, **une rétribution** peut être intégrée aux coûts du réseau imputables, dans la mesure où la puissance nécessaire ne peut être achetée ailleurs à meilleur prix.

Si les installations de stockage sont utilisées au service du marché (par ex. pour l'énergie de réglage), il faut observer les **prescriptions en matière de séparation des activités**. Le gestionnaire de réseau n'est pas autorisé à utiliser les installations au service du marché.

- **Swissgrid** utilise **l'énergie de réglage** pour compenser les écarts de consommation et d'injection par rapport au programme. Cela aussi peut être considéré comme **une forme de recours aux flexibilités**. Swissgrid a donc par ex. la possibilité de solliciter à court terme la production des centrales hydrauliques afin de soutenir le réseau.

Dans le **domaine de l'énergie**, il existe encore **peu de conditions-cadres légales** concernant le recours aux flexibilités, ce qui, bien entendu, **ne constitue pas un manque en soi**. Dans un **marché fonctionnel**, les **flexibilités sont utilisées là où elles sont le plus utiles**.

Voici quelques **exemples d'instruments** qui devraient inciter les acteurs à se mettre au service du système.

- J'ai évoqué dans mon introduction les 1400 MW ayant manqué au printemps dans la zone de réglage Suisse. Les écarts par rapport au programme ont pour conséquence que le **groupe-bilan** qui en est à l'origine doit payer à Swissgrid l'énergie d'ajustement. Le prix à payer est fonction du **mécanisme de prix régissant l'énergie d'ajustement**. Il doit être **suffisamment incitatif** pour que **l'énergie de réglage et la puissance de réglage soient utilisées de manière efficace** à l'échelle de la Suisse et que cela **prévienne les abus**. Le **groupe-bilan**, pour sa part, **répercute les coûts** sur les **responsables**, par ex. les gestionnaires de réseau de distribution. Cela peut **réduire l'intérêt, pour le groupe-bilan, de garantir l'équilibre**, car les gestionnaires de réseau peuvent répercuter une partie des coûts dans l'approvisionnement de base.
- Même dans le domaine de l'énergie, il est possible d'influencer le **comportement des consommateurs finaux** par le biais des **tarifs**. En plus des **prix bas ou élevés** classiques, il serait également possible de mettre en place dès aujourd'hui des **tarifs dynamiques pour l'énergie** dans le cadre de tarifs optionnels. D'après nos connaissances, ces pratiques ne sont pas mises en œuvre actuellement pour l'énergie. Cela est dû, d'une part, au fait qu'un compteur intelligent est également nécessaire pour mettre en place des tarifs d'énergie dynamiques, et que le déploiement de ces compteurs n'est pas terminé. Et d'autre part, au fait que la mise en œuvre, dans notre système de régulation basé sur les coûts, est difficile. La tarification dynamique de l'énergie se base sur les prix spot à court terme, ce qui est logique. Cependant, ces prix peuvent être très différents des coûts d'acquisition et des coûts de production effectifs du gestionnaire de réseau.
- En ce qui concerne la **production**, le législateur a décidé, dans l'acte modificateur unique, **d'accorder une rétribution minimale** pour les **installations d'une puissance inférieure ou égale à 150 kW**, basée sur l'amortissement des installations de référence tout au long de leur durée de vie. Inutile de vous dire qu'avec ceci, les producteurs n'ont **aucun intérêt** à se mettre **au service du marché et à tenir compte des besoins du système global**. Même quand les prix seront négatifs, ils continueront à injecter du courant, au lieu, par exemple, de le stocker au niveau local ou d'interrompre la production.

La **rétribution pour les installations d'une puissance supérieure ou égale à 150 kW** (et pour les plus petites installations lorsque les prix sont supérieurs à la rétribution minimale) se base sur le **prix du marché trimestriel moyen**. Voilà qui **n'incite pas** non plus à réduire la production en cas d'offre excédentaire à court terme. Le prix moyen du marché reste positif même lorsque le prix spot devient négatif en l'espace de quelques heures en raison d'une offre excédentaire.

Le droit actuel **permet aux gestionnaires et producteurs de s'entendre sur une autre rétribution**.

- L'**EICom** dispose déjà de moyens, dans le système actuel, pour demander aux acteurs de se mettre au service du système. Nous allons évoquer certains d'entre eux.
  - o Si **les prévisions d'un gestionnaire de réseau ne sont pas sérieuses** et que cela génère **des coûts inutiles au titre de l'énergie d'ajustement**, il convient de vérifier le **caractère imputable de ces coûts dans l'approvisionnement énergétique de base**. Il n'est pas exclu que l'EICom, comme pour la règle des 60 francs, définisse un **critère d'intervention pour entreprendre un examen plus approfondi**.
  - o Dans le cadre de l'acte modificateur unique, l'EICom a la possibilité de **publier les coûts de l'énergie d'ajustement de chaque gestionnaire de réseau de distribution** dans le cadre de la **régulation sunshine** et envisage de le faire.
  - o L'EICom **accompagne les groupes de travail du secteur de l'électricité** afin de réduire le besoin en énergie de réglage et de diminuer les coûts de l'énergie de réglage et d'ajustement ou au moins de freiner leur hausse.
  - o Parallèlement, **l'EICom analyse les raisons susceptibles d'expliquer l'évolution des prix de l'énergie de réglage secondaire et examine différentes mesures** visant à limiter les fluctuations de prix et à améliorer l'efficacité du marché. Une limitation des prix convenue par contrat entre Swissgrid et les fournisseurs d'énergie de réglage secondaire est en cours de discussion. Nous avons publié un communiqué à ce sujet.

Il ne faut pas négliger les **conditions techniques** nécessaires à la gestion du réseau et de l'énergie. Le **déploiement des compteurs intelligents** bat son plein. À la fin de l'année 2023, près de 40 % d'entre eux étaient installés. Certains consommateurs finaux ont des questions sur la protection des données. Une procédure à ce sujet est en cours auprès du Tribunal administratif fédéral. Les **systèmes de commande et de réglage intelligents** sont déjà utilisés de différentes manières. Ces systèmes rendraient possible l'ajustement évoqué précédemment pour les installations photovoltaïques.

Le **flux de données et d'informations** est également essentiel pour optimiser, par ex., les **prévisions relatives à l'injection et à la consommation de courant** et éviter les défauts ou les excédents de couverture dans la zone de réglage Suisse. Dès aujourd'hui, les acteurs du marché de l'électricité sont tenus de se communiquer mutuellement les données et informations nécessaires. Cependant, aujourd'hui, **il arrive que les sous-groupes-bilan doivent attendre des semaines ou même des mois pour recevoir des données de mesure de haute qualité sur l'injection et le soutirage, au lieu de les recevoir le jour suivant.** Par conséquent, les **prévisions doivent être établies sans ces données le jour suivant.** Avec la **construction en continu d'installations photovoltaïques**, cela est de plus en plus problématique. Les groupes-bilan ont l'impression qu'un trop grand nombre de gestionnaires de réseau **ne respectent pas les recommandations de la branche sur le système de mesure, à savoir le « Metering Code » et l'« Échange de données standardisé pour le marché du courant électrique CH SDAT ».** Il s'agit ici essentiellement de la disponibilité des valeurs de mesure de haute qualité du jour précédent. Si des valeurs manquent pour certains points de mesure ou si elles sont incorrectes, le gestionnaire de réseau doit établir des valeurs de substitution réalistes. **L'EICom contacte les gestionnaires de réseau qui ont trop souvent tendance à communiquer leurs valeurs trop tard ou à les corriger.** La **qualité des données doit rapidement s'améliorer.** Il **incombe** à chaque **gestionnaire de réseau de distribution** de contribuer à l'amélioration des prévisions. **Pour que les prévisions soient bonnes, il faut disposer tous les jours de valeurs correctes. De plus, les valeurs doivent être affectées au bon groupe-bilan ou sous-groupe-bilan. Si un consommateur final change de fournisseur ou si les compteurs sont remplacés, cela doit être indiqué au jour près.**

Dans le cadre de l'acte modificateur unique, une **plate-forme dédiée à l'échange de données** a été créée afin d'améliorer le flux de données et d'informations du point de vue temporel et qualitatif.

### **3<sup>e</sup> partie : d'autres étapes sont nécessaires**

Voilà pour la situation actuelle. **Les choses bougent, mais il faut aller plus loin** et j'en arrive ainsi à la troisième partie.

J'ai évoqué les groupes de travail mis en place par le secteur de l'électricité sur le thème de l'énergie de réglage et d'ajustement. **Bien entendu, toute mesure prise par la branche est la bienvenue.** Selon la loi, **l'approvisionnement énergétique** relève de **la branche énergétique**. La branche s'est notamment penchée sur les sept thèmes.

- Premièrement, elle contrôle les **mécanismes de prix régissant l'énergie d'ajustement**. L'objectif étant que les **groupes-bilan aient un effet stabilisateur pour la zone de réglage Suisse**.
- Deuxièmement, **il faut améliorer la qualité des données ainsi que les flux de données et plus généralement les flux d'information**. Je le répète, il s'agit pour l'EiCom d'une priorité.
- Troisièmement, il est essentiel d'améliorer la **qualité des prévisions**. Les données et prévisions météorologiques issues des modèles météo numériques doivent être prises en compte dans les prévisions sur la production. Lorsque les prévisions météorologiques évoluent, il est essentiel que ces changements soient pris en compte dans les prévisions **même le week-end et les jours fériés**.
- Quatrièmement, nous entendons **augmenter les liquidités des marchés de l'énergie de réglage**.
- Cinquièmement, la **communication et la mise en œuvre** constituent des défis : il faut du temps aux consommateurs finaux et aux petits producteurs pour intégrer les **nouveaux modèles tarifaires et de rétribution**. En d'autres termes, il faut d'abord que ces modèles soient acceptés et compris.

Les fournisseurs sont tenus d'expliquer leurs nouveaux modèles et de faire en sorte que leur clientèle les comprenne.

- Sixièmement, les **bourses** peuvent aussi contribuer à l'amélioration du système. Des **produits 15 minutes sur le marché à un jour** permettraient par ex. de couvrir plus précisément les positions ouvertes en raison de changements météorologiques le jour précédant la livraison.
- Septièmement, des efforts sont en cours pour augmenter les **liquidités sur le marché intrajournalier**. Cette mesure aussi permettrait de compenser les écarts par rapport au programme.

La **recherche**, pour sa part, peut apporter une contribution au développement, notamment, par le biais de projets pilotes, dans le cadre desquels les résultats sont soumis à des tests. Vous allez notamment entendre à ce sujet l'intervention de **Franziska Schöniger**, venue de Vienne, ainsi que la contribution de **Christoph Imboden**, de la Haute école de Lucerne, qui va nous présenter le **Projet Enflate** relatif à la mise à disposition basée sur le marché de la flexibilité.

Il est possible que l'on se rende compte, au fil des travaux, qu'il faut **modifier la loi ou les ordonnances** pour réglementer, par ex., les interactions entre les différents types de recours aux flexibilités. Un **accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE** changerait également la situation juridique initiale. Il permettrait à la Suisse de participer à différentes plates-formes d'énergies de réglage étrangères et d'augmenter considérablement les **liquidités**. Actuellement, la Suisse est présente uniquement sur la plate-forme d'énergie de réglage tertiaire, sur laquelle elle a acheté par ex. 600 MW **d'énergie de réglage en provenance de l'étranger** le 22 avril 2024.

L'**EICom**, elle aussi, a encore beaucoup à faire. La **mise en œuvre de l'acte modificateur unique** va soulever de nombreuses questions auxquelles l'EICom devra répondre. Nous l'avons vu, il existe **de nombreux fournisseurs et de nombreuses personnes demandant différents types de flexibilités**. Leur **utilisation sur différents marchés (à court terme et SDL, optimisation du réseau)** est **judicieuse** sur le plan économique, mais leur mise en œuvre reste compliquée. Les entreprises d'approvisionnement en électricité doivent par ex. veiller à tout moment à **la séparation des activités**, c'est-à-dire à l'indépendance

de l'exploitation du réseau. Des informations sensibles du point de vue économique doivent rester dans le réseau. Les subventions croisées du réseau à destination d'autres domaines d'activité ne sont pas autorisées. L'**indemnisation** peut également soulever des questions. Notamment parce que la même prestation est indemnisée une fois par le marché et une fois par le réseau.

Pour finir, il est possible que des conflits nécessitant un arbitrage surviennent au niveau des flexibilités, en fonction de leur utilisation soit par le réseau, soit par le marché.

#### **4<sup>e</sup> partie : conclusion**

Me voilà à la fin de mon intervention. Pour résumer, je dirais que la flexibilité a **de multiples facettes**. Nous savons en partie comment elles **interagissent entre elles**, et **cela va évoluer**. Nous allons voir **à quelles possibilités les acteurs du marché recourent**, quelles offres les prestataires proposent et quels effets cela va produire sur le système. L'**EICom** va apporter sa **contribution** en **encadrant les travaux**, en **observant leurs effets**, en **clarifiant les questions liées à la réglementation** et en **ordonnant au besoin des mesures pour mettre en œuvre les prescriptions légales**. Il est probable que **tôt ou tard, un besoin d'adaptation du cadre législatif, même ponctuel, en résulte**. Les **conditions-cadres** doivent être **conçues de manière à ce que les signaux de prix soient** dans la mesure du possible **perçus par les différents acteurs** et que l'on incite ces derniers à **investir dans la flexibilité** et à y recourir de manière judicieuse. **La réponse à la question posée au début de mon intervention, à savoir « Qui commande quoi, comment, dans quel but, contre quelle indemnité et quelles en sont les conséquences ? » devient de plus en plus concrète.**

Aujourd'hui, l'EICom identifie un **besoin urgent d'agir dans deux domaines**.

- Premièrement : l'amélioration de la **qualité des données**. **Pour établir des programmes aussi précis que possible, les acteurs ont besoin de données de haute qualité sur les injections et le soutirage de courant datant du jour précédent**. Si des valeurs manquent pour certains points de mesure ou si elles sont incorrectes, le gestionnaire de réseau doit établir des valeurs de substitution réalistes. L'EICom attend de la part

**de tous les acteurs qu'ils prennent immédiatement les mesures nécessaires dans cette optique.**

- Deuxièmement : l'EICom continue à **observer les prix élevés de l'énergie de réglage secondaire**. Ils s'ajoutent aux déséquilibres croissants et entraînent une hausse des coûts pour les consommateurs finaux. L'**EICom examine plusieurs mesures** pour limiter les fluctuations de prix et accroître l'efficacité du marché. Dans l'optique de trouver une mesure rapidement efficace, une **limitation de prix** de l'énergie de réglage secondaire est en cours de discussion – éventuellement sur la base d'un accord contractuel entre Swissgrid et les fournisseurs.

Il s'agit uniquement des domaines directement pertinents pour lesquels il faut trouver des solutions rapides. À moyen et long terme, nous allons tous nous pencher sur les nombreux autres aspects des flexibilités. La manifestation d'aujourd'hui a pour but de nous donner un aperçu et des perspectives sur ce sujet.

Merci pour votre précieux travail, et pour votre flexibilité !