

Document thématique 39: Traitement des Network Codes de l'ENTSO-E en Suisse

6. décembre 2017

Position de la branche

Dans le cadre du troisième paquet «Marché intérieur de l'énergie» de l'UE, l'ENTSO-E («European Network of Transmission System Operators for Electricity») concrétise les principes des Framework Guidelines d'ACER à travers huit Network Codes (NC). Ces derniers établissent des règles uniformes en matière de négoce d'électricité, ainsi que d'exigences techniques auxquelles devront satisfaire le réseau électrique et l'exploitation d'installations. Si, sur un plan formel, le champ d'application des NC se limite aux États de l'UE et de l'EEE, ils peuvent être utilisés en Suisse à l'instar des documents de la branche émis par l'AES ou des dispositions, normes et recommandations d'autres organisations spécialisées reconnues.

La branche de l'électricité règle donc le traitement des NC de l'ENTSO-E à titre subsidiaire jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité. Pour ce faire, elle tient compte de la sécurité d'approvisionnement en électricité conformément à l'art. 1, al. 1 LApEI, mais aussi du maintien et du renforcement de la compétitivité du secteur suisse de l'électricité sur le plan international conformément à l'art. 1, al. 2 LApEI dans le cadre d'une analyse coûts-bénéfices. Elle définit en outre un processus efficace, ainsi que des critères significatifs et vérifiables pour l'évaluation requise.

Message

Le traitement des NC de l'ENTSO-E en Suisse est régi à titre subsidiaire par la branche de l'électricité jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. Le présent document décrit les principes permettant d'évaluer si les différentes dispositions des NC peuvent être mises en œuvre à l'heure actuelle ou si leur application doit être différée. Le processus doit si possible se limiter à l'essentiel, permettre d'aboutir à une solution pragmatique et donner à la discussion des bases solides. L'objectif est de parvenir à un traitement des NC optimal pour la branche d'électricité suisse compte tenu de la stabilité et de la sécurité du système, de la compétitivité, des coûts et d'autres critères.

Opportunités et risques

Opportunités

- Les décisions relatives au traitement des différentes dispositions des NC de l'ENTSO-E relèvent à titre subsidiaire de la branche de l'électricité.
- Les décisions relatives au traitement des différentes dispositions des NC de l'ENTSO-E s'effectuent sur la base d'un processus transparent avec des justifications claires.
- La mise en œuvre des différentes dispositions des NC de l'ENTSO-E s'effectue de manière efficace et coordonnée.

Risques

- L'analyse coûts-bénéfices des différentes dispositions peut être chronophage et le rapport coûts-bénéfices n'est pas toujours clairement chiffrable.
- Dans certaines circonstances, le processus conduit à un désaccord au sein de la branche de l'électricité.

Déduction/justification

1. Cadre juridique relatif au traitement des Network Codes de l'ENTSO-E en Suisse

Dans le cadre du troisième paquet «Marché intérieur de l'énergie» de l'UE, l'ENTSO-E («European Network of Transmission System Operators for Electricity») concrétise les principes des Framework Guidelines d'ACER à travers huit Network Codes (NC)^{1,2}.

Ces derniers établissent des règles uniformes en matière de négoce d'électricité, ainsi que d'exigences techniques auxquelles devront satisfaire le réseau électrique et l'exploitation d'installations. Ils fixent également les normes de fiabilité du réseau européen d'électricité et décrivent les interfaces entre les acteurs concernés. Les nouvelles réglementations complètent ou mettent à jour les réglementations existantes de l'«Operation Handbook of Continental Europe».

Si, jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, le champ d'application des NC se limite sur un plan formel aux États de l'UE et de l'EEE, ils peuvent être utilisés en Suisse à l'instar des documents de la branche émis par l'AES ou des dispositions, normes et recommandations d'autres organisations spécialisées reconnues.

Les extraits suivants des lois et ordonnances fournissent un aperçu du cadre juridique :

Art. 3 LApEI (Coopération et subsidiarité)

¹[...]

² Avant d'édicter des dispositions d'exécution, ils [la Confédération et les cantons] examinent les mesures librement consenties prises par ces organisations. Dans la mesure où cela est possible et nécessaire, ils

¹ Transposition juridique des NC dans l'UE sous la forme d'ordonnances, c'est-à-dire avec applicabilité directe dans les États membres de l'UE

² Règlement (CE) N° 14/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

reprentent totalement ou partiellement les accords conclus par ces organisations dans les dispositions d'exécution.

Art. 8, art. 1d LApEI (Tâches des gestionnaires de réseau)

¹ Les gestionnaires de réseau coordonnent leurs activités. Ils doivent en particulier: [...]

- d. élaborer les exigences techniques et les exigences d'exploitation minimales pour le fonctionnement du réseau; ils tiennent compte à cet égard des normes et recommandations internationales des organisations spécialisées reconnues.

Art. 5, al. 1 et 6 OApEI (Mesures visant à assurer un réseau sûr, performant et efficace)

¹ La société nationale du réseau de transport, les gestionnaires de réseau, les producteurs et les autres acteurs concernés prennent les mesures préventives nécessaires pour assurer l'exploitation sûre du réseau. Pour ce faire, ils tiennent compte des dispositions contraignantes ainsi que:

- a. des réglementations, normes et recommandations des organisations techniques reconnues, notamment de l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E); [...]

⁶ L'Office fédéral de l'énergie (OFEN) peut fixer des exigences techniques et administratives minimales concernant un réseau sûr, performant et efficace; il peut déclarer obligatoires des dispositions internationales techniques ou administratives et des normes ou des recommandations édictées par des organisations techniques reconnues.

EICom (2012): nature juridique et aspects essentiels des Network Codes de l'ENTSO-E, 1^{er} mars 2012

Sur un plan formel, le champ d'application des NC se limite aux États de l'UE. Si les NC n'ont pas de caractère contraignant selon le droit suisse, ils peuvent toutefois être utilisés en Suisse à l'instar des documents de la branche émis par l'AES ou des dispositions, normes et recommandations d'autres organisations spécialisées reconnues.

Dans ce contexte, ce document thématique clarifie les critères relatifs au traitement des différentes réglementations des NC tout en tenant compte des répercussions techniques, opérationnelles et financières sur la branche de l'électricité suisse.

2. Prescriptions de l'ENTSO-E

Nonobstant le cadre juridique, Swissgrid est, en tant que membre à part entière de l'ENTSO-E, tenue systématiquement³ de mettre en œuvre les réglementations et normes développées conjointement au sein de l'ENTSO-E – dont les NC. De ce fait, elle est tiraillée entre les prescriptions juridiques suisses et les statuts de l'ENTSO-E. Néanmoins, une telle obligation ne peut pas dépasser le fait que Swissgrid dispose également de compétences pour mettre en œuvre ses réglementations en Suisse. Par ailleurs, les acteurs du marché suisse et Swissgrid également sont explicitement exclus par quelques NC, ce qui doit être pris en considération lors de l'évaluation.

³ Art. 4 «Purpose of the Association» et art. 12 «Suspension of participation and/or voting rights – Exclusion of Members, Associated Members and Observers Members» des Articles of Association, ENTSO-E (30.09.2014)

3. Vue d'ensemble des Network Codes de l'ENTSO-E

NC concernant le négoce:

- Capacity Allocation and Congestion Management (règlement CACM)⁴
- Forward Capacity Allocation (règlement FCA)⁵
- Electricity Balancing (règlement EB)⁶

NC concernant le raccordement au réseau:

- Requirements for Generators (règlement RfG)⁷
- Demand Connection Code (règlement DCC)⁸
- High Voltage Direct Current Connections (règlement HVDC)⁹

NC concernant l'exploitation du réseau:

- System Operation Guideline (règlement SO)¹⁰
- Emergency and Restoration (règlement ER)¹¹

4. Cadre juridique relatif au traitement des Network Codes de l'ENTSO-E en Suisse

La branche de l'électricité règle le traitement des NC de l'ENTSO-E à titre subsidiaire jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE. La sécurité du système et les avantages pour le secteur suisse de l'électricité figurent parmi les priorités à cet égard. Il convient également de tendre au maintien et au renforcement de la compétitivité de ce secteur sur le plan international. En font notamment partie les exploitants de centrale, les gestionnaires de réseau, les fournisseurs, les négociants, les prestataires de services-système et les responsables de groupes-bilan.

Lors de la définition du traitement des NC de l'ENTSO-E, il convient d'appliquer les principes suivants:

- L'horizon temporel du présent document dure jusqu'à la conclusion d'un accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE.
- Si les conditions-cadre devaient être modifiées de façon significative (p. ex. accord bilatéral avec l'UE, assouplissement de l'exclusion de la Suisse du couplage des marchés, etc.), le processus d'analyse relatif aux dispositions concernées des NC doit être réitéré.
- Les parties des NC dont la Suisse est explicitement exclue ne sont pas encore mises en œuvre.
- Toutes les dispositions des NC sont examinées et évaluées individuellement dans le cadre du processus décrit dans le présent document.

⁴ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

⁵ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

⁶ Règlement (CE) N° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

⁷ Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité

⁸ Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation

⁹ Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu

¹⁰ Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

¹¹ Pas encore entré en vigueur. (état: 08.11.2017).

- Les différentes dispositions des NC sont mises en œuvre si l'analyse coûts-bénéfices présente un résultat positif compte tenu de la sécurité et de la stabilité du système, du renforcement de la compétitivité du secteur électrique suisse et des répercussions financières, ainsi que d'autres critères le cas échéant.
- La mise en œuvre des dispositions des NC ne doit entraîner aucune obligation de rééquipement dans les installations (pas de retrofits).
- La prise en charge de coûts doit être clarifiée avant la mise en œuvre de chaque disposition des NC.
- La mise en œuvre des dispositions des NC dans les documents de la branche s'effectue conformément aux processus établis par l'AES. En cas de force majeure (p. ex. risque pour la sécurité ou la stabilité du réseau si la mise en œuvre n'est pas immédiate), certaines dispositions peuvent également être déployées en priorité – c'est-à-dire pas seulement lors de la prochaine révision des documents concernés, mais le plus rapidement possible.

5. Gouvernance et répartition des tâches

Pour les besoins de l'analyse, l'organisation exerçant le lead est défini pour chaque NC.

NC dont le lead est exercé par l'AES:

- Requirements for Generators (règlement RfG)
- Demand Connection Code (règlement DCC)
- High Voltage Direct Current (règlement HVDC)
- Capacity Allocation and Congestion Management (règlement CACM)
- Forward Capacity Allocation (règlement FCA)

NC dont le lead est exercé par Swissgrid:

- System Operation Guideline (règlement SO)
- Emergency and Restoration (règlement ER)
- Electricity Balancing (règlement EB)

L'organisation qui a le lead convoque un groupe de travail pour chaque NC qui lui est attribué, avec une représentation équilibrée de la branche. Ces groupes de travail établissent une analyse d'écart, qui montre à quel niveau la législation suisse, les documents de la branche de l'AES ou d'autres documents devraient être ajustés lors d'une mise en œuvre. Un écart décrit ainsi une disposition d'un NC qui ne figure actuellement pas – ou est formulée autrement – dans les lois et ordonnances suisses, ni dans les documents de la branche. Les résultats et une synthèse de l'analyse d'écart sont disponibles pour tous les NC cités au chapitre 3.

Les groupes de travail émettent pour chaque écart ou groupe d'écarts connexes (ci-après «écart») une recommandation d'usage au moyen d'un processus uniforme (cf. chapitre 6). Ils transmettent l'analyse d'écart à la commission EAE – TSO. Cette dernière exerce une fonction de coordination et traite les éventuelles divergences entre les groupes de travail. Elle peut en outre formuler ses propres recommandations. Les modifications des documents de la branche requises sont effectuées lors de la prochaine révision desdits documents conformément aux processus établis par l'AES. Ensuite, les analyses d'écart et les recommandations sont transmises aux commissions responsables du document de la branche concerné. Celles-ci décident à quel endroit du document et avec quelle formulation un écart doit être

comblé. Le cas échéant, elles consultent le groupe de travail. Si les écarts présentent des interdépendances les uns avec les autres, les modifications doivent si possible être effectuées en même temps. S'agissant des écarts sans interdépendance, l'adaptation doit être coordonnée de manière à limiter autant que possible la charge administrative liée aux modifications.

Lors de l'autorisation des documents de l'AES par le Comité, les écarts ayant donné lieu à une adaptation sont présentés et justifiés, de même que ceux qui n'ont pas fait l'objet d'une adaptation lors de cette révision. En outre, les écarts vis-à-vis de la recommandation émise par la commission EAE – TSO ou des groupes de travail doivent être motivés.

Si des adaptations au niveau de la loi ou de l'ordonnance sont requises, l'élaboration de la position de l'AES suit les processus établis.

6. Processus de définition du traitement des Network Codes de l'ENTSO-E en Suisse

Le processus complet pour la définition du traitement de chaque écart est représenté dans l'illustration 1 et expliqué en détail dans le texte ci-après.

Étapes de processus 1: responsabilité de Swissgrid

Il convient tout d'abord d'examiner si l'adaptation d'un écart relève de la seule responsabilité de Swissgrid (**étape de processus 1.1**). Si tel n'est pas le cas ou si elle concerne les documents de la branche sous la responsabilité de Swissgrid (Transmission Code Suisse (TC), le modèle d'utilisation du réseau suisse de transport (MURT), le Balancing Concept Suisse (BC)), on peut passer à l'étape de processus suivante (**étape de processus 1.2**). Dans les autres cas, il s'agit de savoir si les autres parties sont concernées sensiblement par une mise en œuvre (**étape de processus 1.3**). Si tel est le cas (modifications des modèles contractuels de Swissgrid, conséquences financières importantes, etc.), Swissgrid garantit l'implication nécessaire et précoce des parties concernées (en particulier via une consultation et des négociations). Les éventuelles adaptations ne doivent entraîner aucune obligation de rééquipement dans les installations (pas de retrofits). Dans tous les autres cas, Swissgrid décide unilatéralement du traitement des écarts correspondants.

Étape de processus 2: exclusion de la Suisse

Si la mise en œuvre unilatérale de processus par la Suisse n'est pas possible p. ex. en raison d'une clause du pays tiers, la poursuite de l'évaluation de cet écart est différée jusqu'à ce que les conditions changent.

Étape de processus 3: proposition de procédure univoque

Pour les écarts restants, le groupe de travail détermine si le traitement de l'écart fait l'unanimité. Les résultats suivants sont possibles:

- a) Le groupe de travail parvient à l'unanimité à la conclusion qu'un écart doit donner lieu à une adaptation (suite à l'étape de processus 5);
- b) Le groupe de travail parvient à l'unanimité à la conclusion qu'un écart ne doit pas donner lieu à une adaptation (aucune pertinence matérielle, aucun bénéfice identifiable ou les inconvénients d'une adaptation sont nettement supérieurs aux avantages) jusqu'à ce que les conditions-cadre changent sensiblement et que de ce fait on procède à une nouvelle évaluation;

- c) S'il n'y a pas d'unanimité au sein du groupe de travail au sujet du traitement, l'écart est soumis à une analyse coûts-bénéfices.

Dans les situations a) et b), les résultats sont saisis par exemple dans les documents de l'analyse d'écart pour que la décision demeure compréhensible. Dans la situation c), il convient d'utiliser la grille d'évaluation à l'annexe 5.

Étape de processus 4: analyse coûts-bénéfices

Le groupe de travail utilise la grille d'évaluation à l'annexe 5 comme outil. Les conséquences à court et long terme (coûts et bénéfices) d'une adaptation ou non doivent être décrits afin qu'il soit possible de motiver la décision. En cas de différences majeures entre les conséquences à court et long terme, celles-ci devraient être précisées séparément si besoin. Lorsque des estimations quantitatives pertinentes sont possibles, elles doivent être présentées. L'analyse des coûts et des bénéfices est soumise aux critères suivants compte tenu de l'article définissant le but de la loi sur l'approvisionnement en électricité:

- Stabilité et sécurité du système: la suspension de la mise en œuvre d'un règlement a-t-elle des répercussions négatives évidentes sur un ou plusieurs paramètres relatifs à la stabilité ou la sécurité du système (p. ex. n-1, stabilité de la tension, stabilité de la fréquence, accord ou échange de données avec des partenaires, etc.)?
- Compétitivité des centrales et des négociants: quelle influence la mise en œuvre exerce-t-elle sur l'accès au marché international des centrales et des négociants suisses (conformément à l'article définissant l'objectif de la LApEI)?
- Répercussions financières directes ou indirectes: quels coûts sont engagés ou peuvent être évités et par qui sont-ils supportés?
- Autres critères:
 - Amélioration des processus existants
 - Collaboration avec les TSO voisins (notamment échange d'informations, de données et de mesures)
 - Etc.

Le groupe de travail peut proposer des variantes de mise en œuvre alternatives, qui sont évaluées au moyen des mêmes critères et comparées les unes avec les autres.

Si l'analyse coûts-bénéfices aboutit à un résultat négatif, on renonce à l'adaptation de l'écart jusqu'à ce que les conditions-cadre changent sensiblement et qu'on procède de ce fait à une nouvelle évaluation.

Étape de processus 5: prise en charge des coûts

Si le groupe de travail parvient à l'unanimité à la conclusion qu'un écart doit donner lieu à une adaptation (étape de processus 3) ou si le résultat de l'analyse coûts-bénéfices est positif (étape de processus 4), une proposition de prise en charge des coûts est élaborée. Si la prise en charge des coûts est unanimement acceptée par le groupe de travail, une adaptation coordonnée dans le temps est alors lancée. En l'absence d'unanimité, le processus s'achève sans résultat concret et les différentes positions sont documentées.

L'absence d'accord est toujours possible quelle que soit l'étape de processus, même si cela n'est pas toujours présenté explicitement pour des raisons de clarté (p. ex. en cas d'inquiétude quant la sécurité du système). Si l'on ne peut parvenir à un accord quant à un écart dans une analyse, chaque partie est habilitée à transmettre la requête à une instance supérieure (tout d'abord à la commission EAE-TSO, puis à

la direction, au Comité et/ou aux pouvoirs publics) (p. ex. étape de processus 4: résultat de l'analyse coûts-bénéfices ou remise en question du traitement du résultat par une partie; étape de processus 5: manque de clarté ou absence d'accord sur la prise en charge des coûts).

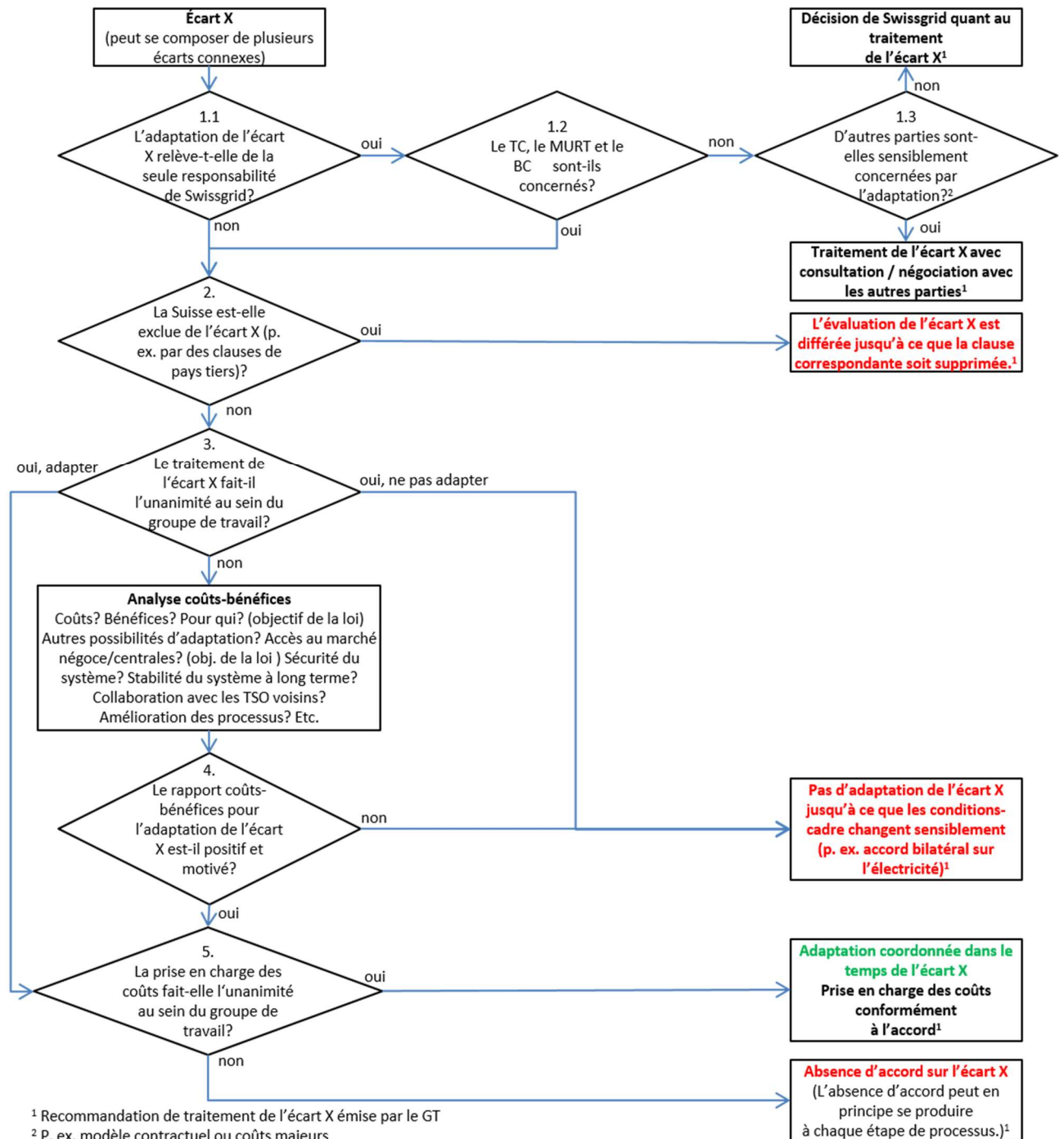


Illustration 1 Processus de définition du traitement des Network Codes de l'ENTSO-E

Cadre légal initial

- Loi fédérale sur l’approvisionnement en électricité (RS 734.7, loi sur l’approvisionnement en électricité (LApEI)) du 23 mars 2007 (état: 1^{er} juin 2015)
- Ordonnance sur l’approvisionnement en électricité (RS 734.71, OApEI) du 14 mars 2008 (état: 1^{er} janvier 2017)
- ECom (2012): nature juridique et aspects essentiels des Network Codes de l’ENTSO-E, 1^{er} mars 2012

Réglementation européenne

- Règlement (CE) N° 714/2009 sur les conditions d’accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d’électricité
- Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l’allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
- Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l’allocation de capacité à terme
- Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d’électricité
- Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation
- Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu
- COMMISSION REGULATION (EU) [year]/[number] of [date] establishing a network code on electricity emergency and restoration. (provisional)
- Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l’électricité

Auskünfte

Olivier Stössel, téléphone: 062 825 25 51
E-mail: olivier.stoessel@strom.ch

Association des entreprises électriques suisses
Hintere Bahnhofstrasse 10, 5001 Aarau, www.electricite.ch

Annexe 1 Contenu des différents Network Codes

Le **règlement CACM** définit des processus et des normes relatifs au calcul et à l'allocation de la capacité de transport entre zones pour les marchés journalier et infrajournalier et crée ainsi la base pour un couplage des marchés. Conjointement avec les deux autres codes du marché énergétique (NC FCA et EB), le règlement CACM pose les fondements d'un marché de l'électricité intégré en Europe. Il prévoit qu'une approche fondée sur les flux soit appliquée pour le calcul de la capacité et que l'allocation de la capacité se déroule implicitement (c'est-à-dire directement sur la base du volume d'électricité commercialisé). Il traite aussi des rôles institutionnels dans le cadre de l'allocation de la capacité, ainsi que des méthodes visant à définir et à examiner les zones de dépôts des offres. Le règlement CACM contient une clause selon laquelle la Suisse n'est autorisée à participer au couplage des marchés que si elle applique les principales règles de l'UE dans le domaine de l'électricité et qu'il existe un accord bilatéral avec l'UE sur la coopération dans ce domaine. La participation de la Suisse est décidée par la Commission de l'UE sur la base d'un avis rendu par l'ACER. En novembre 2014, la Commission de l'UE a fait savoir à Swissgrid que la Suisse ne participera pas à court terme et qu'une solution globale sous la forme d'un accord sur l'électricité continuait d'être recherchée.

Le **règlement FCA** établit des règles pour le calcul et l'allocation de la capacité de transport entre zones à long terme. Des méthodes uniformes y sont définies, ainsi que la conception des droits de transport à long terme. De plus, la mise en place d'une plateforme d'allocation unique à l'échelon européen (Single Allocation Platform; SAP) est régie pour l'allocation de la capacité de transport entre zones à terme et les compétences de celle-ci.

Le règlement FCA contient, de manière analogue au règlement CACM, une clause selon laquelle les acteurs du marché suisse et le GRT ont accès à la SAP dans la mesure où les principales règles de l'UE pour le marché de l'électricité sont appliquées dans la législation nationale suisse et qu'il existe un accord bilatéral avec l'UE sur la coopération dans ce domaine. Par conséquent, Swissgrid n'est pas autorisée à participer à la SAP.

Le **règlement EB** doit définir les règles relatives à un marché pour l'énergie de réglage et à un marché de réserve entre zones. Les fournisseurs opérant sur ce marché doivent pouvoir proposer des produits à l'échelon européen, sélectionnés selon une courbe «merit order».

Entre-temps, une clause spécifique excluant la Suisse du marché intérieur de l'électricité de l'UE a été ajoutée au règlement EB, comme dans les règlements CACM et FCA. Toutefois, sous la forme actuelle, une participation de la Suisse n'est du moins pas exclue en soi.

Le **règlement RfG** décrit les conditions techniques de raccordement au réseau pour les installations de production qui ont des répercussions sur la stabilité du système des réseaux, en particulier en termes de stabilité de la fréquence et de la puissance. Une application éventuelle du règlement RfG sur les installations de production actuelles intervient soit après détermination de l'autorité régulatoire nationale, soit sur proposition du gestionnaire du réseau de transport national, cette proposition se basant sur une analyse coûts-bénéfices quantitative.

Le **règlement DCC** établit des règles pour le raccordement au réseau de réseaux de distribution aval ou de consommateurs qui, seuls ou avec d'autres consommateurs, exercent une influence sur la sécurité transfrontalière du système afin de permettre une gestion de la charge efficace. Les dispositions du

règlement DCC ne valent pas pour les unités de pompage-turbinage capables de fonctionner à la fois en production et en pompage (ces installations relèvent du règlement RfG).

Le **règlement HVDC** définit les exigences techniques concernant les futurs raccordements de lignes à courant continu haute tension, ainsi que leurs principaux composants. Ce NC pourrait se révéler important à long terme pour les centrales de pompage-turbinage.

Le **règlement SO** résulte du regroupement des NC Operational Security, Operational Planning & Scheduling et Load Frequency Control and Reserves. Il définit des exigences de sécurité (gestion des congestions, du flux de charge, des courts-circuits, ainsi que gestion de la stabilité dynamique) pour la planification de l'exploitation et l'exploitation opérationnelle des systèmes de transport, ainsi que pour l'échange de données correspondant. Il détermine également les exigences relatives aux processus d'exploitation et de planification afin d'assurer une préparation uniforme et coordonnée du fonctionnement en temps réel. Ainsi, le règlement régit la manière dont les GRT se coordonnent et doivent collaborer lors de l'établissement de mesures visant à sécuriser le réseau. En outre, il décrit les processus entre GRT relatifs au réglage du réseau (p. ex. définition et échange de la réserve de réglage, critères de qualité, structure régulatoire, etc.). Dans ce cadre, le règlement TSO définit les conditions-cadre techniques pour le marché européen de l'énergie de réglage. Les aspects se rapportant à la conception même des modalités du marché sont traités dans le règlement EB.

Le règlement SO comprend une clause selon laquelle les GRT de l'UE disposent d'un délai de 18 mois après l'entrée en vigueur du règlement SO pour conclure un accord de collaboration visant l'exploitation sécurisée du système avec les GRT des pays tiers dans la même zone synchrone et s'assurer de la mise en conformité de ces GRT avec le règlement SO.

Le **règlement ER** décrit des processus et des mesures techniques visant à empêcher les pannes d'électricité, à coordonner les opérations pendant les pannes et à remettre le réseau en marche après les incidents.

Annexe 2 Vue d'ensemble des clauses du pays tiers

Les citations suivantes des ENTSO-E Network Codes ont été insérées en français lorsqu'une traduction officielle existe. Si aucune traduction n'est encore disponible, ce sont les textes anglais qui sont utilisés.

Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), art. 1, al. 4 et 5

⁴ Le couplage unique journalier et infrajournalier dans l'Union peut être ouvert aux opérateurs de marché et aux GRT actifs en Suisse, à la condition que le droit national suisse se conforme aux principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité et qu'il existe un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité entre l'Union et la Suisse.

⁵ Sous réserve que les conditions prévues au paragraphe 4 ci-dessus soient remplies, la participation de la Suisse au couplage unique journalier et infrajournalier est décidée par la Commission sur la base d'un avis rendu par l'Agence. Les droits et les responsabilités des NEMO et des GRT de la Suisse qui participent au couplage unique journalier sont en cohérence avec les droits et responsabilités des NEMO et des GRT opérant dans l'Union, afin de permettre le fonctionnement sans heurt des systèmes de couplage unique à jour et infrajournalier mis en œuvre au niveau de l'Union, et de garantir que des règles équitables s'appliquent pour toutes les parties intéressées.

Forward Capacity Allocation (FCA), art. 1, al. 4 et 5

⁴ La plateforme d'allocation unique peut être ouverte aux opérateurs de marché et aux GRT actifs en Suisse, à la condition que le droit national suisse se conforme aux principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité et qu'il existe un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité entre l'Union et la Suisse.

⁵ Sous réserve que les conditions prévues au paragraphe 4 ci-dessus soient remplies, la participation de la Suisse à la plateforme d'allocation unique est décidée par la Commission sur la base d'un avis rendu par l'Agence. Les droits et les responsabilités des GRT suisses qui participent à la plateforme d'allocation unique sont en cohérence avec les droits et responsabilités des GRT opérant dans l'Union, afin de permettre le bon fonctionnement de l'allocation des droits de transport à long terme mise en œuvre au niveau de l'Union, et de garantir que des règles équitables s'appliquent à toutes les parties intéressées.

Electricity Balancing (EB), art. 1, al. 4 et 5

⁴ La plateforme d'allocation unique peut être ouverte aux opérateurs de marché et aux GRT actifs en Suisse, à la condition que le droit national suisse se conforme aux principales dispositions de la législation de l'Union relative au marché de l'électricité et qu'il existe un accord intergouvernemental sur la coopération dans le domaine de l'électricité entre l'Union et la Suisse.

⁵ Sous réserve que les conditions prévues au paragraphe 4 ci-dessus soient remplies, la participation de la Suisse à la plateforme d'allocation unique est décidée par la Commission sur la base d'un avis rendu par l'Agence. Les droits et les responsabilités des GRT suisses qui participent à la plateforme d'allocation unique sont en cohérence avec les droits et responsabilités des GRT opérant dans l'Union, afin de permettre le bon fonctionnement de l'allocation des droits de transport à long terme mise en œuvre au niveau de l'Union, et de garantir que des règles équitables s'appliquent à toutes les parties intéressées.

System Operation (SO), art. 13

Lorsqu'une zone synchrone englobe des GRT de l'Union et de pays tiers, dans un délai de dix-huit mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de l'Union présents dans cette zone synchrone s'efforcent de conclure avec les GRT des pays tiers non liés par le présent règlement un accord fixant la base de leur coopération en ce qui concerne le fonctionnement sûr du réseau et définissant les modalités de la mise en conformité des GRT des pays tiers avec les obligations prévues par le règlement.

Emergency and Restoration (ER), art. 10

Where a synchronous area encompasses both Union and third country TSOs, by [18 months after entry into force of this Regulation], all Union TSOs in that synchronous area shall endeavour to conclude with the third country TSOs not bound by this Regulation an agreement setting the basis for their cooperation concerning secure system operation and setting out arrangements for the compliance of the third country TSOs with the obligations set in this Regulation.

Annexe 3 Grille d'évaluation

Désignation de l'écart (<i>un seul ou un groupe</i>)	<i>(contenu de l'article - écart souligné si pertinent)</i>	
(<i>délai de mise en œuvre UE</i>)		
(<i>NC de l'ENTSO-E</i>)		
(<i>article, al.</i>)		
(<i>documents suisses concernés</i>)		
Analyse coûts-bénéfices d'une adaptation		
	Estimation quantitative (si possible)	Évaluation qualitative
Sécurité et stabilité du système RT / RD		
Compétitivité des centrales et des négociants		
Répercussions financières		
Autres critères (à spécifier)		
Recommandation du GT	Le groupe de travail recommande pour cet écart (<i>une adaptation coordonnée dans le temps / aucune adaptation jusqu'à ce que les conditions-cadre soient sensiblement modifiées / aucun accord</i>)	
Justification	<i>(Si la mise en œuvre doit respecter certaines conditions, les décrire ici)</i>	
Solution pour la prise en charge des coûts	<i>(Solution ou absence d'accord)</i>	
Commentaire		
Recommandation de la commission EAE – TSO		
Décision de la commission responsable de l'adaptation		