Evolution de la
Documentation Technique de Référence de RTE

Consultation relative à l'ajout du grid forming dans les exigences des capacités constructives des unités de stockage non synchrone de type C et D

Bilan de consultation

Avril 2026

SOMMAIRE

1 Contexte 3
2 Concertation 4
3 Consultation 4
3.1. Calendrier de publication de RfG 2.0 et anticipation de l'exigence grid forming pour les unités de stockage non synchrone 5
3.2. Grid forming pour les unités de production 6
3.3. Expérimentation sur le *retrofit* d'onduleurs d'unités de stockage déjà en service pour les faire basculer en Grid forming 6
3.4. Documentation en anglais 7
3.5. Simplification de l'expression du besoin 7
3.6. Catalogue de matériels certifiés grid forming 8
3.7. Grid forming sans surdimensionnement, dans les limites constructives de l'unité 9
3.8. Conséquence sur la file d'attente 9
3.9. Reconstitution du réseau, black-start, compensation et inertie 10
3.10. Compensation ou rémunération 10
3.11. Maturité de l'exigence grid forming et besoin de vulgarisation 11
3.12. Reformulation dans les situations limites 11
3.13. Paramètres à définir dans la convention d'exploitation et de conduite 12
3.14. Valeur théorique de l'impédance xeff 12
3.15. Critère d'acceptation et réponse aux variations de SCR 12

1 Contexte

L'insertion d'un volume important d'unités de production ou de stockage interfacées par électronique de puissance transforme la façon d'assurer la stabilité du système électrique. Des phénomènes d'interaction entre convertisseurs vont par exemple s'amplifier et réduire la capacité du réseau à résister à des perturbations très rapides (de l'ordre de la dizaine de millisecondes).

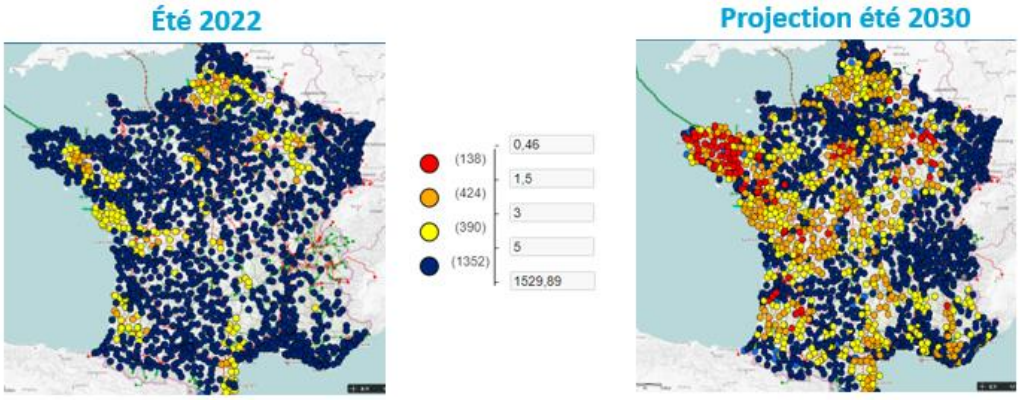


Figure 1 - indicateur ESCR pour mesurer l'évolution de la stabilité entre convertisseurs sur une situation d'été entre 2022 et 2030.
(ESCR – Equivalent Short Circuit Ration – indicateur représentant la force du réseau en un nœud.
3 est la valeur limite basse classiquement utilisée pour mesurer l'apparition du risque)

Les convertisseurs (ou onduleurs) sont aujourd'hui configurés pour fonctionner en « grid following » : ils se synchronisent avec la tension et la fréquence qu'ils mesurent sur le réseau, mais ne s'opposent pas aux éventuelles variations lors d'une perturbation.

Un convertisseur en mode « grid forming » génère ses propres signaux de fréquence et de tension, ce qui signifie qu'au lieu de suivre les signaux d'autres installations, l'unité peut maintenir son fonctionnement et contribuer à la stabilité en cas de perturbation du réseau. Cette contribution se fait sans modifier le fonctionnement de l'unité ni perturber la qualité du service (par exemple la participation à un service système fréquence ou tension).

Les unités de stockage non synchrone permettent un contrôle en « grid forming » dans les limites constructives déjà prévues par l'unité (dimensionnement en puissance, en énergie) sans interférer avec le fonctionnement de l'unité (services systèmes ou injection/soutirage d'énergie).

La présente consultation vise à introduire une exigence grid forming dans les capacités constructives attendues des unités de stockage non synchrone de type C et D.

Cette exigence est établie selon la proposition de modifications du code RfG (*Requirements for Generators*) publiée par l'ACER en décembre 2023[1] (code RfG 2.0) - en particulier les Articles Y(7) et

[1] https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations_annex/ACER_Recommendation_03-2023_Annex_1a_NC_RfG_TC_to_original.pdf

21(4) - et du rapport technique « GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES » publié par l'ENTSO-E[2] le 03 octobre 2025.

La date de l'entrée en vigueur de la nouvelle version du code RfG 2.0 n'est pas encore communiquée par la Commission Européenne. Néanmoins, un certain nombre de gestionnaires de réseau de transport européen mettent en œuvre le grid forming pour les unités de stockage non synchrone.

2 Concertation

Afin de recueillir l'avis des clients utilisateurs du réseau public de transport, RTE a présenté le sujet en GT producteurs et stockeurs de la CAR du 09 octobre 2025. Une concertation sur les évolutions envisagées de la Documentation Technique de Référence (DTR) s'est déroulée du 09 au 31 octobre, accompagnée de deux ateliers techniques les 04 et 17 novembre 2025.

Les supports de la réunion ont été diffusés aux membres du GT et sont également disponibles sur la plateforme concerte.fr : https://www.concerte.fr/concertation/concertation-capacit%C3%A9s-constructives-stockage-type-c-d-grid-forming

Les documents mis en concertation étaient les suivants :

- Description de l'exigence grid forming qui sera intégrée à la trame de cahier des charges des capacités constructives ;
- La fiche de contrôle de conformité associée.

Ils ont été traduits en anglais afin de recueillir le plus grand nombre de contributions notamment de fournisseurs de matériels.

Les ateliers techniques du 04 et 17 novembres ont permis de détailler au niveau technique l'exigence et de répondre aux questions soulevées. Les supports de présentation de ces deux ateliers avec le bilan synthétisant les réponses aux contributions sont disponibles sur la page concerte.fr dédiée à la concertation[3].

3 Consultation

À l'issue de la phase de concertation et des deux ateliers techniques, lors du GT producteurs et stockeurs du 10 décembre 2025, RTE a proposé de soumettre trois (3) documents à la consultation des acteurs jusqu'au 08 février 2026 :

- Article 8.3.3 Trame de procédure de contrôle de conformité - Producteur et stockeur

[2] https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/20251104_GRID_FORMING_CAPABILITY_OF_POWER_PARK_MODULES.pdf

[3] Atelier du 04 novembre : https://www.concerte.fr/system/files/concertation_commentaire/20251104_Concertation_GridForming_atelier_technique.pdf

Atelier du 17 novembre : https://www.concerte.fr/system/files/concertation_commentaire/20251117_Concertation_GridForming_atelier_technique_n2%20%282%29.pdf

- Article 8.3.3 – Fiche I18 – Grid forming
- Article 8.3.4 CDC des capacités constructives – Stockeur

Les supports de la réunion ont été diffusés aux membres du GT et sont disponibles sur la plateforme concerte.fr : https://www.concerte.fr/concertation/consultation-capacit%C3%A9s-constructives-grid-forming-08-f%C3%A9vrier-2026

En réponse à la consultation, RTE a reçu 32 contributions de la part de 4 acteurs : EDF, ENERPLAN, ENGIE, et SER. Aucun acteur n'a fait part de sa volonté de conserver l'anonymat dans ses contributions.

Les acteurs accueillent favorablement l'introduction de cette exigence dans la DTR. Les différents retours sur les documents soumis à consultation sont groupés et synthétisés par thème ci-dessous.

3.1. Calendrier de publication de RfG 2.0 et anticipation de l'exigence grid forming pour les unités de stockage non synchrone

EDF accueille positivement l'introduction de l'exigence en grid forming pour les batteries, allant dans le sens d'une contribution de tous les actifs à la stabilité du réseau. Mais il déplore le retard pris par la commission européenne sur l'approbation du code de réseau RfG 2.0, conduisant à des déclinaisons anticipées au niveau national induisant le risque que certaines exigences soient déclinées différemment entre les états membres, conduisant in fine à des surcouts pour le système électrique (non-visibilité pour les fabricants d'équipements, nécessité de retrofit ultérieurement).

Enerplan demande à RTE de préciser dans la DTR que ces exigences de Grid Forming sont transitoires, et qu'elles seront applicables jusqu'à la publication du code RfG v2.

Le SER demande à RTE de justifier le calendrier de la consultation sur le Grid Forming, qui intervient entre la publication du rapport de l'ENTSO-E et la modification des codes RFG européens. Le SER note de plus que RTE demande des procédures de test qui ne sont pas recommandées par le rapport ENTSOE (3.14.2.3), ce qui interroge quant à la nécessité de publier la DTR dans des délais aussi courts.

ENGIE demande à RTE de communiquer régulièrement sur le calendrier de publication du futur code RfG, car le cadre temporaire proposé par RTE a vocation à anticiper des exigences qui devront être applicables dès lors que le code RfG 2 sera applicable. De plus, ENGIE reste préoccupée par la multiplication des concertations RTE, elles risquent de fausser les règles du jeu entre les actifs Français et ceux situés au-delà des frontières, si chaque Etat met en place des règles non cordonnées, selon ENGIE cela irait à l'encontre de l'objectif des code réseaux de l'UE communs applicables aux Etats membres. ENGIE demande que le caractère temporaire de ces dispositions soit explicitement mentionné dans la DTR, en particulier dans l'hypothèse où la révision du code RfG serait amenée à être repoussée de plusieurs années.

Réponse :
RTE rappelle que le calendrier de publication de la mise à jour du code européen RfG 2.0 est de la responsabilité de la Commission Européenne. Les gestionnaires de réseau européens (GRT) doivent cependant anticiper les évolutions du système électrique, c'est pourquoi l'ENTSOE continue de travailler sur la spécification d'exigences techniques de raccordement.
L'exigence grid forming proposée par RTE n'est pas transitoire. Elle est applicable dès la publication de la DTR, et est conforme à la proposition de texte de l'ACER de 2023 et aux rapports techniques de

l'ENTSOE. La publication du code RfG 2.0 par la Commission Européenne ne devrait pas changer la description de l'exigence. Si tel était le cas, RTE adapterait les textes une fois qu'ils entreront en vigueur.
Le calendrier de concertation proposé par RTE est justifié par les besoins identifiés pour le système électrique dans les prochaines années, et par l'exhaustivité des travaux menés sur le sujet. La plupart des GRTs commencent également à appliquer cette exigence, dans le respect de la proposition de l'ACER et des travaux de l'ENTSOe. L'harmonisation au niveau européen est garantie par les discussions menés par les GRTs et les parties prenantes représentants les filières de production ou de stockage. L'ENTSOe a par ailleurs communiqué sur le besoin d'appliquer dès à présent les dispositions exposées dans le projet RfG 2.0 de l'ACER. [4]

3.2. Grid forming pour les unités de production

EDF considère que le grid forming apporté par les unités de production non synchrones (PV, éoliens par exemple) tels que prévu par le projet RfG 2.0 permettront une meilleure contribution de l'ensemble des actifs à la stabilité du réseau. EDF demande à RTE de préciser comment seront déclinées ces exigences et notamment si RTE prévoit de le faire par anticipation ou bien à l'entrée en vigueur du code RfG v2.

Réponse :
RTE rappelle que la présente consultation n'est pas applicable aux unités de production. Le calendrier de concertation pour ce type d'unité n'est pas encore fixé.

3.3. Expérimentation sur le *retrofit* d'onduleurs d'unités de stockage déjà en service pour les faire basculer en Grid forming

ENGIE, SER et ENERPLAN ont pris note de l'expérimentation en cours entre l'entreprise Neoen et RTE sur le *retrofit* d'onduleurs en Grid Forming. Ils se réjouissent de cette initiative permettant de faire participer les acteurs aux avancées de R&D sur la gestion et l'équilibrage des réseaux mais considèrent que cette initiative illustre le caractère émergent de ces technologies et l'absence de retour d'expérience robuste à ce stade. C'est pourquoi :

- Enerplan demande à RTE de tenir des résultats de cette expérimentation pour potentiellement mettre à jour ses exigences et proposer un cadre de rémunération si des impacts sur le fonctionnement de la batterie sont mesurés.
- Enerplan tient à signaler que les solutions de Grid Forming varient selon les fabricants d'onduleurs, et qu'il faut donc veiller ne pas généraliser automatiquement des exigences qui fonctionneraient uniquement avec une partie des équipements. En effet, il nous été remonté qu'il existe différentes façons de faire du Grid Forming et chaque constructeur a sa propre méthode
- ENGIE et SER demandent que, pour chaque valeur fixe proposée, RTE définisse une plage raisonnable, permettant d'encadrer la montée en maturité technologique tout en limitant raisonnablement le risque de non-conformité pour les acteurs concernés.
- ENGIE demande à RTE d'introduire dans la DTR un principe de souplesse. Les évolutions proposées doivent constituer un objectif à atteindre, et non un cadre rigide susceptible

[4] https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/2025/251211_SDC_Position_paper_on_CNC_2.0.pdf

d’exposer les producteurs à un risque de non-conformité dès leur mise en œuvre. Même si ENGIE soutient les démarches de RTE lorsque celles-ci répondent à des impératifs de sûreté/sécurité du système électrique, il reste que les exigences associées au Grid Forming ne disposent aujourd’hui ni de base légale, ni du moindre retour d’expérience partagé (en France) permettant d’en asseoir la pertinence ou la faisabilité opérationnelle.

Réponse RTE :
L’expérimentation de RTE avec Neoen est un cas très particulier puisque c’est une situation de *retrofit* d’un onduleur *Grid Following* en *Grid Forming*, ce qui n’est pas l’objet de cette consultation.
RTE rappelle également que les exigences n’ont pas été formulées sur la base d’un projet en particulier ou des performances d’un constructeur. La description est applicable à tous les types d’onduleurs. Le critère de conformité (fiche I18) permet de prendre en compte les différents types de contrôle Grid-Forming, et laisse une marge pour la définition des paramètres (validation des courbes attendues par la méthode des enveloppes). Aujourd’hui, il existe un nombre important de constructeur d’onduleurs pour les batteries qui proposent déjà des contrôles grid forming.

3.4. Documentation en anglais

Les fonctionnalités de Grid Forming développées par les constructeurs sont destinées à être applicable dans tous les pays où les constructeurs proposent leurs équipements. Par conséquent, la majorité voire totalité des constructeurs d'onduleurs destinées aux installations de type C et D ne développent pas leurs produits spécifiquement pour le seul marché français. Les constructeurs contactés par Enerplan ont donc fait part du besoin d'avoir une version des documents officiels en anglais, ainsi qu'un délai supplémentaire pour les analyser.

Le SER demande que la documentation puisse être fournie en anglais. Un des principaux obstacles à cette consultation était de pouvoir identifier au sein de nos adhérents les bons interlocuteurs techniques experts des sujets grid forming, notamment chez les fournisseurs d'onduleurs, et dont les experts sont souvent situés en dehors du territoire national.

ENERPLAN et SER indiquent que la plupart des fournisseurs contactés sont situés en dehors du seul marché français. Ils demandent une version des documents officiels en anglais, ainsi qu'un délai supplémentaire pour les analyser.

Réponse RTE :
RTE rappelle que les documents avaient été diffusés en français et anglais lors de la phase de concertation, afin d’élargir la diffusion et faire participer des acteurs non francophones. RTE rappelle néanmoins que la DTR est publiée en français et que la trame des conditions générales des cahiers des charges des capacités constructives est une pièce contractuelle annexée à la convention de raccordement.
Par ailleurs, RTE rappelle que l’exigence reprend les travaux menés par l’ENTSOe publiés en anglais (« GRID FORMING CAPABILITY OF POWER PARK MODULES » publié le 03 octobre 2025).

3.5. Simplification de l’expression du besoin

ENGIE ne remet pas en cause les besoins du gestionnaire de réseau visant à garantir un fonctionnement sûr et fiable du réseau électrique. Mais ils demandent, avec le SER, de rechercher à

chaque fois que cela est possible une simplification de l'expression du besoin. Ils estiment que la DTR fait l'objet d'évolutions constantes et que les démarches de simplification se traduisent par une augmentation très significative du volume documentaire. Ils estiment que sa maîtrise génère des coûts significatifs (matériels, études de réseaux et essais) ainsi que des risques opérationnels pour les acteurs comme pour le système électrique dans son ensemble.

Réponse RTE :
RTE rappelle que la mise à jour de la DTR se fait toujours dans une logique d'amélioration continue et dans l'intérêt de la collectivité. La description d'une exigence technique et de son contrôle de conformité doit être suffisamment détaillée pour répondre à un besoin de plus en plus fort des acteurs de disposer d'un ensemble exhaustif dès la phase de préparation de leur projet. RTE recherche toujours à intégrer une exigence proportionnée au besoin identifié pour le système électrique en tenant compte de l'état de l'art du matériel disponible chez les constructeurs.
Pour le grid forming, le volume documentaire proposé n'est pas excessif et reste dans la lignée de ce que proposent d'autres GRTs. A titre d'exemple l'exigence allemande pour le Grid Forming comporte environ 200 pages : FNN Hinweis Netzbildende Eigenschaften V2.0. En Espagne, l'exigence est décrite en 33 pages sans le contrôle de conformité :
https://www.ree.es/sites/default/files/gallery/especificacion-tecnica-capacidades-grid-forming-et-gfm-2025-11.pdf.

3.6. Catalogue de matériels certifiés grid forming

Le SER demande à RTE si le gestionnaire de réseau a réfléchi à l'option de mise en place d'un catalogue d'onduleurs certifiés répondant aux prescriptions de la DTR. Cela pourrait représenter une piste permettant de minimiser les études et de généraliser la mise en place des spécificités relatives au grid forming, mais cette démarche prendrait du temps. Pour des raisons de concurrence et de bon fonctionnement du marché, RTE doit s'assurer que plusieurs fournisseurs d'onduleurs puissent répondre aux exigences de la DTR dans des conditions économiques (délais de livraison, couts) raisonnables, avant de généraliser les exigences de la DTR.

Réponse RTE :
RTE spécifie le besoin fonctionnel et laisse les acteurs choisir la meilleure solution technique pouvant y répondre. Un tel catalogue ne sera pas mis à disposition. Le contrôle de conformité avant l'accès définitif au réseau permettra de vérifier le bon fonctionnement de l'unité. Des normes sont en cours de construction au niveau européen par des agences agréées de normalisation ou certification, et les constructeurs peuvent y faire référence.
Les exigences RTE relatives au grid forming étant concentrées sur la "zone 1" des installations, un constructeur ayant passé les critères de conformité pour un parc pourra très facilement réutiliser les simulations pour toutes les autres installations sous réserve que le matériel et le contrôle soit identique, mais le réseau interne ainsi que la taille de l'installation n'impactent peu les performances pour les exigences grid forming.

3.7. Grid forming sans surdimensionnement, dans les limites constructives de l'unité

ENGIE et le SER ont pris acte de la proposition de RTE selon laquelle un comportement grid forming est exigé dans les limites des capacités physiques du matériel, mais indiquent n'avoir pas identifié de manière explicite la reprise de ces principes dans les éléments de la DTR actuellement soumis à consultation. Ils demandent une clarification formelle dans la DTR, afin d'éviter toute ambiguïté ou interprétation divergente lors de la mise en œuvre.
Par ailleurs, ENERPLAN indiquent que certains constructeurs peuvent demander de limiter la plage de SoC (Etat de charge d'une batterie) afin de pouvoir fonctionner en grid forming. Cela peut réduire de plusieurs % la capacité disponible de la batterie et donc impacter son modèle économique. Dans ces cas, un cadre d'indemnisation doit être proposé pour le producteur, ou alors RTE doit pouvoir introduire de la souplesse dans ses exigences afin de ne pas limiter le fonctionnement de l'actif de stockage.

Réponse RTE :
RTE rappelle que les performances sont attendues dans les limites constructives prévue par l'unité pour son utilisation (services système, injection/soutirage d'énergie, etc). RTE l'a déjà indiqué explicitement dans le 8.3.4, au paragraphe 3.14.1 : *« L'ensemble des performances dynamiques est exigé uniquement lorsque l'unité n'atteint pas de limite en courant, ou n'est pas complètement chargée ou déchargée. Dans ces situations limites, les exigences seront adaptées par RTE autant que possible en concertation avec le stockeur. La fourniture des capacités maximales en courant par le stockeur à RTE est un prérequis à ces éventuelles adaptations »,* ou encore au paragraphe 3.14.4 : *« Il n'est pas exigé que les convertisseurs soient capables de délivrer un courant supérieur à leur capacité maximale transitoire en réponse à un évènement. ».* Par ailleurs, les titres des paragraphes suivants sont explicites : *« 3.14.2 Comportement source de tension dans les limites constructives », « 3.14.3 Comportement inertiel dans les limites constructives ».*

En ce qui concerne la gestion de l'état de charge, RTE rappelle qu'il n'est pas nécessaire de réserver un stock d'énergie pour l'exigence, et que son activation sur évènement étant très courte (de l'ordre de la milliseconde). Cela ne perturbe pas la qualité de service de l'unité et est sans effet sur son modèle économique. RTE l'a rappelé dans sa présentation en GT producteurs et stockeur du 08 octobre (cf. lien des études osmose-h2020).

3.8. Conséquence sur la file d'attente

Le SER demande à RTE de clarifier la part des projets actuellement en file d'attente qui serait impacté par les nouvelles conditions décrites dans le projet de DTR. En fonction de la réponse, cela pourrait remettre en question la viabilité des projets entrés en file d'attente, et justifierait le report de l'application de la DTR

Réponse RTE :
RTE rappelle que l'exigence sera applicable à tous les projets dont la PTF sera envoyée après la publication de l'exigence sur le portail services de RTE. Les projets en file d'attente ne sont pas soumis à cette évolution de DTR, sauf en cas de modifications substantielles conformément à la procédure de raccordement (article 1.2.1 de la DTR).

3.9. Reconstitution du réseau, black-start, compensation et inertie

ENERPLAN indique qu'à terme, les actifs qui produiront en mode grid forming seront en mesure de participer à la sureté et à la reconstitution du système électrique (via les fonctionnalités d'inertie synthétique ou de black start). La capacité d'être disponibles pour ces services de défense et de reconstitution pourra nécessiter d'avoir un investissement supplémentaire en CAPEX, et une augmentation de l'OPEX. Un cadre de rémunération ou de compensation doit donc être anticipé pour assurer que les installations soient en mesure de rendre des services de défense et de reconstitution au système.

ENGIE estime qu'il est légitime de rouvrir les discussions relatives au code E&R, lequel prévoit la possibilité de définir des fournisseurs de services, notamment :

- des fournisseurs de services de défense ;
- des fournisseurs de services de reconstitution.

En effet, le grid forming dans sa version future nécessite des surinvestissements importants, de l'ordre de 10 à 40 % par onduleur en CAPEX, mais aussi en OPEX (non estimés à date), afin de dimensionner les équipements de manière à fournir efficacement des services de défense pour le réseau (black-start, fonctionnement en îlotage, renvoi de tension sur réseau mort, etc.). À ce jour, ces capacités ne disposent pas d'un mécanisme de rémunération garantissant, dans la durée, leur disponibilité au bénéfice du système électrique, c'est la raison pour laquelle ENGIE estime que le code E&R offre un cadre pertinent de discussion sur tous ces sujets.

Sur un autre registre, à titre d'illustration : ENGIE note que les GRT allemands adoptent une approche pragmatique par exemple sur la question de l'inertie.
L'Allemagne cherche des capacités d'inertie électrique avec premier appel d'offres national visant à identifier des fournisseurs de capacités d'inertie.

Réponse RTE :
RTE rappelle que la consultation en cours n'intervient pas sur les sujets de reconstitution du réseau ou plan de défense. Il n'est pas demandé de surdimensionnement ou de comportements spécifiques comme le black-start pour participer à la reconstitution du réseau.
Par ailleurs, en ce qui concerne l'approche de l'Allemagne sur la question de l'inertie, RTE rappelle que les système et mix électriques sont très différents et pas exactement comparables sur la question de l'inertie. De plus l'exigence en Allemagne semble exiger un surdimensionnement de l'installation ou un fonctionnement en dessous de Pmax, ce qui n'est pas le cas sur le réseau RTE.

3.10. Compensation ou rémunération

Afin d'accompagner la volonté de RTE d'anticiper la mise en œuvre de nouvelles exigences liées au Grid forming, ENGIE demande à RTE d'ouvrir une concertation afin de déterminer la valeur de cette nouvelle fonctionnalité pour le système électrique, et ainsi définir les modalités adaptées (rémunération ou compensation). Ils estiment que le sujet est d'importance pour assurer de manière cohérente la sureté de fonctionnement du système.

Réponse RTE :

RTE a indiqué lors des divers ateliers techniques et réunions en GT que cette exigence ne nécessitait pas de surdimensionnement matériel pour les unités de stockage non synchrone. Il n'est pas prévu de mécanisme de compensation ou de rémunération pour cette exigence technique.

3.11. Maturité de l'exigence grid forming et besoin de vulgarisation

Après avoir consulté les différentes typologies de ses adhérents (stockeurs, gestionnaires d'actifs, fournisseurs d'onduleurs), le SER note un besoin de vulgarisation des enjeux techniques mais également économiques de la généralisation de la technologie Grid Forming dans la DTR de RTE. Un dialogue plus approfondi entre RTE et les fabricants d'onduleurs, ainsi qu'entre les fabricants d'onduleurs et les gestionnaires d'actifs de stockage est nécessaire pour pouvoir apporter des spécifications techniques détaillées sur la rédaction de la DTR. A date, la filière n'est pas capable de chiffrer les retards et les surcoûts entrainés par une généralisation des spécifications présentes dans la consultation sur les installations de stockage (surcoût et délais supplémentaires des études avec les nouvelles exigences, maintien des softwares, mises en place d'un marché compétitif de fournisseurs d'onduleurs proposant des solutions en grid forming, etc.) car ces sujets ne sont pas matures, mais craint que cela soit impactant.

Réponse RTE :
RTE indique que des convertisseurs grid forming sont déjà largement déployés dans le monde et que le mode de fonctionnement est déjà éprouvé sur plusieurs systèmes électriques. Au niveau européen, les constructeurs ou gestionnaire d'actifs participent aux discussions avec l'ACER, l'ENTSOE ou la Commission Européenne pour définir les exigences en ligne avec les capacités du matériels et le besoin du système électrique. Ces sujets sont donc matures, déployés ou en cours de déploiement dans plusieurs pays (cf. exemples présentés lors du GT producteurs et stockeurs du 09 octobre 2025).

3.12. Reformulation dans les situations limites

Enerplan demande à RTE de la souplesse dans la mise en œuvre de l'exigence grid forming et un retour d'expérience pour accompagner la mise en œuvre de cette nouvelle fonctionnalité.
Par ailleurs, Enerplan, SER et ENGIE proposent une reformulation de la suivante :
" *Dans ces situations limites, les exigences seront adaptées par RTE autant que possible* ***en concertation*** *avec le stockeur. La fourniture des capacités maximales en courant par le stockeur à RTE est un prérequis à ces éventuelles adaptations*"
Ils proposent d'intégrer que ces adaptations seront « avec l'accord » du stockeur.

Réponse RTE :
RTE indique qu'une fois l'exigence dans la DTR, le contrôle de conformité viendra attester du bon paramétrage de l'exigence. Les méthodes de contrôle sont conformes à l'état de l'art et ont été pensées pour un large panel de configuration.
La gestion des cas limites se fera bien en concertation avec le stockeur qui communiquera sur ses stratégies de gestion à ces cas limites.
Ainsi RTE propose la formulation suivante : " Dans ces situations limites, les exigences seront adaptées par RTE autant que possible **en accord** avec le stockeur. »

3.13. Paramètres à définir dans la convention d'exploitation et de conduite

EDF propose de remplacer le terme "en concertation" en gras par "en accord":
« -La valeur de l'impédance effective x_eff est fixée à 0,27 pu. Une valeur plus élevée pourra être fixée par RTE dans la convention d'exploitation, ***en concertation*** *avec le stockeur selon les conditions d'exploitation du réseau. »*
« -La valeur de la constante d'inertie Tr,ppm détaillée dans la section « Comportement inertiel dans les limites constructives » est fixée à 10 secondes. Une valeur différente pourra être fixée par RTE dans la convention d'exploitation, ***en concertation*** *avec le stockeur selon les conditions d'exploitation du réseau. »*

Concernant l'introduction de ces dispositions dans la convention d'exploitation conduite, RTE peut-il confirmer que ces modifications seront soumises à consultation lors de la consultation à venir sur la convention d'exploitation et de conduite Producteurs et Stockeurs prévue début 2026 ?

Réponse RTE :
RTE accepte d'adapter le texte avec le terme « en accord ».
Cette valeur doit en effet être consignée dans la convention d'exploitation et de conduite, en fonction du projet, de sa localisation, et de l'exploitation du réseau. La trame de la fiche performance de la de la convention d'exploitation et de conduite sera adaptée en conséquence une fois la DTR publiée avec l'exigence grid forming. Cette adaptation ne concerne que l'ajout du paragraphe grid forming avec la valeur par défaut qui pourra être modifiée selon les conditions définies dans le cahier des charges.

3.14. Valeur théorique de l'impédance xeff

RTE précise que *"L'évaluation se faisant au niveau du convertisseur individuel, la valeur de x_eff à utiliser est de 0.27 pu.".* EDF comprend que les tests seront réalisés avec cette valeur et qu'il s'agit donc d'une valeur théorique, indépendante des caractéristiques réelles de l'installation. RTE peut-il donc confirmer que la valeur x_eff réelle de l'installation n'est pas à fournir à RTE et ne sera pas utilisée dans le cadre des tests ? En cas d'installation ayant un x_eff réel inférieur, cette méthodologie pourrait être pénalisante pour les tests de saut de phase (Delta_P à encaisser plus important).

Réponse RTE :
RTE rappelle que la valeur de l'impédance effective n'est pas à fournir. C'est une valeur théorique utilisée pour définir nos critères de conformité. En cas d'une unité ayant un x_eff réel inférieur une impédance virtuelle pourrait être rajoutée afin de respecter les enveloppes proposées par RTE.

3.15. Critère d'acceptation et réponse aux variations de SCR

SER et ENERPLAN ont fait remonter la remarque technique suivante à propose

Le modèle idéal d'une source de tension derrière une impédance, tel que présenté dans le rapport ENTSO-E, constitue une bonne approche générale pour décrire le comportement attendu. Cependant, il convient de rester prudent quant à une interprétation trop littérale ou trop précise de ce modèle, en

particulier concernant les valeurs exactes lors des transitoires. Afin de laisser une marge suffisante pour les implémentations, il doit exister des critères d'acceptation raisonnables en matière de performance ainsi que d'exactitude/tolérances. Les critères de performance doivent être pertinents et fondés sur les besoins du système, de manière à pouvoir en être dérivés.

Lors du transitoire initial suivant un saut de l'angle de phase ou de l'amplitude de la tension, l'évaluation des composantes active ou réactive d'un courant est généralement difficile à extraire. Ainsi, les critères d'acceptation concernant le temps de réponse instantané devraient être basés sur le courant apparent. Toutefois, il faut garder à l'esprit que, dans des points de fonctionnement proches du courant maximal, les critères d'acceptation doivent prendre en compte que la variation du courant apparent peut être très faible. L'évaluation de la performance devrait alors se concentrer sur un temps d'établissement approprié des composantes active et réactive.
Les temps de réponse devraient être définis par rapport à la valeur finale des composantes active et réactive fournies par l'unité, plutôt que par rapport à des valeurs absolues attendues, dérivées par exemple d'une valeur caractéristique d'impédance efficace (cela est peut-être déjà le cas ici, mais cela doit être validé, car il n'est pas clair quelle valeur est prise comme référence).

Par ailleurs, il existe un test supplémentaire / critère d'acceptation concernant la réponse aux variations du SCR (3.14.2.3). La logique sous-jacente à cette exigence n'est pas clairement établie. Quel est l'apport complémentaire de ce critère portant sur la réponse à une variation d'angle ou d'amplitude de la tension ?

Réponse RTE :
Près des limites de courant, les exigences sont définies séparément pour *Id* et *Iq*. Pour les autres essais, les critères de performance sont également évalués sur la base des composants *Id* et *Iq*.

La différence par rapport au rapport ENTSO-E réside dans le fait que, pour l'essai de variation de tension, RTE évalue *Iq* plutôt que le courant apparent. Le calcul de la séquence positif présente un délai de 20ms dans les exigences.

Toutefois, d'après notre analyse, pour les variations de tension exigées (moins de 15 %), l'impact sur *Iq* et le courant apparent est limité. Par conséquent, la différence pratique entre l'évaluation de *Iq* ou du courant apparent reste faible dans ces conditions d'essai.

Concernant l'essai en réponse à une variation du SCR, celui-ci simule le comportement du système lors du passage de *SCRmin* à *SCRmax*, et vice versa. Il est conçu pour évaluer les performances dans des variations large de saut d'angle correspondent à un SCRmin et SCRmax, ceux SCR reflètent des diffèrent scénarios extrêmes mais possibles qui peuvent se produire en exploitation.

Pour le test de saut d'angle de phase de tension, la perturbation appliquée est un changement brusque de l'angle de phase de tension.
Au niveau de RTE, nous pouvons définir et proposer l'amplitude de ces sauts d'angle de phase sur la base de valeurs représentatives de ce qui est réellement observé dans le réseau électrique, garantissant ainsi l'alignement entre les conditions de test et les événements réels du réseau.

* * *