

**Justification technique de la norme de
fiabilité BAL-007-1
(version française)**

Justification technique

Projet 2022-03 – Garanties d’approvisionnement des ressources sous contrainte d’énergie

Norme de fiabilité BAL-007-1 | Septembre 2024

BAL-007-1 – Évaluations de la fiabilité des approvisionnements en énergie à court terme

Introduction

Le présent document expose la justification technique de la *norme de fiabilité* BAL-007-1 proposée. Il vise à guider les parties prenantes ainsi que l’organisme de fiabilité électrique (ERO) dans la compréhension des enjeux technologiques de cette norme. Le présent document de justification technique n’est pas une *norme de fiabilité* et son contenu ne doit donc pas être considéré comme obligatoire et exécutoire.

Cette version du document précise les intentions de l’équipe de rédaction du projet 2022-03 – Garanties d’approvisionnement des ressources sous contrainte d’énergie quant aux nouvelles exigences.

Sommaire

L’intermittence de la production des ressources énergétiques variables, combinée à la volatilité de la demande ainsi qu’à l’incertitude quant à la disponibilité des sources d’énergie, peut donner lieu à un manque d’énergie disponible dans le *système électrique interconnecté (BPS)*, compromettant ainsi la capacité de répondre à la *demande*, de maintenir des *réserves d’exploitation* adéquates et d’assurer l’exploitation fiable du *BPS*. Dans le cadre des activités courantes de planification de l’exploitation, de nombreuses entités ont commencé à intégrer, dans leurs processus, des évaluations limitées de la fiabilité des approvisionnements en énergie, afin d’obtenir des indicateurs clés. Cependant, des disparités subsistent entre les entités quant aux méthodes employées pour réaliser ces évaluations. Afin d’atteindre l’harmonisation requise dans l’ensemble de l’industrie et de prévoir de façon fiable l’énergie nécessaire pour alimenter la charge, l’équipe de rédaction a codifié, dans une nouvelle norme, l’obligation de réaliser des évaluations de la fiabilité des approvisionnements en énergie pour l’horizon d’exploitation et de limiter les risques ainsi détectés. Le projet 2022-03 propose deux nouvelles *normes de fiabilité*, la norme BAL-007-1, et la définition du terme « *évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie (ERA)* ». L’objectif de cette norme est de cerner et de limiter les risques de *défaillances en énergie* anticipées dans l’horizon de planification de l’exploitation, en analysant la disponibilité attendue du bouquet de ressources.

Justification de la norme BAL-007-1

À mesure que la dépendance du *BPS* aux ressources sous contrainte d’énergie et aux ressources variables augmente, les méthodes et stratégies classiques de planification fondées sur le bilan de puissance atteignent leurs limites ; elles pourraient de ne pas suffire pour déceler certains risques liés aux approvisionnements en énergie qui menacent la fiabilité de l’exploitation et de l’entretien du réseau. La norme BAL-007-1 est proposée comme première étape pour réduire ces risques et amorcer la transition

vers des méthodes et stratégies de planification fondées sur les besoins en énergie qui intègrent des variables temporelles critiques non prises en compte dans les processus fondés sur le bilan de puissance.

Cette norme vise à doter les *responsables de l'équilibrage* des outils nécessaires pour gérer efficacement un réseau composé à la fois de charges et de ressources variables.

Les *plans d'exploitation* prévus par la norme BAL-007-1, sans annuler ni remplacer ceux établis conformément aux normes TOP-002 et EOP-011, visent à fournir une liste de mesures à plus long terme pouvant être appliquées précocement afin de réduire la gravité des événements ou d'éliminer complètement le besoin de mettre en œuvre les plans associés aux normes TOP-002 et EOP-011.

La nouvelle *norme de fiabilité* prévoit trois grandes activités :

- Élaborer et documenter un processus d'*ERA*, des *scénarios* ou une méthode d'élaboration de *scénarios*, ainsi qu'un ou des *plans d'exploitation* (exigences E1 à E3).
- Réaliser les *ERA* conformément à la documentation (exigence E4).
- Établir une comparaison avec les circonstances définissant une *défaillance en énergie* anticipée et mettre en œuvre un ou des *plans d'exploitation*, au besoin, qui tiennent compte des risques pour la fiabilité des approvisionnements en énergie (exigence E5).

L'objectif de la norme est d'évaluer les risques liés aux approvisionnements en énergie sur l'horizon de planification de l'exploitation, de déterminer leur acceptabilité et d'appliquer les mesures appropriées. Elle laisse cependant une certaine latitude quant à la mise en œuvre du processus d'*ERA*, qui peut être déterministe ou probabiliste. Il revient au *responsable de l'équilibrage* de choisir la méthode la plus adaptée à sa région. Cette norme vise à améliorer la fiabilité en énonçant des exigences pour la détermination précoce de ces risques et la mise en œuvre de mesures à plus long terme pour atténuer ceux-ci.

Relations avec d'autres normes

Bien que la norme BAL-007-1 proposée présente des similitudes avec d'autres normes, notamment les normes TOP-001, TOP-002 et EOP-011, elle vise à combler certaines lacunes dans les normes de fiabilité existantes en abordant les risques de fiabilité sur des horizons temporels différents et en intégrant les risques liés aux approvisionnements en énergie qui ne sont pas spécifiquement traités par ces normes. Dans la norme BAL-007-1, on reprend, dans plusieurs passages, une formulation semblable à celle de ces exigences, mais en l'appliquant à des horizons temporels distincts. Cette norme porte sur un horizon à court terme, qui reste plus long que celui des autres exigences d'évaluation de la planification de l'exploitation. En matière de risques liés aux approvisionnements en énergie, la norme précise davantage les exigences d'évaluation et, contrairement aux bilans de puissance généralement utilisés pour respecter les normes en vigueur, met l'accent sur l'évaluation des besoins en énergie sur une période donnée.

Les normes TOP-001 et TOP-002 énoncent des exigences pour les évaluations et les *plans d'exploitation* en temps réel et sur les horizons de planification de l'exploitation, mais elles se limitent, au mieux, à l'horizon

du jour suivant. Cette restriction réduit les options dont disposent les *responsables de l'équilibrage* pour réagir. En revanche, la norme BAL-007-1 propose d'étendre cet horizon à une période d'au moins cinq jours et pouvant aller jusqu'à six semaines, afin de permettre aux *responsables de l'équilibrage* de mieux anticiper les risques et d'appliquer des mesures d'atténuation nécessitant des délais plus longs (p. ex., la reprogrammation des retraits ou, pour ce qui est des sources d'énergie, la conservation des stocks consommables ou l'obtention de stocks supplémentaires).

Les normes TOP-002, EOP-011 et BAL-007-1 exigent toutes l'élaboration de *plans d'exploitation* visant à limiter ou atténuer les risques pour la fiabilité, mais elles diffèrent quant aux mesures que les *responsables de l'équilibrage* peuvent juger approprié d'y inclure. Comme la norme BAL-007-1 exige des évaluations sur un horizon plus long, les conditions projetées sont plus incertaines, ce qui doit être pris en compte dans l'élaboration des *plans d'exploitation*. Plutôt que d'imposer des mesures précises, ces plans devraient inclure des processus plus généraux que ceux prévus dans les plans établis conformément à la norme TOP-002. Les plans prévus par la norme BAL-007-1 ne visent pas à remplacer ceux requis par les normes TOP-002 et EOP-011, mais plutôt à cerner des mesures supplémentaires à appliquer lorsque des risques sont détectés précocement et qu'ils concernent un aspect lié à l'approvisionnement en énergie. L'objectif de ces *plans d'exploitation* à plus long terme est de réduire la probabilité ou la gravité d'une véritable *défaillance en énergie*, laquelle nécessiterait l'activation d'un *plan d'exploitation* conforme à la norme EOP-011. Les mesures appliquées dans le cadre des *plans d'exploitation* prévus par la norme BAL-007-1 servent à établir des conditions initiales plus favorables, facilitant ainsi la transition vers les *plans d'exploitation* pour le lendemain et l'exploitation en temps réel ; tous ces plans s'inscrivent dans une continuité plutôt que de se chevaucher. La figure 1 illustre l'interaction entre les normes BAL-007-1 et EOP-011 lorsque les *plans d'exploitation* établis conformément à la norme TOP-002 ne suffisent pas à prévenir une *défaillance en énergie*. Idéalement, les *plans d'exploitation* à plus long terme permettraient d'éviter le recours à un *plan d'exploitation* conforme à la norme EOP-011 ; toutefois, si une telle défaillance survient malgré tout, ces plans devraient en atténuer la gravité.

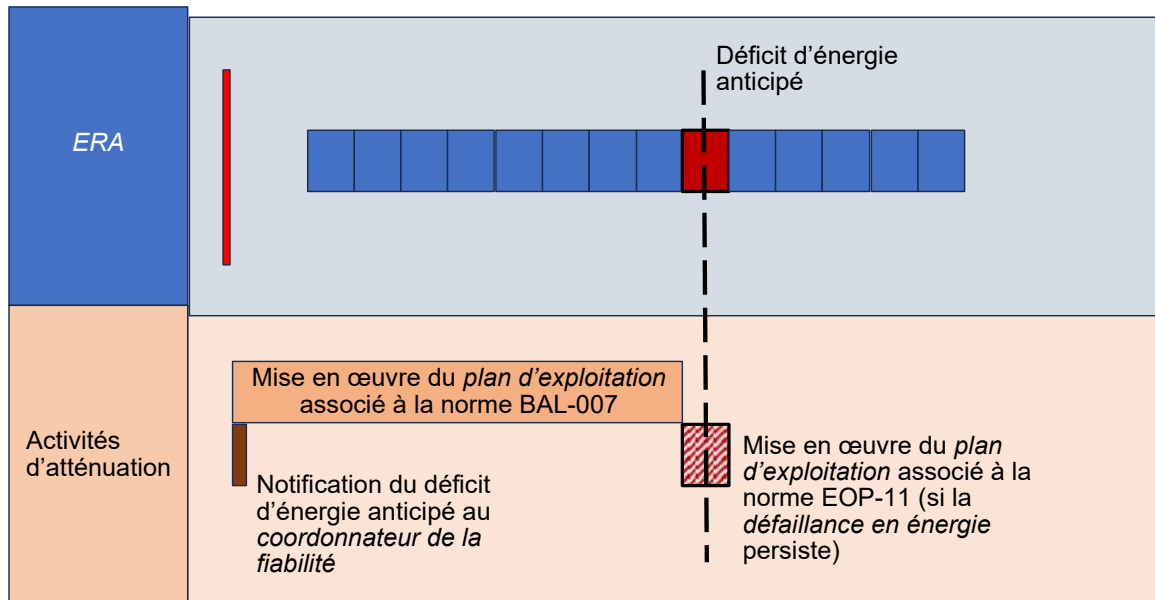


Figure 1 : Chronologie de la réalisation de l'ERA et de la mise en œuvre du plan d'exploitation, lorsque le déficit d'énergie anticipé n'est pas entièrement atténué et que le plan d'exploitation associé à la norme EOP-011 reste nécessaire

De plus, les évaluations requises par la norme BAL-007-1 doivent tenir compte du risque lié aux approvisionnements en énergie, ce qui nécessite une évaluation sur plusieurs intervalles de temps et l'intégration des aspects liés à la disponibilité des sources d'énergie ainsi qu'à la production « juste à temps » des ressources énergétiques variables. Bien que l'exigence E2 de la norme EOP-011 inclut les « défaillances en énergie » parmi les risques à aborder dans les plans d'exploitation, ces évaluations sont généralement menées sous forme de bilan de puissance ou d'une série de bilans de puissance successifs, qui n'intègrent pas nécessairement les risques liés aux ressources énergétiques variables et aux sources d'énergie, en particulier sur des périodes prolongées. La norme BAL-007-1 exige explicitement l'inclusion de ces éléments dans une évaluation et définit les critères précisant les circonstances où ces risques doivent être pris en compte dans les plans d'exploitation.

Le responsable de l'équilibrage peut demander des données supplémentaires à d'autres entités et doit tenir compte de ces données lorsqu'il documente le processus. Bien que la norme BAL-007-1 ne rende pas obligatoire la fourniture de ces données par les autres entités, la norme TOP-003 exige que le responsable de l'équilibrage tienne à jour un ou des documents dans lesquels sont spécifiés les données dont il a besoin pour effectuer ses analyses, etc. conformément à l'exigence E2, et impose aux autres entités de fournir ces données, comme le précise l'exigence E5. Afin de clarifier davantage la norme TOP-003, l'équipe de rédaction a modifié celle-ci pour ajouter les « évaluations de la fiabilité des approvisionnements en énergie à court terme » à la liste des activités pour lesquelles les responsables de l'équilibrage doivent établir et diffuser une spécification des données à fournir par les entités concernées.

Nouveaux termes proposés

Évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie (ERA) – Évaluation des ressources nécessaires pour fournir de manière fiable l'énergie électrique requise pour répondre à la demande et assurer les réserves d'exploitation du système électrique interconnecté pendant une période déterminée.

Évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie à court terme (ERA à court terme) – Évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie sur une période qui débute au plus tard deux jours après la journée d'exploitation, et qui dure au minimum cinq jours et au maximum six semaines.

Justification

L'équipe de rédaction a défini le terme « *évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie* » et son abréviation « *ERA* » pour permettre la réalisation de telles évaluations sur divers horizons temporels, en utilisant des processus similaires à ceux prescrits par les normes de la NERC, mais également d'autres processus, tout en maintenant une compréhension uniforme de ce qu'est une *ERA*. Ces évaluations portent sur l'ensemble des ressources disponibles pour répondre aux besoins d'approvisionnement en énergie de la charge, tant à court terme que sur d'autres horizons temporels, y compris l'horizon de planification à long terme. Elles dépassent la portée des bilans de puissance usuels en mettant un accent particulier sur les besoins d'approvisionnement en énergie.

La définition de l'« *évaluation de la fiabilité des approvisionnements en énergie à court terme* », quant à elle, précise la durée de ce type particulier d'*ERA*. L'objectif est que ces évaluations à court terme soient réalisées régulièrement et qu'elles portent sur les prochains jours, voire les prochaines semaines, de sorte que toutes les périodes soient prises en compte par une itération ou l'autre d'une *ERA à court terme*. Les évaluations doivent être répétées au plus tard à l'expiration de la précédente, afin de prolonger les prévisions du responsable de l'équilibrage qui les réalise. À cette fin, et pour préserver la pertinence de l'*ERA*, une durée maximale de cinq jours à six semaines est fixée. Bien que six semaines représentent une période relativement longue, elle offre aux régions la latitude nécessaire pour évaluer le paysage énergétique sur une période où les risques liés aux approvisionnements en énergie sont jugés pertinents. On s'attend à ce que la plupart des responsables de l'équilibrage révisent leurs *ERA à court terme* plus fréquemment. Toutefois, l'exigence de base demeure flexible, permettant l'évaluation sur des périodes plus longues. La durée minimale de cinq jours permet au responsable de l'équilibrage d'anticiper les contraintes quant aux sources d'énergie et les anomalies météorologiques. Ces contraintes, notamment les délais de planification de l'approvisionnement en gaz naturel, couvrent généralement une journée de semaine (par exemple, aujourd'hui pour demain) et des périodes de trois jours durant les fins de semaine. En cas de jours fériés, cette période s'étend au-delà des fins de semaine habituelles. Des périodes de cinq jours sont utilisées pour les transactions au moins une fois par année, voire plus souvent, selon la position des jours fériés dans le calendrier. Voilà l'un des facteurs ayant conduit à l'établissement de la durée minimale de cinq jours pour les *ERA à court terme*. Les ressources soumises aux variations météorologiques, lorsque ces ressources sont largement présentes sur un territoire, justifient la réalisation d'évaluations sur des périodes plus longues. Les creux dans la production éolienne et solaire, qui ont généralement une durée

prévisible selon les données historiques, doivent être pris en compte lorsqu'on fixe la durée minimale de l'*ERA à court terme*. Enfin, la norme exige l'actualisation des données d'initialisation utilisées pour réaliser une *ERA à court terme*, en précisant, dans la définition de ce terme, que la période d'évaluation doit correspondre à la « période débutant au plus tard deux jours après la journée d'exploitation », soit la journée où l'*ERA* est réalisée, amorcée ou terminée. Une interprétation de cette exigence consiste à définir le premier jour de l'*ERA à court terme* comme étant le « jour même », ce qui respecte la limite des deux jours et garantit une initialisation adéquate des modèles utilisés pour l'évaluation. L'objectif est d'éviter que toutes les *ERA à court terme* soient réalisées en une seule évaluation au début de l'année ou de la saison, afin de s'assurer que les informations utilisées restent actuelles, pertinentes et utiles, permettant ainsi au *responsable de l'équilibrage* de prendre des décisions éclairées.

Exigences

Exigence E1

L'exigence E1 définit les critères permettant d'établir ce qu'est une *ERA à court terme*. Chaque *responsable de l'équilibrage* formule ses propres hypothèses de base concernant les intrants, en fonction des risques qui lui sont propres, des approvisionnements de son bouquet de ressources et de ses profils de demande. Puisque les risques, les bouquets de ressources et les profils de demande varient selon les régions, on demande à chaque *responsable de l'équilibrage* de respecter des exigences minimales d'évaluation pour définir la portée des *ERA* et pour documenter une justification, plutôt que de lui imposer un ensemble d'éléments à évaluer.

Les *responsables de l'équilibrage* peuvent réaliser les *ERA* exigées pour uniquement leur zone ou se regrouper pour les effectuer conjointement. Cette dernière approche s'inscrit dans la logique des partenariats existants (par exemple, les *groupes de partage des réserves* ou les collaborations pour l'adéquation des ressources) entre *responsables de l'équilibrage*, qui sont déjà utilisés pour d'autres activités d'exploitation ou de planification ainsi que pour l'exploitation en temps réel, et devrait se refléter dans les *ERA à court terme* et les *plans d'exploitation* associés. Si un déficit en énergie est constaté, les *responsables de l'équilibrage*, qu'ils aient réalisé leur évaluation de manière conjointe ou individuelle, devraient mobiliser toutes leurs ressources disponibles, y compris celles situées dans les autres zones d'équilibrage. L'objectif de l'*ERA* est de s'assurer qu'une quantité suffisante d'énergie est disponible pour répondre à la demande en tout temps.

Le *responsable de l'équilibrage* devra définir également les profils de la *demande*. Pour ce faire, il devra auparavant examiner plusieurs facteurs. Il lui revient de déterminer précisément comment la *demande* sera modélisée, y compris la gestion de la demande. Il peut choisir d'inclure les programmes incitatifs de gestion de la demande ou les « centrales virtuelles » modulables, mais il doit éviter d'autres formes de gestion de la demande telles que les options de réduction de la charge (par exemple, l'abaissement de la tension, le cyclage de la charge, etc.), qui devraient uniquement être utilisées en dernier recours. Chaque *responsable de l'équilibrage* devra cerner le type de gestion de la demande applicable et déterminer quand l'appliquer, le cas échéant. Le délestage de charge ne doit être envisagé qu'en dernier recours.

L'ERA repose essentiellement sur la modélisation de la capacité des ressources et de la disponibilité de leurs sources d'énergie. Ainsi, les sources soumises à des contraintes (p. ex. le gaz naturel), les sources stockables (p. ex. le pétrole, le charbon, le gaz naturel liquéfié et l'eau [certaines ressources hydroélectriques]) et les sources « juste-à-temps » (p. ex. le vent, l'ensoleillement et l'eau [centrales hydroélectriques au fil de l'eau]), doivent être modélisés. Les ERA analysent la production des ressources de production sur une période donnée, en tenant compte des facteurs qui influenceront leur fonctionnement. Par exemple, les sources d'énergie sous contrainte finiront par s'épuiser, limitant le fonctionnement des ressources qui en dépendent. Tous ces facteurs interviennent dans la modélisation de la capacité des ressources et des limitations à leur exploitation, y compris la disponibilité de leurs sources d'énergie.

Les transferts d'énergie entre *responsables de l'équilibrage* doivent également être modélisés. Cette modélisation reflète simplement les échanges d'énergie entre les zones sur lesquelles les *responsables de l'équilibrage* s'appuient pour exploiter leurs réseaux au quotidien. Il est recommandé que les *responsables de l'équilibrage* coordonnent ces hypothèses afin d'assurer la cohérence entre les zones, mais cela peut ne pas être nécessaire selon la portée définie par l'ERA.

Enfin, les contraintes de transport du *système de production-transport d'électricité (BES)* qui sont connues et qui limitent la capacité des ressources de production à alimenter la charge doivent être prises en compte dans l'ERA à court terme. Cette exigence a été formulée de manière à préciser qu'une analyse de la répartition de puissance n'est PAS requise. Toutefois, si un réseau présente une contrainte connue qui limite systématiquement la production d'une zone dans des conditions spécifiques, cette baisse de la production devrait également être prise en compte dans l'ERA.

Dans les ERA, on doit s'assurer d'évaluer chaque période et de documenter la fréquence et la durée qui permettent d'atteindre cet objectif. Par exemple, la réalisation d'une ERA sur deux semaines toutes les deux semaines répondrait à cette exigence. La durée sur laquelle l'étude est faite dépendra de plusieurs facteurs, tels que les délais de rappel des retraits de transport ou de production, la précision des prévisions au-delà des prochains jours, ou encore le délai nécessaire pour rétablir les stocks des sources d'énergie. Chaque *responsable de l'équilibrage* doit réaliser une ERA à court terme pour toutes les périodes, sauf s'il peut démontrer que cela n'est pas nécessaire. À cette fin, il peut employer des outils de filtrage pour évaluer tous les facteurs de risque mentionnés et prouver que le risque est faible pour la période en question. Il est donc essentiel de documenter les méthodes appliquées pour cette prise de décision ainsi que l'évaluation des facteurs considérés.

Exigence E2

L'exigence E2 énonce un ensemble minimal de scénarios à inclure dans une ERA à court terme. L'objectif est de fournir à chaque *responsable de l'équilibrage* un mécanisme pour évaluer l'imminence d'une *défaillance en énergie*. Il revient au *responsable de l'équilibrage* de définir et de documenter le degré de crédibilité des scénarios retenus, lesquels sont formulés pour mettre le réseau à l'épreuve, sans nécessairement provoquer à eux seuls une *défaillance en énergie*. Par exemple, une augmentation de la demande en période de faible charge pourrait ne pas entraîner de conditions critiques sur le réseau, mais

répondrait néanmoins à l'objectif d'évaluer la robustesse du réseau. Le choix des scénarios pertinents relève entièrement du *responsable de l'équilibrage*.

Il y a quatre types de *scénarios* : deux portant sur la disponibilité, un sur la *demande* et un dernier combinant les deux et reposant sur des conditions historiques susceptibles de se reproduire. Chaque *scénario* peut être ajusté indépendamment ou en combinaison avec d'autres *scénarios*. Au moins un paramètre devrait être modulé de manière assez importante pour éprouver le réseau et vérifier si les ressources disponibles (restantes) sont suffisamment robustes pour répondre à la *demande* tout en maintenant les *réserves d'exploitation*. Afin de mesurer l'impact sur le réseau et de déterminer si des déficits d'énergie sont anticipés, un *scénario* pourrait consister à augmenter la *demande* en passant d'un profil 50/50 à un profil 90/10, ou encore à simuler une situation de charge maximale. Deux *scénarios* liés à l'approvisionnement doivent être inclus dans l'*ERA*. Le premier vise une contingence liée à disponibilité d'énergie, où l'on retire certaines ressources d'énergie du cas de base avant de reprendre l'analyse. Les grandes ressources d'énergie peuvent coïncider avec les grandes ressources de puissance, mais ce n'est pas toujours le cas. En général, les résultats du *scénario* de base pointent l'analyste vers la plus grande source d'énergie, laquelle sera ensuite retirée dans le *scénario* de contingence liée à la disponibilité des sources d'énergie. Le second *scénario* consiste à retirer un ensemble de ressources dépendant d'une même source d'énergie. On pense généralement au gaz naturel alimentant plusieurs centrales de production, et souvent il ne s'agit que de cela. Toutefois, il peut aussi s'agir d'un groupe d'éoliennes situées à proximité les unes des autres, où une tempête ou une accalmie pourrait les rendre indisponibles ou réduire considérablement leur production pendant un certain temps. Ce *scénario* peut également inclure la perte de l'énergie fournie par des panneaux solaires parce qu'ils sont recouverts de neige ou obscurcis par la fumée d'un incendie. Le dernier *scénario* est plus polyvalent et peut être adapté par le *responsable de l'équilibrage* en fonction d'événements passés susceptibles de se reproduire pendant la période évaluée. Il doit être adapté à la région, à la période de l'année, aux conditions anticipées ainsi qu'à toute autre circonstance attendue que le *responsable de l'équilibrage* souhaite inclure dans l'*ERA à court terme*. Par exemple, il serait pertinent de modéliser une tempête de neige dans une région où les chutes de neige sont fréquentes durant l'hiver, entraînant un recouvrement des panneaux solaires, mais il serait déraisonnable de simuler un tel événement en été. Ce *scénario* peut également se limiter à documenter l'absence d'événements historiques correspondant aux conditions anticipées, ou encore être identique à l'un des scénarios décrits aux alinéas 2.1.1 à 2.1.3 de l'exigence E2. Dans ce cas, le *responsable de l'équilibrage* doit justifier cela dans son processus.

Quel que soit le *scénario* retenu pour simuler des situations liées à la disponibilité de l'énergie ou des sources d'énergie, il incombe au *responsable de l'équilibrage* de déterminer les ressources ou l'ensemble de ressources à prendre en compte dans l'*ERA*. Ces choix doivent être clairement exposés et documentés.

Exigence E3

L'horizon temporel spécifié dans la définition de l'« *ERA à court terme* » offre une perspective différente de celle des bilans de puissance pour le lendemain ou en temps réel. Les mesures qu'un *responsable de l'équilibrage* peut prendre en réponse à un risque de déficit d'énergie détecté plusieurs jours ou plusieurs

semaines à l'avance ne sont pas les mêmes que celles découlant d'un bilan de puissance établi pour le lendemain ou en temps réel. Elles diffèrent également du fait de la distinction entre l'énergie et la puissance. À l'issue d'une *ERA à court terme*, il est possible d'appliquer certaines mesures qui ne seraient pas envisageables au terme d'une évaluation pour le lendemain ou en temps réel. Il peut s'agir, par exemple, de demander le rétablissement anticipé de ressources de production ou d'installations de transport en retrait pour la maintenance ou des travaux, ou encore le report d'un retrait planifié. D'autres mesures à envisager face à un déficit d'énergie et qui ne seraient pas contemplées à la suite d'un bilan de puissance pourraient être la conservation des sources d'énergie stockées ou l'optimisation du stockage d'énergie (p. ex., les centrales hydroélectriques à réserve pompée ou les batteries). Si, pour évaluer un risque, le *responsable de l'équilibrage* devait attendre les résultats des évaluations pour le lendemain, il disposerait de moins d'options pour éviter un risque lié aux approvisionnements en énergie en temps réel.

Les dispositions concernant les communications avec le *coordonnateur de la fiabilité* définissent un processus documenté qui spécifie notamment les conditions pour lesquelles le coordonnateur devrait être alerté des résultats de l'*ERA à court terme* et/ou de la mise en œuvre du ou des *plans d'exploitation*. Bon nombre des mesures prévues dans les *plans d'exploitation* ne nécessiteront pas de communication (comme attendre des prévisions plus précises), tandis que d'autres pourront en exiger (comme demander le rappel du retrait d'une installation de transport). La procédure utilisée pour documenter l'exécution des *ERA à court terme*, y compris une section définissant clairement les communications requises par le *responsable de l'équilibrage*, répond à cette exigence.

L'exigence E3 impose aux *responsables de l'équilibrage* d'élaborer des *plans d'exploitation* au moyen des *ERA* avant que les *défaillances en énergie* soient anticipées, afin de minimiser les effets de celles-ci. Ces plans doivent être conçus de telle manière que, si une *ERA* indique qu'un *responsable de l'équilibrage* pourrait manquer d'énergie, celui-ci dispose d'un plan prêt à être activé, conformément à l'exigence E3. Ce plan doit cependant être élaboré et communiqué avant toute détérioration des conditions du réseau, afin d'être mis en œuvre au moment opportun. Les *plans d'exploitation* doivent comprendre les mesures que le *responsable de l'équilibrage* peut prendre dans l'horizon temporel visé par l'*ERA*, à savoir à court terme. Ces mesures fourniront également des informations à prendre en compte quant à la période qui doit être couverte par l'*ERA* (exigence E1) afin de laisser au responsable assez de temps pour les mettre en œuvre. Par exemple, s'il faut deux semaines pour mettre en place des mesures visant à limiter les risques de *défaillance en énergie*, l'*ERA* devrait porter sur un horizon de deux à trois semaines.

Comme il est précisé dans la section Relations avec les autres normes, ces *plans d'exploitation* ne remplacent pas ceux exigés par les normes TOP et EOP, mais les complètent en prévoyant des mesures susceptibles de réduire la probabilité ou la gravité d'un déficit d'énergie en temps réel. Dans cette optique, le *responsable de l'équilibrage* élabore un *plan d'exploitation* adapté à une *défaillance en énergie* anticipée par l'*ERA*. Selon que l'*ERA* est réalisée des semaines ou des jours avant une *défaillance en énergie* anticipée, le *responsable de l'équilibrage* doit planifier les mesures les plus appropriés pour en réduire l'impact. Puisque les plans sont mis en œuvre à l'issue d'évaluations couvrant un horizon de plusieurs jours à plusieurs semaines et qu'ils tiennent compte de l'incertitude des résultats, le *responsable de l'équilibrage*

peut choisir d'exclure des *plans d'exploitation* associés à la norme BAL-007-1 les mesures devant être appliquées uniquement à l'approche de l'événement anticipé. Il peut également décider de ne mettre en œuvre ces mesures que si les conditions anticipées par l'ERA se concrétisent. Par exemple, un *plan d'exploitation* peut inclure l'augmentation de la fréquence des ERA afin de suivre l'évolution de la probabilité d'une *défaillance en énergie* anticipée, à mesure que baisse l'incertitude des intrants de l'évaluation et que sont mises en œuvre d'autres mesures du plan. Encore une fois, l'objectif d'une ERA est de déterminer les moments où pourrait survenir une *défaillance en énergie*. Le plan devrait donc préciser les étapes à suivre pour réduire ou atténuer cette défaillance anticipée.

Les *plans d'exploitation* issus des ERA doivent être adaptables aux conditions changeantes et assez proactifs pour peut-être prévenir un déficit d'énergie grâce à des mesures anticipées. Prenons un exemple d'application des *plans d'exploitation*. Si une ERA est effectuée deux semaines avant qu'un déficit calculé ne survienne, ce délai peut être mis à profit pour déployer les mesures appropriées et surveiller l'évolution des conditions de risque. Par exemple, si une ERA couvrant une période de deux semaines en période de froid extrême révèle un risque de *défaillance en énergie*, le *plan d'exploitation* du responsable de l'équilibrage pourrait comprendre les mesures suivantes :

- Examiner le calendrier des retraits programmés pour déterminer si une ressource de production actuellement hors service pour maintenance peut être rétablie plus tôt que prévu.
- Vérifier si des retraits d'installations de transport limitent la capacité de faire transiter de la production ou des importations d'énergie et, le cas échéant, évaluer la possibilité de remettre en service ces installations avant que survienne la *défaillance en énergie* anticipée.
- Vérifier s'il est possible de reporter le retrait d'installations de production et de transport jusqu'après l'événement.
- Communiquer le risque anticipé au *coordonnateur de la fiabilité* et aux autres entités concernées (p. ex., les instances gouvernementales, pour évaluer la nécessité et la stratégie d'un appel public pour la conservation de l'énergie, ou d'autres *responsables de l'équilibrage*, pour tenir compte des importations ou exportations prévues et, potentiellement, faciliter l'accroissement des transferts).
- Veiller à ce que tous les dispositifs de stockage d'énergie soient pleinement disponibles afin de contribuer à l'atténuation des déficits d'énergie.
- Augmenter la fréquence des ERA (quotidiennement, au besoin) et évaluer la disponibilité de l'énergie tout en rendant les mesures issues du *plan d'exploitation* conditionnelles au niveau de risque.
- Si, deux jours avant un événement prévu, l'ERA révèle toujours l'existence d'un risque inacceptable de déficit d'énergie, ordonner le préchauffage des centrales thermiques visées par le plan afin de prévenir toute panne liée au gel et aux problèmes de démarrage à froid.

Idéalement, ces mesures permettront de réduire ou de prévenir une *défaillance en énergie* en temps réel. Cependant, si une telle défaillance survient malgré tout, ces mesures devraient réduire le déficit d'énergie

et préparer les *responsables de l'équilibrage* à mettre en œuvre un *plan d'exploitation* d'urgence. Cet exemple se veut simple et illustratif ; il ne représente ni l'ensemble des mesures possibles d'un *plan d'exploitation* ni des mesures que tous les *responsables de l'équilibrage* pourraient adopter dans leur région.

Si le *plan d'exploitation* prévoit une augmentation des importations, les *responsables de l'équilibrage* doivent absolument s'assurer que les ressources prévues seront bel et bien disponibles pour répondre à une éventuelle *défaillance en énergie*. Il ne faut pas présumer que l'énergie importée constitue une source d'approvisionnement garantie dès lors qu'elle est programmée. En effet, les deux *responsables de l'équilibrage* pourraient être touchés par l'événement à l'origine de la *défaillance en énergie* dans leurs zones respectives. L'entité censée fournir l'énergie pourrait donc se trouver dans l'incapacité de respecter son engagement.

Exigence E4

L'exigence E4 stipule que l'*ERA à court terme* doit être réalisée selon les modalités prévues.

Exigence E5

L'exigence E5 précise les deux ensembles de circonstances qui constituent une *défaillance en énergie* anticipée. Il s'agit d'un seuil précis au-delà duquel les résultats de l'*ERA* révèlent un niveau de risque imminent nécessitant la mise en place de mesures pour limiter la probabilité de survenue de la *défaillance*. La définition d'une « *défaillance en énergie* anticipée » est cohérente avec celle d'une « alerte de *défaillance en énergie* (EEA) » présentée dans la norme EOP-011. La différence réside dans le fait que, dans le cadre de la norme BAL-007-1, il est question de *défaillances en énergie* anticipées, et non de *défaillances* survenant en temps réel. L'objectif est que, si une *ERA* anticipe une *défaillance en énergie*, le *plan d'exploitation* associé comporte des étapes ciblées pour l'atténuer avant qu'elle ne se manifeste dans l'horizon du lendemain ou en temps réel.

Il y a trois niveaux d'EEA, dont deux sont associés à des *défaillances en énergie* anticipées. Les critères de désignation d'une *défaillance en énergie* anticipée s'appliquent également aux *scénarios* établis en vertu de l'exigence E2. Ce niveau de granularité permet au *responsable de l'équilibrage* de concevoir un *plan d'exploitation* adapté à une situation donnée. Certains *scénarios* peuvent faire en sorte que les niveaux inférieurs de *défaillance en énergie* soient atteints ; les mesures du *plan d'exploitation* doivent en tenir compte.

Enfin, en faisant appel aux EEA telles que définies dans la norme EOP-11, on utilise des concepts qui sont déjà bien établis et largement compris, ce qui limite le besoin de formation aux périodes d'évaluation particulières à la norme BAL-007-1. Les *responsables de l'équilibrage* s'appuient déjà sur des interprétations quant aux mesures à prendre lorsqu'une EEA approche ou survient. Ces interprétations devraient être mises en application, y compris celles impliquant des interactions avec les *groupes de partage des réserves*.

Exigence E6

L'exigence E6 stipule que le *responsable de l'équilibrage* doit examiner son processus, ses *scénarios* et ses *plans d'exploitation*, élaborés conformément aux exigences E1 à E3, afin d'évaluer la nécessité d'éventuelles modifications. Cette documentation doit être passée en revue au moins tous les 24 mois. Le *responsable de l'équilibrage* doit également faire preuve de diligence raisonnable lors des étapes de conception et d'examen afin de détecter les risques pouvant entraîner un déficit d'énergie à court terme et de déterminer les mesures qui permettraient de les limiter.