Interne

Swissgrid SA
Bleichemattstrasse 31
Case postale
5001 Aarau
Suisse

T +41 58 580 21 11
info@swissgrid.ch
www.swissgrid.ch

Note explicative et informations sur le questionnaire
TSO-DSO Coordination: Etude de potentiel d'un marché de la flexibilité au service du réseau et du système

Date 9 septembre 2025

Rédigé par Raphael Wu
Market

Contenu

1 Introduction 2
1.1 Motivation 2
1.2 Projet «TSO-DSO Coordination (TDC)» 2
1.3 Questionnaire sur le potentiel du marché et groupe consultatif 2
2 TSO-DSO Coordination 3
2.1 Vision 3
2.2 Produits 5
2.2.1 Timing 6
2.2.2 Fourchettes de prix 7
2.3 Processus de coordination envisagé 8
2.3.1 Inscription et préqualification (ponctuelle/irrégulière) 8
2.3.2 Marché de flexibilité local 8
2.3.3 Activation et transparence 9
2.3.4 Marchés au niveau du réseau de transport 9
2.4 Possibilités de participation pour les GRD 9
2.4.1 Participation passive 9
2.4.2 Participation statique 10
2.4.3 Participation dynamique 10
2.4.4 Participation maximale 10
2.5 Possibilités de participation pour les FSP 10
2.5.1 FSP technique 11
2.5.2 FSP commercial 11
3 Glossaire 12
4 Annexe : Autres initiatives d'utilisation de flexibilité en Suisse 14
4.1 EQUIGY Crowd Balancing Platform (CBP) 14
4.2 Plateforme nationale de données et registre de flexibilité 14
4.3 Projet ENFLATE 14

Tous droits réservés, notamment le droit de reproduction et d'autres droits de propriété.
Toute reproduction ou communication à des tiers du présent document, en tout ou en partie, est interdite sans l'autorisation écrite expresse de Swissgrid SA.
Swissgrid SA exclut toute responsabilité quant aux éventuelles erreurs contenues dans ce document.

1 Introduction

Ce document décrit une vision développée par AEM, Axpo, BKW, CKW, ewz, Groupe E, Primeo Energie, Romande Energie, St. Galler Stadtwerke et Swissgrid dans le cadre du projet «TSO-DSO Coordination» (TDC) sur la manière dont les ressources énergétiques distribuées (RED) peuvent fournir des services au réseau et au système à l'avenir.

1.1 Motivation

La croissance de la capacité des RED accentue les défis pour le réseau électrique, notamment les congestions, les contraintes de tension et les déséquilibres du système. Cependant, les RED disposent également d'une flexibilité qui peut être utilisée pour relever ces défis. La flexibilité des RED peut être utilisée avec plusieurs outils, y compris les tarifs dynamiques de l'énergie, les contrats bilatéraux entre les GRD et les propriétaires de RED, l'utilisation garantie de la flexibilité (par exemple, l'utilisation en cas d'urgence ou la réduction de 3 % de la production annuelle d'énergie renouvelable), mais aussi les marchés de la flexibilité. Les RED peuvent déjà être agrégées pour fournir des services-système aujourd'hui, mais les GRD ne sont impliqués que lors du processus d'inscription. Compte tenu de l'expansion rapide des pompes à chaleur, de l'électromobilité et du photovoltaïque, ce système doit être étendu, car les GRD ont un besoin accru de flexibilité d'une part et doivent d'autre part éviter les dépassements des limites du réseau à cause de l'utilisation de la flexibilité par des tiers. À cette fin, un processus de coordination pour l'utilisation de la flexibilité décentralisée est en cours d'élaboration dans le cadre du projet TDC.

1.2 Projet «TSO-DSO Coordination (TDC)»

Le TDC vise à établir un mécanisme de coordination permettant aux RED flexibles de fournir des services de réseau et des services-système de manière efficace, évolutive et sécurisée pour le réseau. Avec l'entrée en vigueur des lois sur l'approvisionnement en électricité (LApEn) et sur l'énergie le 1er janvier 2025, un cadre juridique pour la flexibilité est mis en place en Suisse, définissant la propriété et l'accès à la flexibilité des RED. Le projet TDC répond au besoin accru de coordination entre toutes les parties concernées dans ce nouveau contexte juridique.

Le projet TDC a été lancé en 2021 en tant que projet pilote entre ewz, Swissgrid et EQUIGY (TDC Phase A), dans le cadre duquel un concept relativement simple basé sur des règles et des priorités a été développé et partiellement testé avec les principaux échanges de données entre le GRT, un GRD et un prestataire de services de flexibilité (FSP), à l'aide de l'EQUIGY Crowd Balancing Platform.

Au cours de la phase B du projet (2023-2024), le consortium a été élargi à neuf parties (GRT, GRD et FSP). Le concept de TDC a été affiné et complété par des considérations relatives à la conception du marché et des produits, à des modèles d'affaires potentiels pour développer et exploiter le mécanisme de coordination, à une analyse juridique et réglementaire et à une feuille de route approximative pour la mise en œuvre de la TDC.

L'actuelle phase C du TDC (2025-2026) vise à démontrer le fonctionnement du mécanisme de marché développé, en permettant aux GRD et au GRT de bénéficier de la flexibilité sans entraîner de problèmes dans les réseaux des autres gestionnaires de réseau. En outre, le potentiel du TDC (dans son ensemble, mais aussi ses produits et processus individuels) pour les FSP, les GRD et les GRT sera examiné.

1.3 Questionnaire sur le potentiel du marché et groupe consultatif

Ce document explique le mécanisme TDC et l'interaction de TDC avec d'autres initiatives sur la flexibilité en Suisse. Les répondants au questionnaire sont invités à lire ce document avant de fournir leurs commentaires.

Eraneos mène l'enquête et gardera toutes les réponses confidentielles. Les résultats seront préparés de manière anonyme et agrégée, de sorte que les réponses ne puissent pas être attribuées aux GRD ou aux FSP individuels.

En cas de questions, n'hésitez pas à contacter Tobias Moser : Tobias.Moser@eraneos.com.

Les résultats seront partagés dans le cadre du « groupe consultatif TDC », où les GRD et les FSP reçoivent une mise à jour sur le projet lors de 3 à 4 réunions virtuelles par an. Si vous êtes intéressé de participer dans le groupe consultatif, vous pouvez également contacter Tobias Moser.

2 TSO-DSO Coordination

2.1 Vision

La vision de TDC est que les RED peuvent fournir à la fois des services de réseau et de système au GRT et aux GRD tout en respectant les limites du réseau. La prestation de services est coordonnée puisque la flexibilité soit utilisée pour le service le plus urgent ayant la valeur la plus élevée à un moment donné. Les quatre rôles principaux impliqués sont les suivants :

- L'agrégateur, (abrévié comme FSP pour Flexibility Service Provider), qui agrège et offre la flexibilité et qui pilote les RED.
- l'opérateur de marché, qui gère le marché conjoint GRT-GRD et est donc responsable de l'exploitation de l'infrastructure et des logiciels d'échange de données et du traitement de coordination.
- le GRT et les GRD, qui agissent en tant que limiteurs, acheteurs de services de flexibilité et garants de la stabilité aux différents niveaux du réseau ; et
- le fournisseur et le groupes-bilan de la RED, qui peuvent recevoir des informations sur les activations de la flexibilité par TDC.

Figure 1 montre les avantages prévus pour TDC, qui permet aux GRD et au GRT d'accéder à un plus grand volume de flexibilité et de s'assurer que toutes les limites du réseau sont respectées. Les FSP et les propriétaires des RED bénéficient d'un empilement de valeur, ainsi que de processus simples et standardisés pour une offre de flexibilité. De plus, une transparence accrue est offerte aux fournisseurs et aux groupes-bilan.

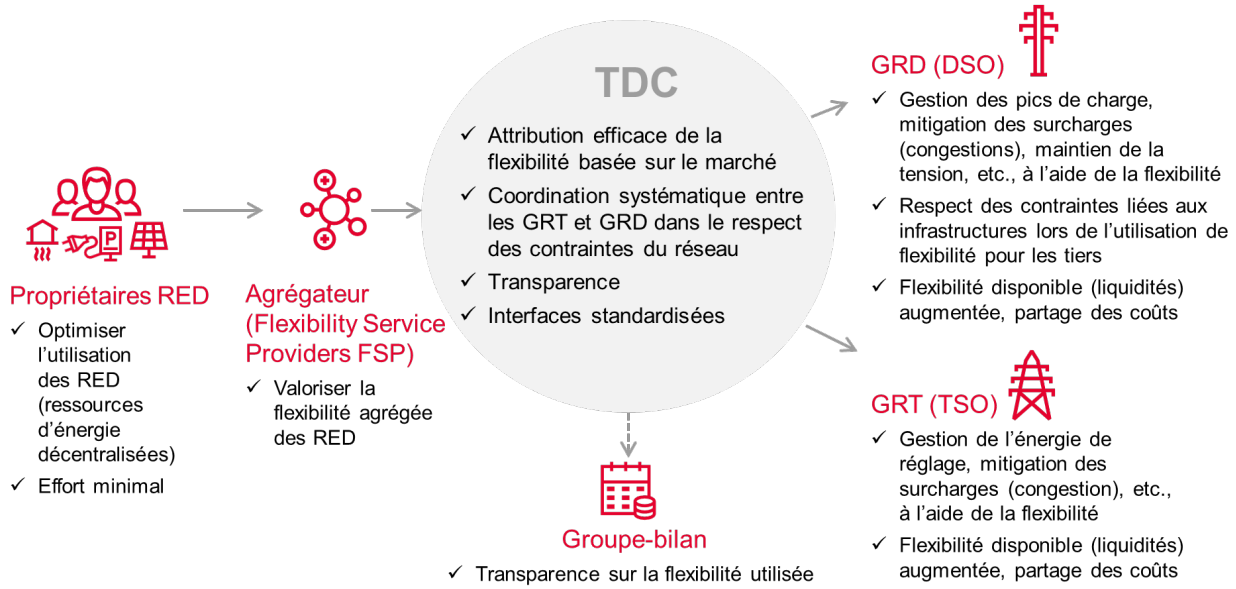

Figure 1: Vision de TSO-DSO Coordination (TDC).

En principe, l'utilisation de la flexibilité des RED devrait être aussi compatible que possible avec les marchés existants, mais les processus et les échanges de données existants pour les grandes centrales ne

couvrent pas tous les défis spécifiques aux RED. Par conséquent, de plus en plus de plateformes dédiées à l'accès au marché des RED sont développées dans toute l'Europe (par exemple en Scandinavie[1] et au Royaume-Uni[2]). TDC suit cette direction. Par rapport au statu quo sans coordination de la flexibilité entre les utilisateurs, la solution cible de TDC offre une utilisation de la flexibilité sûre du réseau, économiquement et techniquement efficace de la flexibilité à des fins de desserte du réseau et du système.

Les produits TDC prévus, le processus de coordination et les exigences de participation sont décrits dans les sections 2.2 - 2.5. Comme la mise en place d'un tel marché de flexibilité en Suisse prendra du temps pour toutes les parties concernées, le questionnaire posera des questions pour l'année cible 2030 et au-delà. En fonction des réponses, les produits et les processus seront priorisés pour la mise en œuvre. Comme les développements des RED sont soumis à d'importantes incertitudes pour chaque GRD et FSP, Figure 2 – Figure 4 donnent un aperçu de l'évolution jusqu'en 2024 et des scénarios jusqu'en 2035 pour aider à répondre au questionnaire.

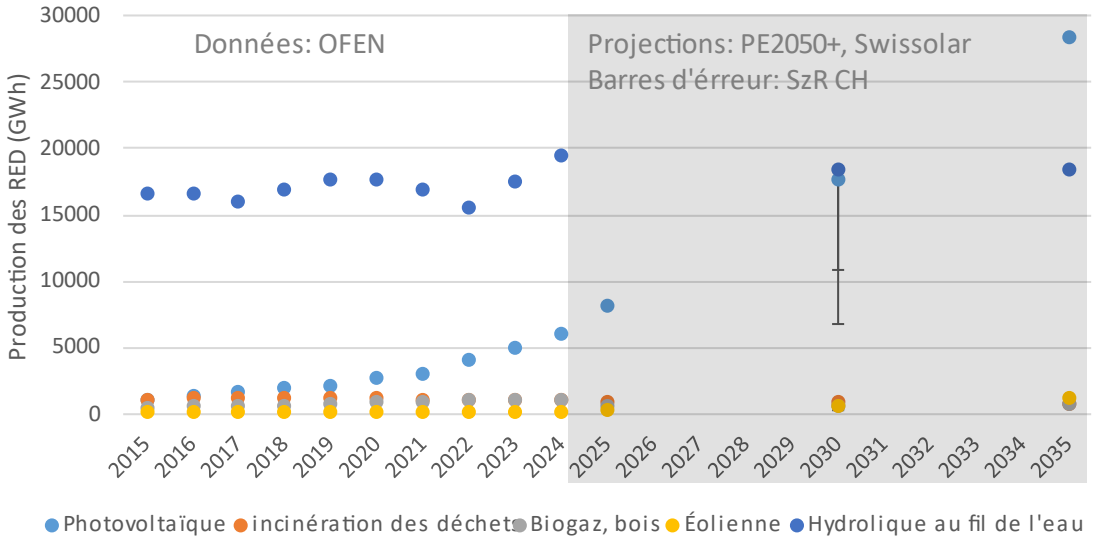

Figure 2: Production annuelle des ressources énergétiques distribuées. Les données historiques proviennent de Statistiques de l'OFEN, les projections proviennent de Moniteur solaire Swissolar, Cadre de scénarios Suisse (CdS CH) et le Perspectives énergétiques (PE) 2050+. Les barres d'erreur indiquent l'éventail des scénarios dans CdS CH pour 2030.

[1] Les marchés NODES en Norvège, en Suède et en Finlande : https://nodesmarket.com/

[2] Une vue d'ensemble de plusieurs marchés de flexibilité au Royaume-Uni est disponible à l'adresse https://www.energynetworks.org/industry/flexibility-services

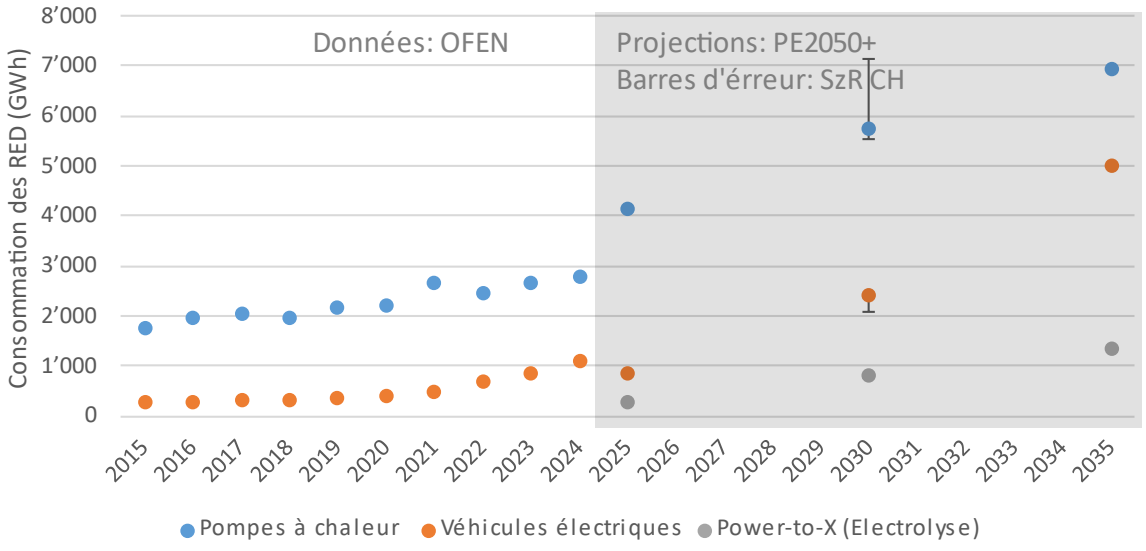

Figure 3: Demande annuelle des ressources énergétiques distribuées. Les données historiques proviennent de Statistiques de l'OFEN, les projections proviennent du Cadre de scénarios Suisse (CdS CH) et le Perspectives énergétiques (PE) 2050+. Les barres d'erreur indiquent l'éventail des scénarios dans CdS CH pour 2030.

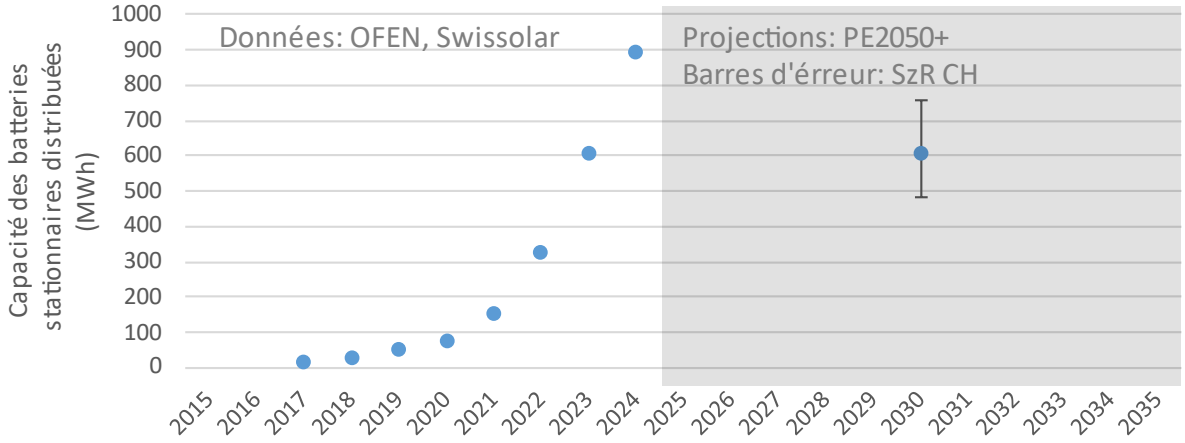

Figure 4: Capacité des systèmes de stockage d'énergie par batterie stationnaires distribués (BESS). Les données historiques proviennent de Statistique de l'énergie solaire de l'OFEN et Swissolar pour 2025, les projections proviennent de Cadre de scénarios Suisse (CdS CH) et le Perspectives énergétiques (PE) 2050+. Les barres d'erreur indiquent l'éventail des scénarios dans CdS CH pour 2030.

La comparaison des données statistiques jusqu'en 2024 avec les projections du cadre de scénario suisse actuel pour la planification du réseau (CdS CH) montre que le développement du photovoltaïque, de la mobilité électrique et des batteries distribuées est plus rapide que prévu, alors que les pompes à chaleur se développent plus lentement que dans les perspectives énergétiques.

Outre les technologies présentées dans Figure 2 – Figure 4, une augmentation significative des demandes de raccordement pour des batteries stationnaires et des centres de données à l'échelle de plusieurs mégawatt est possible au cours des prochaines années, ce qui n'est pas encore indiqué dans les statistiques de l'énergie. Si, en tant que DSO ou FSP, vous êtes déjà au courant d'une telle évolution dans votre réseau / portefeuille, veuillez également tenir compte de ces technologies lorsque vous répondez au questionnaire.

2.2 Produits

Deux types de produits sont prévus pour TDC. Les produits sont suggérés comme produit d'activation et de réservation et peuvent couvrir plusieurs pas de temps :

1. Power in-/decrease (augmentation / limitation de la puissance)
    a. Produit d'activation
    b. Produit de réservation à long terme
2. Power limitation (limitation de puissance)
    a. Produit d'activation
    b. Produit de réservation à long terme

Les principales différences entre ces produits sont le niveau d'agrégation et la responsabilité d'équilibrage:

- Le produit Power in-/decrease est basé sur le produit d'énergie de réglage tertiaire actuel de Swissgrid. Le produit Power in-/decrease comprend des informations de localisation (c'est-à-dire le marché local où il est livré, voir la section 2.3.1 ci-dessous). Les FSP peuvent agréger plusieurs RED à l'échelle nationale, régionale ou locale, en fonction de la répartition géographique de leur RED. Ce produit est compatible avec les marchés existants (voir la section 2.3.4 ci-dessous).
- Le produit Power limitation est toujours fourni à un seul point de raccordement au réseau. Le produit Power limitation peut être utilisé pour des services qui nécessitent une activation flexible à un nœud spécifique, tels que le contrôle de tension et la gestion de la congestion sur NR 6+7 ou à moyenne tension s'il y a un gros client qui ne peut pas fournir une offre Power in-/decrease (par exemple, si la flexibilité disponible ne peut pas être prévue). Cependant, pour maintenir l'équilibre du système, Power limitation sera activé avec un délai plus long (voir section 2.2.1 ci-dessous).
- Le produit de réserve permet de disposer d'une flexibilité suffisante à long terme, par exemple pour retarder le renforcement du réseau. Une offre de réservation à long terme acceptée est une obligation de placer des offres avec le volume correspondant sur le marché de l'activation pendant plusieurs intervalles de 15 minutes.

Les produits de Power in-/decrease et Power limitation peuvent également être fournis simultanément par la même RED, comme indiqué dans Figure 5.

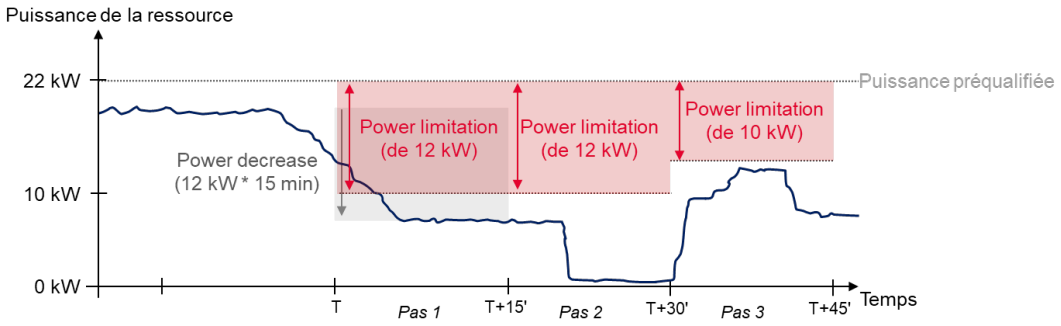

Figure 5: Exemple avec Power decrease et Power limitation fournies par la même RED.

2.2.1 Timing

Comme le montre le Figure 5, la durée de livraison pour tous les produits TDC est 15 minutes, donc chaque pas de temps dans TDC dure 15 minutes. Le calendrier proposé pour le marché d'activation de Power in-/decrease et Power limitation est indiqué dans Figure 6.

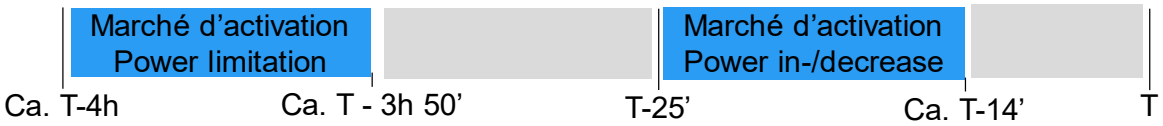

Figure 6: Calendrier proposé pour les marchés d'activation de Power in-/decrease et Power limitation.

Le processus de coordination envisagé durera environ 10 minutes. Le marché d'activation de Power limitation aura lieu environ 4 heures avant le début de la période de livraison T, car les groupes-bilan concernés auront besoin de temps pour réagir aux limitations des RED dans leur responsabilité d'équilibrage. Le

marché d'activation Power in-/decrease est rapprochée du temps réel avec un temps de fermeture de la porte de T-25 minutes, qui est aligné avec l'énergie de réglage tertiaire et permet de transmettre les offres à MARI (voir section 2.3.4 ci-dessous).

Le calendrier du marché de réservation n'a pas encore été défini, mais il peut être basé sur le marché de puissance de réglage existantes (c'est-à-dire 2 jours ou 1 semaine avant la livraison) jusqu'à plusieurs mois ou années à l'avance pour assurer un volume suffisant pour retarder le renforcement du réseau.

2.2.2 Fourchettes de prix

Bien qu'il soit très difficile de prédire les fourchettes de prix pour le marché des TDC et que ce document ne tente pas de le faire, quelques sources d'information pertinentes existent qui pourraient donner un ordre de grandeur attendu. Étant donné que le produit Power in-/decrease est basé sur l'énergie de réglage tertiaire, les fourchettes de prix historiques indiquées en Figure 7 pourrait donner une indication. A noter que 2022 était l'année de la crise énergétique, avec des prix en partie exceptionnels.

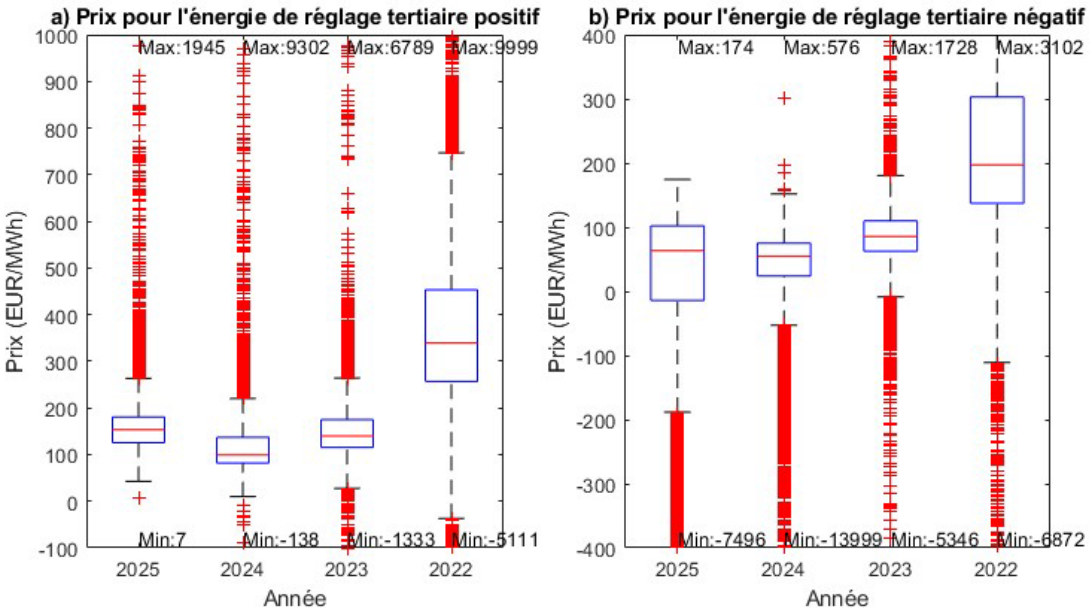

Figure 7: Répartition des prix d'énergie de réglage tertiaire positifs (à la hausse) et négatifs (à la baisse) de 2022 à juin 2025. Les prix positifs pour l'énergie de réglage positif (a) signifient que Swissgrid a payé les FSP. Les prix positifs pour l'énergie de réglage négatif (b) signifient que les FSP ont payé Swissgrid pour la réception de l'énergie. Les boîtes à moustaches montrent la médiane (rouge), les 25e et 75e centiles (boîte bleue) et les valeurs aberrantes qui se trouvent à l'extérieur de 1,5 fois l'écart interquartile (ligne pointillée). Le prix maximum et le prix minimum pour chaque année sont indiqués sur une étiquette en haut et en bas des parcelles. Chaque point de données est le prix de l'énergie de réglage tertiaire pour un seul intervalle de 15 minutes de l'année, calculé en moyenne pour toutes les offres activées. Source des données : Vue d'ensemble de l'énergie Suisse.

L'hypothèse actuelle est que les FSP envisageraient des coûts d'opportunité similaires pour Power in-/decrease que pour l'énergie de réglage tertiaire, sauf que certaines petites technologies de RED pourraient faire face à des coûts d'intégration plus élevés que les quelques grandes centrales électriques qui étaient historiquement dominantes sur le marché.

En ce qui concerne la valeur maximale de la flexibilité pour les GRD, on suppose qu'ils pèsent le coût de l'utilisation de la flexibilité par rapport à d'autres mesures :

1) Pour résoudre des congestions et contraintes de tension, les GRD pourraient au maximum payer autant que ce que l'expansion du réseau coûterait pour résoudre le problème. Si la flexibilité est utilisée comme mesure temporaire jusqu'à ce que l'expansion du réseau soit terminée, le coût d'autres mesures temporaires peut être utilisé comme référence.

2) Pour la réduction de la charge de pointe, la volonté de payer est donnée par le tarif mensuel de charge de pointe que le GRD paie au gestionnaire du réseau à haute tension.

2.3 Processus de coordination envisagé

Pour atteindre l'objectif décrit dans la section 2.1, le processus de coordination Figure 8 est envisagée. Le processus de coordination envisagé est décrit dans les sections ci-après.

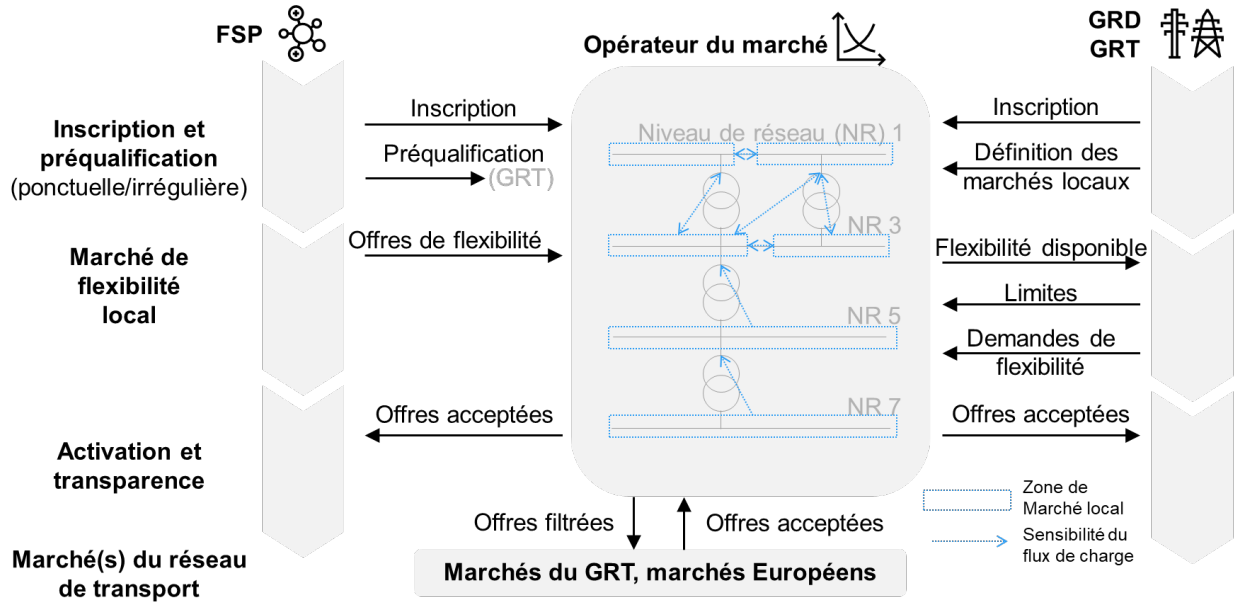

Figure 8: Vue d'ensemble du processus de coordination GRT-GRD prévu.

2.3.1 Inscription et préqualification (ponctuelle/irrégulière)

Les nouveaux FSP et GRD s'enregistrent et se connectent aux interfaces d'échange de données. Les FSP et leurs portefeuilles de RED sont préqualifiés. Les GRD et le GRT définissent les zones de marché locales (carrés bleus dans Figure 8) à différents niveaux du réseau (NR), qui définissent où la Power in-/decrease doit être livré. Le GRT et les GRD calculent également les sensibilités de flux de charge (flèches bleues dans Figure 8) entre les zones de marché locales, pour que l'impact d'une activation de la flexibilité, par exemple du NR 7 sur l'NR 5, est pris en compte dans le marché.

2.3.2 Marché de flexibilité local

Les FSP soumettent leurs offres. L'opérateur du marché transmet l'information sur la flexibilité disponible (zone de marché local et volume) aux GRD et au GRT. Sur cette base, le GRT et les GRD peuvent calculer le volume d'activation de la flexibilité qu'ils peuvent autoriser sans dépasser les limites du réseau, et le volume de flexibilité dont ils ont eux-mêmes besoin. Les limites qui en résultent et les demandes de flexibilité sont communiquées à l'opérateur du marché.

Après cela, l'opérateur du marché tourne l'optimisation, et détermine quelles offres le seront activés. Les influences du réseau entre les différentes zones du réseau sont prises en compte (flèches bleues dans Figure 8). En outre, la capacité restante dans le réseau de distribution est calculée, qui est ensuite utilisée pour filtrer les offres dans la section 2.3.4.

Note 1 : La manière dont la gouvernance, l'introduction et le fonctionnement du marché seront organisés (par exemple, qui assume le rôle d'opérateur de marché) n'est pas encore définie. Cela sera discuté vers la fin de la Phase C du projet.

Remarque 2 : Bien que les GRD soient principalement responsables de la vérification des congestions ou des problèmes de tension dans leurs propres réseaux, ils sont normalement également responsables de maintenir la tension à un niveau convenu aux transformateurs vers les réseaux à tension plus basse. Par conséquent, les GRD peuvent également définir des limites ou demander de la flexibilité pour assurer un fonctionnement sûr du réseau à tension plus basse.

2.3.3 Activation et transparence

Les FSP sont informés des offres sélectionnées, et les FSP activent les RED en conséquence. En outre, les gestionnaires de système sont informés de la flexibilité activée qui affecte leur réseau. Les groupes-bilan sont également informés de l'activation de la flexibilité qui les affecte.

2.3.4 Marchés au niveau du réseau de transport

Ce processus permet aux FSP de participer également aux marchés internationaux (par exemple, la plateforme d'énergie de réglage MARI). À cette fin, les offres sont filtrées en fonction de la capacité restante dans le réseau de distribution, puis transmises à la plateforme. Une fois que le marché au niveau du réseau de transport est dégagé, les FSP et les gestionnaires de réseau seront informé des nouvelles offres activées en utilisant le processus décrit en section 2.3.3.

2.4 Possibilités de participation pour les GRD

Afin de réduire les obstacles à la participation des GRD, l'objectif de TDC est de maintenir les exigences au minimum requis. Un aperçu approximatif des données requises, des processus et des possibilités de participation prévues au GRD est présenté dans Figure 9.

	Participation			
	passive	statique	dynamique	maximale
Données requises				
Mesures proches du temps réel	aucunes		partielles	réseau entier
Modèle du réseau	aucun	topologique		récent + flux de charge
Prévisions (lignes de base, flux de charge, tension)	aucunes	données historiques	court-terme	haute résolution
Processus				
Calculs	aucuns	estimations	à l'aide des données	opt. flux de charge
Contraintes (tension, congestions)	aucunes	limites statiques	séries chronol.	avec flux de charge
Besoin de flexibilité	aucun	à l'aide des données historiques		prévus et calculés

Figure 9: Aperçu des possibilités de participation des GRD.

Même que les colonnes en Figure 9 montrent quatre catégories distincts de « passif » à « maximum », chaque GRD ne doit pas forcément se retrouver dans une seule colonne pour toutes les données et tous les processus. De plus, le concept de coordination TDC devrait permettre aux GRD de démarrer simplement (passif/statique) et d'évoluer au fil du temps. Certains GRD du projet TDC étudient actuellement comment les GRD pourraient participer dans la pratique.

2.4.1 Participation passive

Si un GRD n'a pas de besoins de flexibilité et ne s'attend pas à une violation des contraintes de réseau à cause de l'activation de la flexibilité par des tiers, aucune participation active n'est requise. Dans ce cas, le

GRD ne peut approuver que l'enregistrement de nouvelles RED. En contrepartie, l'opérateur de marché de TDC peut informer le GRD des activations de tiers dans son réseau.

2.4.2 Participation statique

Dans ce cas, le GRD fait des études de réseau hors ligne à intervalles irréguliers, en analysant quelques scénarios représentatifs. S'il y a des violations de contraintes de réseau attendues si tous les RED enregistrés ont été activés, le GRD peut imposer des limites statiques à l'activation. Par exemple, le GRD pourrait imposer que l'activation totale de son réseau ne dépasse jamais 1MW. De plus, s'il y a des besoins de flexibilité récurrents, ceux-ci peuvent être définis hors ligne et à l'avance. Par exemple, un GRD peut définir un ordre récurrent automatique sur TDC pour réduire la charge chaque jour de la semaine pendant les heures de pointe d'1 MW si le prix est de X EUR/MWh ou moins.

Pour assurer l'efficacité du marché, il ne faut pas utiliser des niveaux de participation simplifiés pour définir des limites très conservatrices, qui réduisent la liquidité au détriment du marché dans son ensemble. Par conséquent, l'impact des limitations sur le marché devrait être minimisé et les limitations devraient être calculées selon des critères transparents et vérifiables. De plus, si possible, le niveau de participation statique devrait être temporaire sur la voie vers une participation plus dynamique.

2.4.3 Participation dynamique

Plutôt que d'utiliser des limites statiques et des ordres récurrents automatiquement comme dans le cas d'une participation statique, le GRD peut utiliser des données récentes et des mesures en direct pour créer des prévisions à court terme et calculer ses propres besoins de flexibilité et ses limites d'activation de manière plus dynamique. Des calculs basés sur des données des compteurs intelligents et des mesures provenant de postes de transformation pourraient être utilisés.

2.4.4 Participation maximale

Dans ce cas, le GRD dispose d'une visibilité complète de son réseau en temps réel, de prévisions sophistiquées et d'un modèle de réseau pour des simulations ou des optimisations de flux d'énergie en ligne. Bien que ces outils et ces données rendraient l'achat de flexibilité et le calcul des limites très efficaces, cela pourrait ne pas être réaliste ni nécessaire pour tous les GRD.

2.5 Possibilités de participation pour les FSP

Contrairement au GRD, l'FSP doit être un participant très actif sur le marché sans grandes simplifications. Néanmoins, comme le montrent la Figure 10, il est possible de répartir les tâches entre un FSP technique et un FSP commercial. L'FSP technique fait face à la flotte de RED individuels (abrégés en TE pour « Technical Entities »), tandis que le FSP commercial s'occupe d'interagir avec le marché, en soumissionnant les offres avec des unités de prestation de services (SPU) et des groupes de prestation de services (SPG) qui permettent l'agrégation des TE.

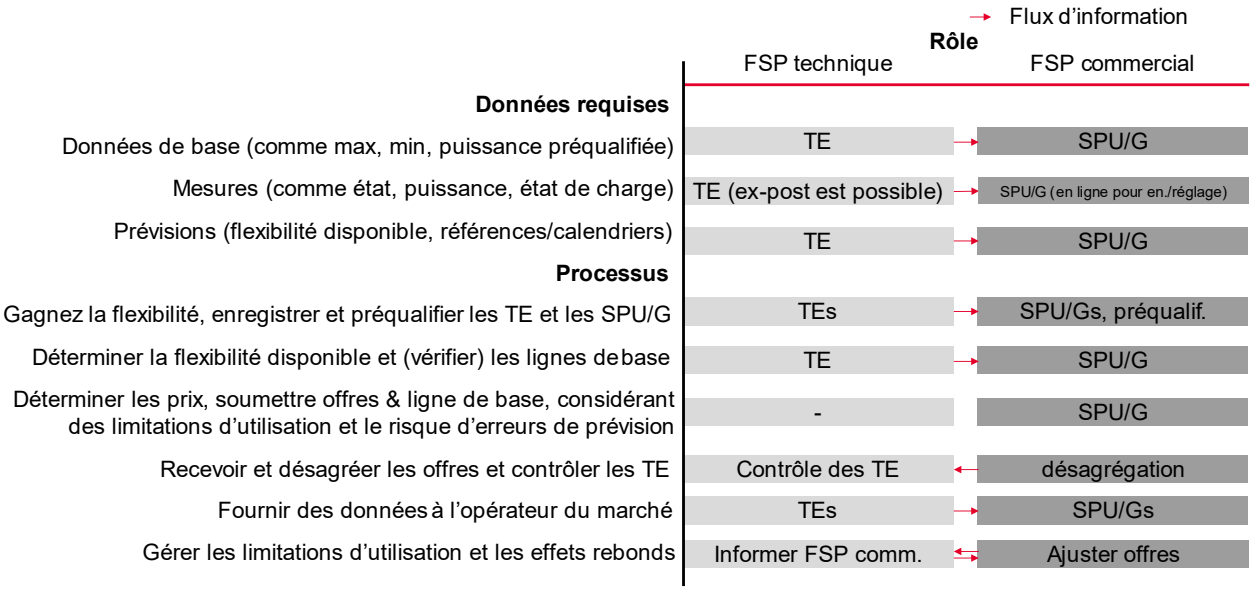

Figure 10: Possibilités de participation du FSP.

2.5.1 FSP technique

La responsabilité du FSP technique est de gérer les TE individuels. À l'aide de données structurelles et de mesures récentes ou en temps réel, le FSP technique prévoit la flexibilité disponible. Le FSP technique également soumet ou confirme une ligne de base (« baseline » en Anglais, c'est-à-dire le comportement de la TE sans activation de la flexibilité). La flexibilité disponible au niveau de la TE et les informations de base sont transmises au FSP commercial, qui crée des agrégations et des offres pour le marché.

Après l'optimisation du marché, le FSP technique reçoit des informations sur l'activation de la part du FSP commercial, met à jour les points de consigne des TE en conséquence et surveille les TE. Les données de surveillance sont également transmises au FSP commercial, qui peut à son tour transmettre les données à l'opérateur de marché pour la facturation.

Le FSP technique est également tenu de gérer les limitations d'utilisation, l'incertitude de disponibilité et les effets rebond. Certains TE de sa flotte peuvent n'être activés que quelques fois par jour/semaine/mois, d'autres peuvent devenir indisponibles de manière inattendue. De plus, les effets de rebond peuvent obliger le FSP technique à mettre à jour les lignes de base des TE précédemment activés.

2.5.2 FSP commercial

Le FSP commercial reçoit des informations de niveau TE du FSP technique et utilise ces informations pour créer des agrégations dans les SPU et les SPG. Les SPU sont des ensembles de 1 ou plusieurs TE connectés au même point de connexion au réseau, qui peuvent fournir un service. Les SPG sont des ensembles d'TE connectés à différents points de connexion au réseau, mais qui ne peuvent pas fournir un service individuellement (par exemple, ils n'atteignent pas le volume minimal de l'offre).

Le FSP commercial effectue également toutes les tâches liées au marché, telles que la préqualification des SPU/G et la création, le suivi et la mise à jour des offres. Pour déterminer les prix appropriés, le FSP commercial a également besoin d'informations sur le coût d'activation des TE. Ces informations sont fournies par le propriétaire de la TE, soit directement, soit par le FSP technique. Le FSP commercial gère les limitations d'utilisation, l'incertitude de disponibilité et les effets de rebond au niveau SPU/G.

3 Glossaire

Terme en Français (et en Anglais)	Description
Contrat bilatéral (pour l'utilisation de la flexibilité)	Contrat bilatéral entre le GRD et le propriétaire de la flexibilité pour un le réseau selon OApEI RS 734.71 Art. 8c al. 1-3
CBP (Crowd Balancing Platform)	La plateforme d'EQUIGY pour la connexion des RED
CdS CH	Cadre de scénarios Suisse pour la planification des réseaux électriques
Congestion	Une surcharge d'un élément du réseau
GRD (DSO)	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT (TSO)	Gestionnaire de réseau de transport
Fournisseur	L'entité qui fournit l'électricité aux RED ou acquiert la production des RED.
FSP (Flexibility Service Provider)	Fournisseur de services de flexibilité. Les FSP peuvent être des agrégateurs techniques et commerciaux.
LApEI	Loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité
Ligne de base (baseline)	Une référence contrefactuelle sur la puissance qui aurait été retiré ou injecté s'il n'y avait pas eu d'activation de la flexibilité.
MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	Une plateforme européenne pour l'activation d'énergie de réglage tertiaire
MW(h)	Mégawatt (heures)
NR	Niveau du réseau
OApEI	Ordonnance fédérale sur l'approvisionnement en électricité
OFEN	Office fédéral de l'énergie
Offre (bid)	Offre de flexibilité adaptée à un produit spécifique
PE2050+	Perspectives énergétiques 2050+
Puissance disponible (Available power)	Puissance moyenne disponible pour la fourniture d'un service de flexibilité par un RED. Cette valeur peut être inférieure à la puissance préqualifiée pour des technologies telles que les véhicules électriques, car la majeure partie de la flotte peut ne pas être disponible pour se recharger à la puissance nominale à tout moment. Voir aussi « Puissance préqualifiée » et « Puissance nominale »
Puissance nominale (nominal power)	La puissance active maximale du RED (voir aussi « Puissance préqualifiée » et « Puissance disponible »)
Puissance préqualifiée (prequalified power)	La puissance avec laquelle la RED peut participer aux marchés d'énergie de réglage de Swissgrids (voir aussi « Puissance nominale » et « Puissance disponible »)
Produit	Un produit (de flexibilité) est une unité échangeable de flexibilité qui est offerte par un FSP, avec des attributs tels que le prix, le volume et le délai de livraison. Il est possible qu'un seul produit puisse être utilisé pour plusieurs services tels que la gestion de la congestion et le contrôle de l'énergie.

RED	Ressource énergétique distribuée. Terme générique désignant des technologies telles que les batteries, les pompes à chaleur ou les chargeurs de véhicules électriques. Voir aussi « TE ».
Réduction de la charge de pointe	Réduction de la charge de pointe mensuelle afin de minimiser le paiement des tarifs d'utilisation du réseau au gestionnaire de réseau à tension plus haute
Sensibilité de flux de charge	Nombre compris entre -1 et 1 qui quantifie dans quelle mesure le flux d'énergie à travers un élément du réseau (transformateur / ligne) change lorsque l'injection d'énergie dans une zone de marché local est modifiée.
Service	Le terme service (flexibilité) est utilisé pour décrire l'objectif pour lequel un gestionnaire de réseau procure de la flexibilité, comme la gestion d'une congestion ou l'énergie de réglage.
SPG (Service Providing Group)	Groupe prestataire de services. Groupe de TE et/ou SPU. Les TE d'un SPG doivent remplir des critères de préqualification comme groupe.
SPU (Service Providing Unit)	Unité de prestation de services. Groupe de 1 ou plusieurs TE connectés au même point de connexion au réseau. Si l'ensemble des TE d'une SPU ne remplit pas les critères de préqualification, la SPU doit être combinée avec d'autres TE/SPU pour former une SPG.
TDC	TSO-DSO Coordination
TE (Technical Entity)	Entité Technique, une RED unique qui peut être contrôlé individuellement et qui ne peut pas être subdivisé davantage.
Utilisation à base d'un marché	la flexibilité achetée à base d'un marché, telle qu'imaginée avec le TDC (par opposition aux contrats bilatéraux ou l'utilisation garantie)
Utilisation garantie	Utilisation de la flex imposée par le GRD, selon OApEl RS 734.71 Art. 8c al. 5-6 et selon LApEl Art. 17c al. 4

4 Annexe : Autres initiatives d'utilisation de flexibilité en Suisse

Outre que TDC, plusieurs initiatives Suisses visent à utiliser la flexibilité des RED. Voici quelques initiatives clés qui sont pertinentes pour TDC.

4.1 EQUIGY Crowd Balancing Platform (CBP)

EQUIGY est une joint-venture des GRT des Pays-Bas, d'Allemagne, d'Autriche, d'Italie et de Suisse. Le produit développé par EQUIGY, la Crowd Balancing Platform CBP, permet l'échange de données entre les GRT, les GRD et les agrégateurs. Alors que les registres de données et les interfaces existants pour les services de réseau et de système sont principalement adaptés aux grandes installations, il existe diverses initiatives pour faciliter l'accès aux ressources décentralisées. Le principal avantage des plateformes dédiées pour les RED est l'évolutivité des pools disposant de nombreuses petites ressources, tant pour l'échange de données que pour l'automatisation de certains processus (par exemple, la vérification de la livraison). Cela réduit l'obstacle à l'entrée sur le marché pour les RED et ses agrégateurs.

Pertinence pour TDC : À l'avenir, le CBP pourrait être utilisé comme interface pour les échanges de données TDC entre les FSP, les GRD, le GRT et l'opérateur de marché.

4.2 Plateforme nationale de données et registre de flexibilité

La loi sur l'approvisionnement en électricité (art. 17g al. 4 LApEl) prévoit la mise en place d'une plateforme nationale de données pour le secteur de l'électricité. Le processus de mise en place de la plateforme nationale de données est en cours (plus d'informations sont disponibles sur le site de l'OFEN[3]). La loi sur l'approvisionnement en électricité ouvre la possibilité d'étendre la plateforme nationale de données à un registre de flexibilité (par exemple en incluant également le statut de préqualification des RED), bien que cela ne soit pas prévu lors de la première mise en œuvre de la plateforme nationale de données, et que les responsabilités entre Swissgrid, l'exploitant de la plateforme nationale de données et les autres parties concernées potentielles doivent encore être clarifiées.

Pertinence pour TDC: Une fois établie, la plateforme nationale de données pourrait faciliter le processus d'enregistrement des RED décrits à la section 2.3.1.

4.3 Projet ENFLATE

Le projet Horizon de l'UE « ENFLATE »[4] comprend un démonstrateur suisse où un marché local de flexibilité très similaire à TDC est testé sous la direction de la Hochschule Luzern.

Pertinence pour TDC : Les résultats d'ENFLATE seront pris en compte pour les phases futures de TDC.

[3] https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/numerisation-et-geoinformation/plateforme-de-donnees-pour-le-secteur-de-electricite.html

[4] https://enflate.eu/