

Consultation publique sur la future structure tarifaire du réseau (niveaux MT, HT, THT) au Luxembourg

Questions à l'attention des parties prenantes

Nom : Christophe EMDE

Adress email : christoph.emde@nexxtlab.lu

Intitulé poste/profession : COO

Organisation : Nexxtlab S.A.

- 1. Dans quelle mesure partagez-vous l'évaluation du rapport de Consentec sur les forces et faiblesses du système tarifaire actuel, en particulier en ce qui concerne la difficulté de concilier l'incitation à la flexibilité et la nécessité d'assurer la couverture des coûts ? Quels sont, selon vous, les enjeux les plus urgents à traiter ?*

Nous partageons pleinement l'analyse du rapport Consentec : le système actuel ne crée que peu d'incitations pour un comportement réellement flexible et adapté au réseau. La tarification sur la puissance maximale annuelle favorise une efficacité à court terme mais ne permet pas d'intégrer la flexibilité comme levier systémique. Il est urgent d'inclure la gestion de l'injection et de l'autoconsommation dans les mécanismes tarifaires pour éviter des distorsions et encourager les investissements dans les technologies pilotables.

- 2. Soutenez-vous le remplacement de l'actuelle cascade de coûts basés sur la charge annuelle maximale par un modèle plus simple fondé sur la consommation annuelle brute, compte tenu des avantages attendus en termes de stabilité, de transparence et d'équité, tels que décrits au chapitre 3 du rapport de Consentec Pourquoi ?*

Nous soutenons cette simplification, à condition qu'elle soit accompagnée de signaux tarifaires dynamiques (horaires ou saisonniers). La consommation annuelle seule ne permet pas de refléter l'impact réel sur le réseau. Une combinaison avec des périodes tarifaires ou des limites de puissance est nécessaire pour valoriser les comportements vertueux.

- 3. Que pensez-vous du passage d'une tarification basée sur la pointe réelle à un modèle fondé sur une capacité de référence ? Dans ce modèle, les utilisateurs souscrivent une capacité et s'exposent à des surcharges en cas de dépassement, à l'image de la nouvelle structure tarifaire applicable aux clients basse tension depuis le 1er janvier 2025.*

Le modèle de capacité de référence nous paraît pertinent : il favorise la planification, offre des incitations claires et est techniquement compatible avec des systèmes de gestion intelligente. Nos solutions peuvent surveiller et réguler la consommation pour éviter les dépassements.

Il est toutefois essentiel de fournir aux clients des outils de simulation et une bonne transparence sur les conséquences d'un dépassement.

4. *Quelle est votre opinion sur la proposition de supprimer la fonction de simultanéité et d'appliquer à la place des parts fixes en pourcentage pour la répartition entre les composantes tarifaires de capacité et de volume, compte tenu des limites opérationnels et conceptuels soulignées dans l'étude de Consentec (voir rapport Consentec 5.4) ? Le tarif devrait-il encore tenir compte des heures d'utilisation ? Quelle répartition entre la capacité (en €/kW) et la consommation (en €/kWh) vous semblerait la plus juste et la plus efficace pour encourager une utilisation efficiente et flexible du réseau électrique ? Une clé de répartition 40 % capacité / 60 % volume vous paraît-elle pertinente (voir section 5.4.1 du rapport Consentec) ?*

La suppression de cette fonction complexe est compréhensible si elle est remplacée par une répartition simple, équitable et compréhensible. Une clé de répartition 40 % capacité / 60 % consommation nous semble raisonnable. Les heures d'utilisation devraient rester un critère d'ajustement, afin de tenir compte de la sollicitation réelle du réseau.

5. *Quelle approche devrait être envisagée pour l'autoconsommation issue de productions renouvelables et non renouvelables dans la future structure tarifaire afin de garantir une contribution équitable de tous les utilisateurs aux coûts du réseau ? Comment la structure tarifaire devrait-elle traiter l'injection d'électricité sur le réseau provenant de productions renouvelables et non renouvelables, sans créer de distorsions dans les décisions d'investissement ni dans le dispatch des unités de production ? (Voir rapport Consentec chapitre 4)*

La future structure tarifaire doit intégrer l'autoconsommation, notamment quand elle s'accompagne d'une injection non négligeable. Tous les usagers bénéficient du réseau et doivent y contribuer de manière équitable. Les injections devraient être tarifées en fonction de leur impact temporel sur le réseau (soutien ou contrainte), afin d'éviter des distorsions dans les décisions d'investissement.

6. *Faudrait-il introduire des tarifs spécifiques pour les installations de stockage, afin de refléter leur capacité à injecter et prélever de manière flexible ? Quels principes de conception recommanderiez-vous pour encadrer une telle tarification ?*

Oui, il est nécessaire d'introduire une tarification spécifique pour les batteries, qui jouent un rôle crucial dans la flexibilité du système. Les principes clés doivent inclure : distinction entre charge et décharge, incitation à charger en heures creuses, neutralité technologique, et récompense pour la contribution au lissage des pics.

7. *Quels éléments clés devraient être intégrés dans une nouvelle structure tarifaire réseau afin d'inciter efficacement à la flexibilité de la demande (demand-side flexibility), tout en assurant une tarification reflétant les coûts et compatible avec les besoins du réseau ?*

Des tarifs variables selon l'heure ou la saison, des seuils de capacité clairs, des incitations positives (bonus) ou négatives (malus), et des interfaces ouvertes pour les EMS sont essentiels. La structure doit être prévisible, automatisable et transparente pour être efficace.

8. *Quelles aspects pratiques devraient être pris en compte pour la mise en œuvre de tarifs différenciés selon les heures d'utilisation ?*

Les horaires doivent être annoncés à l'avance. Une API unique pour transmettre les signaux tarifaires serait un vrai facilitateur.

9. *Comment les clients industriels pourraient être incités à augmenter leur consommation pendant les heures de forte production, notamment lors des pics de production photovoltaïque à midi (en semaine et le week-end) ? Pensez-vous qu'il existe un potentiel en la matière, et si oui, pour quels types d'actifs ?*

Il existe un potentiel significatif, notamment pour les usages thermiques (froid, chaleur), la mobilité électrique ou le stockage intermédiaire. Des signaux prix en temps réel ou des contrats avec tarifs dégressifs pendant ces créneaux pourraient être efficaces.

10. *Anticipez-vous des défis techniques ou opérationnels pour les consommateurs et producteurs dans l'adaptation à un modèle de tarif fondé sur la capacité de référence ?*

Le principal défi est la compréhension et l'anticipation par les utilisateurs. Sans outil de pilotage, le risque de dépassement augmente. Il est donc crucial d'associer les EMS pour garantir un fonctionnement fluide et éviter les pénalités surprises.

11. *Quelles mesures de transition recommanderiez-vous (mise en œuvre progressive, calendrier, communication, accompagnement client, outils de simulation, etc.) ?*

Une phase transitoire avec simulations, périodes sans sanctions, documents explicatifs clairs, formations pour des clients et des installateurs, et outils ouverts pour l'intégration dans des EMS sont indispensables. Des projets pilotes par segment d'utilisateur aideraient à ajuster la mise en œuvre.