

**Réponses à la demande de renseignement
no. 4 de la Régie de l'énergie**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 4 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA
RÉGIE) À HYDRO QUÉBEC DANS SES FONCTIONS DE
COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC RELATIVE À LA
DEMANDE D'ADOPTION DE CINQ NORMES DE FIABILITÉ
NORME MOD-031-2**

Fonctions Distributeur (DP) et Responsable de l'approvisionnement (LSE)

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0082](#) (le Registre);
 - (ii) Pièce [B-0061](#), p. 5.

Préambule :

(i) Selon le Registre dix entités sont visées à titre de DP dont une seule également à titre de LSE soit Hydro-Québec Distribution. Par ailleurs, selon les fiches respectives des neuf entités DP qui ne sont pas également LSE :

- cinq entités DP « délègue[nt] l'approvisionnement en électricité à HQD » (Hydro-Magog, Ville de Baie-Comeau, Ville de Joliette-Hydro-Joliette, Ville de Saguenay-Hydro-Saguenay, Ville de Sherbrooke (Hydro-Sherbrooke));
- l'entité responsable de l'approvisionnement des quatre autres entités DP (Énergie Renouvelable Brookfield, Hydro-Québec TransÉnergie, Rio Tinto Alcan et la Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan) n'est pas précisée.

(ii) « *Par ailleurs, la norme MOD-031-1 intègre la fonction de distributeur (DP). À ce moment, la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) faisait encore partie du modèle de fiabilité de la NERC. Malgré ceci, certaines entités ont commenté sur la nécessité d'inclure la fonction de distributeur (DP) puisque les distributeurs détenaient des données que le responsable de l'approvisionnement (LSE) ne détenait pas. L'équipe de rédaction de la NERC a conclu que la fonction de distributeur (DP) devrait être visée.* » [nous soulignons]

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer quelle entité est responsable de l'approvisionnement des consommateurs finaux desservis par les DP : Énergie Renouvelable Brookfield, Hydro-Québec TransÉnergie, Rio Tinto Alcan et la Société en commandite Hydroélectrique Manicouagan.

R1.1

La seule entité visée désignée Responsable d’approvisionnement (LSE) au Registre des entités est Hydro-Québec Distribution. Ainsi, Hydro-Québec Distribution est le LSE des consommateurs finaux desservis par tous les Distributeurs (DP).

- 1.2 Veuillez préciser dans quelles juridictions, provinces ou états œuvrent les entités dont il est question à la référence (ii).

R1.2

Le groupe « ACES Standards Collaborators » a émis le commentaire¹ concernant la nécessité d’inclure la fonction de distributeur (DP) puisque les responsables de l’approvisionnement (LSE) ne détenaient pas toutes les informations de modélisation requises par la norme MOD-031-2. « ACES Standards Collaborators » représente 21 membres répartis à travers les États-Unis. Il est possible de voir l’emplacement des entités sur le site internet du groupe².

- 1.3 Veuillez préciser, pour chacune des quatre Interconnexions de l’Amérique du Nord, le nombre de LSE et de DP qui était inscrit au registre de la NERC préalablement au retrait de la fonction LSE du modèle fonctionnel de la NERC.

R1.3

Le tableau suivant fournit le nombre d’entités par interconnexion nord-américaine pour les fonctions de la NERC de distributeur (DP) et de responsable de l’approvisionnement (LSE) avant le retrait de la fonction de responsable de l’approvisionnement (LSE) tel qu’approuvé par la FERC le 15 octobre 2015 :

Interconnexion	Fonctions de la NERC ³	
	DP	LSE
Québec	10	1
Ouest	109	103
ERCOT	46	59
Est	320	309

- 1.4 Veuillez commenter la pertinence d’inclure la fonction DP à titre d’entité visée par la norme MOD-031-2 au Québec.

¹ [Commentaires reçus par la NERC concernant la MOD-031](https://www.nerc.com/pa/Stand/pages/project2010-04demanddata(mod-c).aspx), consulté en ligne à l’adresse suivante : [https://www.nerc.com/pa/Stand/pages/project2010-04demanddata\(mod-c\).aspx](https://www.nerc.com/pa/Stand/pages/project2010-04demanddata(mod-c).aspx)

² ACES excellence in energy, consulté en ligne à l’adresse suivante : <http://www.acespower.com/clients/>

³ NERC Compliance Registry, consulté le 31 décembre 2014

R1.4

Le Coordonnateur est d'avis que le fait d'inclure la fonction de distributeur (DP) à titre d'entité visée par la norme MOD-031-2 est tout à fait pertinent. Par ailleurs, suite au retrait de la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE), la norme MOD-031-2 n'est pertinente que si les entités ayant la fonction de distributeur (DP) sont assujetties. Si la fonction de distributeur DP n'était pas visée, la norme ne trouverait plus d'application suffisante au Québec.

Tel que mentionné dans son complément de preuve⁴ déposé suite à la décision D-2017-084, le Coordonnateur souligne qu'il est pertinent d'« inclure la fonction de distributeur (DP) puisque les distributeurs [détiennent] des données que le responsable de l'approvisionnement (LSE) ne [détient] pas ». Dans sa demande de retrait de l'enregistrement⁵ des responsables de l'approvisionnement (LSE), NERC indique que la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) est commerciale et n'a pas d'impact sur la fiabilité [Nous soulignons]:

« The Activities Performed by the LSE Function are Commercial in Nature.[...] LSEs are primarily involved with contracting rather than with physical operations of the BPS. Ownership of BES assets (or of any physical assets) is not a pre-condition for LSE registration. Owners and operators of BES Elements are registered under other functions. The LSE ensures an adequate power supply for its customers, including contracting for associated transmission service, to deliver that supply to a DP, who is responsible for the final delivery to its end use customers. [...] As a result, LSEs cannot take actions on the grid to impact reliability. »

Le Coordonnateur réitère donc la pertinence de la fonction distributeur (DP) dans le cadre de l'adoption de la norme MOD-031-2.

La demande et l'énergie disponible

2. **Références :**
- (i) Pièce B-0036, norme MOD-031-2;
 - (ii) Pièce B-0031, le Glossaire;
 - (iii) Pièce B-0042, les modifications au Glossaire;
 - (iv) Pièce C-RTA-0004, p. 4;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 3, réponse R1.

⁴ Dossier R-3997-2016, pièce [B-0061](#) ;

⁵⁵ [Compliance filing of the North American Electric Reliability Corporation and Petition for Approval of Rules of Procedure Revisions](#) consulté sur le site internet de la NERC à l'adresse suivante:
http://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/RBR-ROP_Compl_Filing_07172015_RR15-4_posting.pdf

Préambule :

(i) L'exigence E1 de la norme MOD-031-2 traite de la transmission de données relatives à la *demande*, à l'*énergie disponible nette* et à la *demande interne totale*.

(ii) Le Glossaire fournit les définitions des termes *demande* et *énergie disponible nette* :

« *Demande* :

1. *Taux auquel un réseau ou une portion de réseau fournit ou reçoit l'énergie électrique. S'exprime généralement en kilowatts ou en mégawatts à un instant donné, ou en valeur moyenne sur une période donnée.*

2. *Taux auquel l'énergie est consommée par un client.*

(*Demande*)

[...]

Énergie disponible nette :

Production nette d'une zone d'équilibrage, plus l'énergie reçue d'autres zones d'équilibrage et moins l'énergie qui leur est livrée dans le cadre d'un échange. Cela inclut les pertes de la zone d'équilibrage, mais exclut l'énergie requise pour le stockage d'énergie dans les installations prévues à cette fin.

(*Net Energy for Load*). » [nous soulignons]

(iii) Le Coordonnateur propose l'ajout au Glossaire du terme « demande interne totale » ainsi que sa définition qui se lit comme suit :

« *Demande interne totale*

Demande d'un réseau ayant un périmètre de comptage, qui comprend la demande ferme plus toute charge de DSM modulable et mobilisable ainsi que la charge qui correspond aux pertes en énergie à l'intérieur du périmètre de comptage de ce réseau.

(*Total Internal Demand*). » [nous soulignons]

(iv) RTA allègue qu'elle ne possède pas les données requises :

« *Quant aux achats passés et prévus (Charges A et Charges B), ceux-ci sont mesurés non pas par RTA mais par HQD. RTA ne possède pas directement les données requises pour satisfaire aux obligations de la MOD-031-2 quant aux charges des clients d'HQD qui transitent sur le réseau de transport de RTA et l'énergie qu'elle*

achète d'HQD qui transite également sur son réseau de transport. RTA doit demander et obtenir ces données d'HQD. RTA ne peut assurer que les données en sa possession sont fiables ni éviter un double comptage. Ainsi, RTA ne peut contribuer directement à la fiabilité du réseau RTP quant aux données qu'elle doit communiquer au Coordonnateur sans qu'HQD lui fournisse les données exactes. Seule HQD peut le faire. Il s'agit de particularités inhérentes aux opérations de RTA à titre de Distributeur, à ses infrastructures comme PVI et au maillage de son réseau de transport à celui d'HQT. » [nous soulignons]

(v) Le Coordonnateur informe que HQD suggère de soumettre certaines données directement au demandeur.

« Engagement #1.

Le Coordonnateur : Demander à HQD si elle aurait des objections à fournir à RTA les données relatives aux charges raccordées au réseau de RTA (Produits forestiers Résolu Dolbeau-Mistassini, Elken Metal Canada) en lien avec la norme MOD-031-2.

R1

HQD n'a aucune objection à transmettre les données relatives aux charges raccordées au réseau de l'entité RTA (Produit forestiers Résolu Dolbeau-Mistassini et Elkem Metal Canada).

HQD peut transmettre les données à l'entité RTA si une entente de confidentialité peut être conclue, mais suggère de le faire directement au demandeur (coordonnateur de la planification (PC) « le Planificateur ») ou le responsable de l'équilibrage (BA)) en vertu de la norme MOD-031-2, comme elle le fait déjà à l'heure actuelle. La confidentialité des échanges serait alors déjà couverte par le Code de conduite du Transporteur ou le Code de conduite du Coordonnateur de la fiabilité, selon le cas. » [nous soulignons]

Demandes :

2.1 Veuillez préciser comment la NERC applique la définition de « demande » aux clients consommateur d'énergie qui détiennent, à l'intérieur de leur périmètre, des installations de production.

R2.1

La définition de la « demande » indique le « Taux auquel l'énergie est consommée par un client. » ce qui se traduit adéquatement, selon le Coordonnateur par, « The rate at which energy is being used by the

customer. » Par exemple, un client qui produit et consomme 100 MW et qui achète 100 MW présente une demande de 200 MW.

- 2.2 Veuillez définir le terme « production nette » cité à la référence (ii).

R2.2

Le terme « production nette » n'est pas un terme défini au Glossaire de la NERC. Selon son usage dans l'industrie, la « production nette » d'une centrale est sa production après y avoir soustrait les pertes et les services auxiliaires interne à la centrale. La production nette d'une zone d'équilibrage serait la production nette de l'ensemble des centrales de cette zone.

- 2.3 Veuillez préciser si la NERC applique le terme « énergie disponible nette » aux clients consommateurs d'énergie qui détiennent, à l'intérieur de leur périmètre, des installations de production.

R2.3

La définition ne prévoit aucune exclusion pour la consommation d'un client ayant un périmètre de comptage lors du calcul.

Cependant, si la capacité de chaque groupe de production était en-dessous de 20 MVA et la production totale nette était en-dessous de 75 MVA, cette production n'aurait pas besoin d'être enregistrée et ne serait pas assujettie aux normes. Si la production n'est pas assujettie, le client pourrait ne considérer que la production nette.

A contrario, si la production d'un client est assujettie aux normes, la consommation associée doit être communiquée au responsable de l'équilibrage afin de permettre l'équilibrage offre-demande de la zone d'équilibrage dont le client fait partie.

- 2.4 Veuillez préciser comment la NERC applique, le cas échéant, la définition de « énergie disponible nette » aux clients consommateurs d'énergie qui détiennent, à l'intérieur de leur périmètre, des installations de production.

R2.4

Voir la réponse R2.3.

- 2.5 Veuillez définir le terme « périmètre de comptage ».

R2.5

Le périmètre d'une entité : Le périmètre d'une entité constitue la frontière entre cette entité et ses voisins.

Le périmètre de comptage (en anglais, « metered boundaries ») d'une entité :

Le périmètre de comptage d'une entité est constitué des points sur cette frontière entre une entité et ses voisins où les mesures sont prises. Par exemple, si une entité partage une ligne d'interconnexion avec une autre entité, cette ligne est le périmètre, mais le périmètre de comptage est le point d'où ces deux entités prennent leurs mesures communes de l'échange entre eux.

- 2.6 Veuillez définir le « périmètre de comptage » applicable aux clients consommateurs d'énergie qui détiennent, à l'intérieur de leur périmètre, des installations de production.

R2.6

Le périmètre de comptage ne dépend pas des installations à l'intérieur du périmètre.

- 2.7 Veuillez définir le ou, le cas échéant, les « périmètre de comptage » applicables aux installations de RTA au Saguenay.

R2.7

La définition du périmètre de comptage s'applique à l'entité RTA comme à toute autre entité.

Le périmètre de l'entité RTA contient les 16 points de mesures qui constituent les points de transferts entre l'entité RTA et ses voisins. Ces points comprennent 11 points de transferts entre l'entité RTA et le réseau d'HQT et 5 avec des clients industriels qu'il dessert en tant que distributeur (DP).

Le périmètre de comptage de l'entité RTA en tant que distributeur (DP) est le périmètre de comptage avec HQT. Notamment, les clients industriels raccordés au réseau de l'entité RTA sont à l'intérieur du périmètre de comptage de l'entité RTA en tant que distributeur (DP). Ces clients industriels ne sont pas des distributeurs voisins, mais bien des clients de l'entité RTA en tant que distributeur (DP). Donc, ces clients font partie de sa zone de distribution et sont à l'intérieur du périmètre de comptage.

- 2.8 Veuillez préciser l'identité des propriétaires des dispositifs de comptage impliqués par les « périmètres de comptage » applicables aux installations de RTA au Saguenay.

R2.8

Comme indiqué à la réponse R2.7, le périmètre de comptage de l'entité RTA en tant que distributeur (DP) est le périmètre de comptage avec le réseau d'HQT. Il y a 11 points de mesures : les dispositifs de comptage associés appartiennent soit à HQ, soit à l'entité RTA.

- 2.9 Veuillez préciser l'identité des propriétaires des données d'énergie impliquées par les « périmètres de comptage » applicables aux installations de RTA au Saguenay.

R2.9

Les données provenant d'un dispositif de mesurage appartiennent au propriétaire du dispositif. Tel qu'indiqué à la réponse R2.8, les dispositifs appartiennent soit à l'entité RTA, soit à HQ. Cependant, l'entité RTA partage certaines données de leurs dispositifs avec les exploitants d'HQT et du Coordonnateur.

- 2.10 Veuillez préciser si l'application de la norme MOD-031-2 oblige les DP et les LSE de se doter chacun d'installations de comptage (un Double comptage) pour l'énergie consommée par les clients qu'ils, selon le cas, raccordent au réseau ou desservent en énergie. Le cas échéant, veuillez commenter la pertinence d'un tel Double comptage.

R2.10

La norme MOD-031-2 n'est pas prescriptive relativement au besoin d'installation de dispositif de comptage, à la propriété des dispositifs de comptage, ou à la propriété des données visées. L'application de la norme MOD-031-2 n'oblige donc pas les distributeurs (DP) et les responsables de l'approvisionnement (LSE) de se doter d'un Double comptage. L'entité visée peut obtenir les données visées du propriétaire du dispositif de données. Typiquement, cette communication de données est encadrée par une entente entre les parties.

Par exemple, si l'entité RTA est distributeur (DP) pour un client industriel dont HQD possède les données, l'entité RTA peut prendre entente avec HQD afin qu'HQD fournisse les données visées au nom de l'entité RTA lors d'une demande de la part du responsable de l'équilibrage (BA) ou du coordonnateur de la planification (PC). À cet égard, HQD a indiqué être

disposée à transmettre les données relatives aux clients industriels raccordés par le réseau de l'entité RTA.

- 2.11 Dans l'optique où HQD transmettrait à RTA les données d'énergie des clients qu'HQD approvisionne en énergie afin que RTA puisse les retransmettre à HQT dans ses fonctions de PC et de BA, veuillez préciser qui de HQD ou RTA serait responsable de la qualité des données en cause.

R2.11

La responsabilité de l'entité RTA et de HQD se limite à rendre les données de leurs zones respectives disponibles au coordonnateur de la planification (PC) et au responsable de l'équilibrage (BA) à l'intérieur des délais prescrits par ces derniers. À cet égard, la norme MOD-031-2 ne comporte aucune exigence en termes de « qualité des données ».

- 2.12 Veuillez préciser si le Coordonnateur accepte la proposition de HQD de transmettre les données relatives aux charges raccordées au réseau de RTA (Produits forestier Résolu Dolbeau-Mistassini, Elken Metal Canada) directement au demandeur, soit le PC ou le BA, en vertu de la norme MOD-031-2.

2.12.1. Dans l'affirmative, veuillez proposer les textes codifiant cette disposition.

R2.12.1

Le Coordonnateur n'a pas objection à ce que la proposition de HQD soit implantée, mais au vu de la réponse R2.11, est d'avis qu'il n'est pas nécessaire, ni souhaitable, d'ajouter une disposition particulière encadrant cette proposition.

Le Coordonnateur est d'avis que l'entité RTA, en tant que distributeur (DP), demeure l'entité responsable de transmettre les données de charge de son réseau. Que HQD puisse transmettre les données directement au coordonnateur de la planification (PC) ou au responsable de l'équilibrage (BA) ne doit pas changer l'obligation de l'entité RTA en tant que distributeur (DP) d'être en mesure de transmettre les données demandées conformément à la norme MOD-031-2 si le coordonnateur de la planification (PC) ou au responsable de l'équilibrage (BA) lui demande.

Les normes de fiabilité présument qu'un distributeur (DP) connaît l'état de son réseau de distribution ainsi que l'énergie qui y transite. Le Coordonnateur considère cette hypothèse applicable au réseau du Québec et au réseau de l'entité RTA également. L'entité RTA en tant que distributeur (DP) a des responsabilités pour l'énergie transitée sur son réseau.

Enfin, le Coordonnateur souligne (tel que discuté à la réponse R3.3.6) que le développement de la norme MOD-031-2 a tenu compte le fait que les données demandées sont souvent communiquées par d'autres moyens, notamment par des ententes. Donc, la situation de l'entité RTA et d'HQD au Québec n'est pas spécifique au Québec et donc aucune disposition particulière à l'annexe Québec n'est nécessaire ou souhaitable.

2.12.2. Dans la négative, veuillez fournir les justifications.

R 2.12.2

Voir réponse R2.12.1.

La norme MOD-031-2

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 7;
 - (ii) Pièce [B-0036](#), MOD-031-2, Exigences E1 à E4;
 - (iii) Pièce [B-0036](#), MOD-031-2, Justification de l'exigence E1.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur allègue ce qui suit :

« 3.1 Données réelles (E1.3)

Les données portant sur la demande réelle sont nécessaires au Planificateur afin de modéliser très précisément l'ensemble des réseaux qu'il coordonne (incluant le réseau de l'entité RTA) pour qu'il puisse recréer un événement survenu sur le réseau en simulation et procéder aux analyses et études appropriées. Afin que l'analyse et la simulation de l'événement puissent fournir des conclusions valables, les charges doivent être réparties en simulation telles qu'elles l'étaient au moment de l'événement.

En l'absence des données de l'entité RTA, le Coordonnateur de la planification (PC) et le Responsable de l'équilibrage (BA) ne peuvent faire que des estimations, ce qui peut conduire à des résultats erronés. » [nous soulignons]

- (ii) La norme MOD-031-2 comporte quatre exigences toutes associées à l'horizon de la planification à long terme. Par ailleurs, les données électriques à fournir sont des données horaires, mensuelles ou annuelles.

« E1. Chaque coordonnateur de la planification ou responsable de l'équilibrage qui constate le besoin de recueillir des données relatives à la demande interne totale, à l'énergie disponible nette et à la gestion de la demande doit préparer une demande de

données et la transmettre aux entités visées de sa zone. Cette demande de données doit comprendre les éléments suivants : [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme].

[...]

1.3. Une demande de fournir des données réelles parmi les suivantes, selon les besoins :

1.3.1. Valeurs de demande intégrée horaire (en mégawatts) pour l'année civile précédente.

1.3.2. Valeurs de demande intégrée horaire (en mégawatts) des pointes mensuelles et annuelle de l'année civile précédente.

1.3.2.1. Si la demande horaire de la pointe annuelle réelle varie en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.), l'entité visée doit aussi en fournir une valeur normalisée quant aux conditions atmosphériques.

1.3.3. Valeurs mensuelles et annuelle d'énergie disponible nette (en gigawattheures) pour l'année civile précédente.

1.3.4. Valeurs mensuelles et annuelle pour l'année civile précédente de la charge de gestion de la demande (en mégawatts) qui est modulable et mobilisable à la pointe horaire, et sous le contrôle ou la supervision du répartiteur. Trois valeurs en mégawatts doivent être déclarées pour chaque heure : 1) la valeur engagée (sous contrôle ou supervision), 2) la valeur mobilisée (mise à la disposition, le cas échéant, du répartiteur) et 3) la valeur réalisée (réduction effective de la demande).

[...]

E2. Chaque entité visée par une demande de données doit fournir les données demandées par son coordonnateur de la planification ou son responsable de l'équilibrage conformément à la demande de données présentée selon l'exigence E1. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

E3. Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage doit fournir les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 pour sa zone à l'entité régionale pertinente dans un délai de 75 jours civils après en avoir reçu la demande, à moins d'une entente particulière entre les parties. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

E4. Toute entité visée doit, en réponse à une demande écrite concernant les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 de la part d'un coordonnateur de la planification, d'un responsable de l'équilibrage, d'un planificateur de réseau de transport ou d'un planificateur des ressources qui démontre avoir besoin de ces données pour effectuer des évaluations de fiabilité du BES, fournir ces données ou en offrir l'accès à l'entité demandeuse. Cette exigence ne modifie en rien l'obligation de l'entité visée, en vertu de l'exigence E2, de répondre aux demandes de données présentées par son coordonnateur de la planification ou son responsable de l'équilibrage en vertu de l'exigence E1. À moins d'une entente particulière, l'entité visée :

[Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme] » [nous soulignons]

[...]

(iii) La NERC justifie l'application de l'exigence E1 au « responsable de l'équilibrage » :

« Justification de l'exigence E1

Cette exigence vise à établir que lorsque des coordonnateurs de la planification (PC) ou des responsables de l'équilibrage (BA) demandent des données, ils doivent désigner les entités qui devront fournir ces données (entités visées, alinéa 1.1), préciser les données à fournir (alinéas 1.3 à 1.5) et spécifier le délai de transmission des données (alinéa 1.2).

Pour ce qui est de l'alinéa 1.3.2.1 de l'exigence E1, si la demande ne fluctue pas selon les conditions atmosphériques (température, humidité, vitesse du vent, etc.) ou si les conditions présumées dans la prévision s'avèrent identiques aux conditions réelles, la demande réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera la même que la demande réelle déclarée selon l'alinéa 1.3.2 de l'exigence E1. Sinon, la demande horaire de la pointe annuelle réelle normalisée quant aux conditions atmosphériques sera différente de la demande déclarée selon l'alinéa 1.3.2.

Cette exigence s'étend aussi aux responsables de l'équilibrage, car dans la région du WECC ce sont les BA qui sont visés par cette exigence, et non les PC. » [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Études à réaliser par le « Planificateur ».

3.1.1. Veuillez préciser la teneur « des analyses et études appropriées » du « Planificateur » référées en (i).

R3.1.1

La teneur des analyses et études du Planificateur dépendent de la nature de l'événement en question à analyser ou à étudier. Cependant, elles visent à recréer l'événement en simulation de manière à comprendre son déroulement, notamment les conditions dans lesquelles il s'est produit ainsi que les éléments qui ont contribué à son évolution. Pour cela, un modèle de simulation conforme à la réalité est nécessaire. L'objectif ultime de ces simulations est d'améliorer la fiabilité du réseau et son exploitation, en se basant sur les conclusions des analyses et études.

3.1.2. Veuillez identifier les normes de fiabilité qui définissent les obligations du « Planificateur » en relation avec « les analyses et études appropriées » qu'il doit réaliser.

R3.1.2

Le Coordonnateur a identifié plusieurs normes qui visent le Planificateur, en particulier pour effectuer des analyses et des études en utilisant un modèle conforme à la réalité et validé. Parmi les normes qui visent le Planificateur, on retrouve, entre autres, les normes suivantes qui exigent des analyses et études :

- **FAC-010 et FAC-014 – pour établir les SOL.**
- **MOD-032 et MOD-033 – pour valider les modèles de planification.**
- **PRC-006 – pour configurer le programme de délestage en sous-fréquence (le DSF).**
- **PRC-010 – pour configurer le programme de délestage en sous-tension (le DST).**
- **PRC-023 – pour configurer les relais de protection.**
- **TPL-001 – pour effectuer la planification du réseau.**

3.2 Données de charge requises aux fins de la simulation d'événement survenu sur le réseau.

3.2.1. Veuillez préciser les types d'événement référé en (i) ainsi que leur durée (heures, minutes, secondes ou millisecondes).

R3.2.1

Il existe une grande variété d'événements qui pourraient être analysés ou étudiés. Les événements étudiés sont notamment et sans s'y limiter : la perte de production, l'écoulement parallèle, les pertes de charge, la séparation de réseau, etc. La durée peut varier dépendamment de l'événement étudié ou analysé. Cependant, la durée peut être de millisecondes à plusieurs minutes.

3.2.2. Veuillez expliquer dans quelle mesure les données horaires, mensuelles ou annuelles de la demande faisant l'objet de la norme MOD-031-2 sont utiles à la simulation des événements décrits à la réponse 3.2.1 précédente.

R3.2.2

Tel que mentionné dans la réponse R3.2.1, il existe une grande variété d'événements qui pourraient être analysés ou étudiés. La durée de ceux-ci pourrait varier dépendamment de l'événement. Ainsi, les données pour la simulation de ces événements, comme exigées dans la norme MOD-031-2, sont essentielles pour effectuer les analyses et études reflétant la réalité. La validité des conclusions de ces simulations sera directement liée à la précision des données utilisées. Un événement peut nécessiter une granularité à la seconde près pour une reconstruction conforme à la réalité. Or, la norme MOD-031-2 n'oblige la transmission que des données horaires. Dans ce cas, le Planificateur doit demander des données additionnelles qui vont au-delà de ce qui est obligatoire dans la norme. Cependant, l'entité ne serait pas obligée de communiquer ces données additionnelles. Les données précisées dans la norme MOD-031-2 reflètent un consensus de l'industrie nord-américaine sur les données nécessaires et obligatoires, mais pas nécessairement suffisantes.

Pour ce qui est des données de pointes mensuelles ou annuelles, elles peuvent servir plutôt au responsable de l'équilibrage (BA) afin de répondre à ses obligations relatives aux prévisions de l'équilibre offre-demande. Voir également la réponse plus détaillée concernant ses rôles et responsabilités à la réponse R3.3.2.

3.3 Application de la norme MOD-031-2 au « responsable de l'équilibrage ».

3.3.1. Veuillez préciser si l'allégation suivante, citée à la référence (i), s'intègre dans un contexte général ou spécifique à la norme MOD-031-2 :

En l'absence des données de l'entité RTA, le Coordonnateur de la planification (PC) et le Responsable de l'équilibrage (BA) ne peuvent faire que des estimations, ce qui peut conduire à des résultats erronés.

R3.3.1

Le Coordonnateur a fait cette affirmation dans le contexte spécifique à la norme MOD-031-2. Le Coordonnateur spécifie également qu'à l'heure actuelle, le Planificateur n'a pas à faire d'estimation puisqu'il reçoit les données, de façon volontaire, de la part de l'entité RTA.

3.3.2. Veuillez préciser les rôles et responsabilités du « responsable de l'équilibrage » dans le contexte de l'application de la norme MOD-031-2 au Québec.

R3.3.2

Le responsable de l'équilibrage a la responsabilité de prévoir la demande d'énergie dans sa zone d'équilibrage. Pour ce faire, le responsable de l'équilibrage doit obtenir des données de charges les plus précises possibles afin de s'assurer une gestion adéquate de l'équilibre offre-demande.

Au Québec, le responsable de l'équilibrage (BA) se sert des données de charges passées, pour, notamment, croiser avec les données de charges prévues et les données mesurées pour améliorer les pratiques et les outils de prévisions. Les données historiques permettent donc de constituer un historique de données réelles nécessaire à alimenter les outils de prévision. Par exemple, dans le contexte hivernal, une prévision de pointe inadéquate, faute de données de charges suffisamment précises, peut rendre difficile la gestion de l'offre et de la demande du responsable de l'équilibrage (BA).

Pour ce qui est des données de charges prévisionnelles, le responsable de l'équilibrage (BA) peut dégager des tendances par secteur ou sous-réseaux afin de modifier les modèles de prévision en conséquence ainsi que d'améliorer les mises à jour des prévisions long terme sur un horizon de plusieurs années. Ce faisant, le responsable de l'équilibrage (BA) peut anticiper le comportement des charges dans des secteurs précis et en tenir compte dans ses prévisions.

De plus, dans un souci d'amélioration continue, la transmission d'hypothèses et de méthodes pour élaborer les prévisions permet de valider les hypothèses de modélisations des modèles du responsable de l'équilibrage (BA).

3.3.3. Veuillez préciser les rôles et responsabilités du « responsable de l'équilibrage » au Québec pour ce qui de l'horizon de la planification à long terme.

R3.3.3

Voir réponse R3.3.2 sur les données de charges prévisionnelles.

3.3.4. Veuillez expliquer le fait qu'au WECC ce sont les BA qui sont visées par l'exigence E1 et non les PC (la Particularité WECC).

R3.3.4.

À l'heure actuelle, la répartition des coordonnateurs de la planification (PC) dans la région de la WECC fait en sorte que certains planificateurs du réseau de transport (TP) dans la WECC ne sont pas sous la gouverne d'un coordonnateur de la planification (PC). Selon la compréhension du Coordonnateur, la NERC a inclus le responsable de l'équilibrage (BA) comme fonction visée afin d'étendre la portée de la norme pour s'assurer d'obtenir toutes les données de charges dans l'ensemble des régions. Cela étant dit, sachant l'utilité des données relatives aux charges, le Coordonnateur en comprend également que la NERC croit pertinent que les responsables de l'équilibrage (BA) puissent obtenir ces données en vertu de la norme MOD-031-2 et qu'il n'y a donc pas lieu d'en faire une différence régionale.

Comme l'indique la réponse R3.3.2, la norme est pertinente quant au besoin de données du responsable de l'équilibrage (BA) au Québec. Donc, le Coordonnateur appuie la décision de la NERC de ne pas avoir développé une variance régionale à cet égard.

3.3.5. Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la particularité WECC n'est pas codifiée à titre de « Différence régionale ».

R3.3.5

Voir la réponse R3.3.4.

3.3.6. Veuillez justifier la pertinence d'appliquer la norme MOD-031-2 au « responsable de l'équilibrage » au Québec.

R3.3.6

Le Coordonnateur est d'avis que les données du distributeur (DP) sont requises par le responsable de l'équilibrage (BA) et que ce dernier devrait détenir l'autorité nécessaire pour obtenir les données à cet effet.

La norme MOD-031-2 vise les coordonnateurs de la planification (PC) et responsables de l'équilibrage (BA) afin de s'assurer que ces deux entités puissent obtenir toute l'information nécessaire afin de répondre à leurs obligations respectives. La norme n'oblige pas les coordonnateurs de la planification (PC) et les responsables de l'équilibrage (BA) d'obtenir l'information en vertu de cette norme, car l'information pourrait être obtenue autrement. D'ailleurs, l'ordonnance 804 de la FERC approuvant la norme MOD-031-1 (version précédente de la norme MOD-031-2) met en lumière ce raisonnement de la NERC ainsi que la nécessité à ce que les coordonnateurs de la planification (PC) et responsables de l'équilibrage (BA) aient néanmoins l'autorité pour obtenir les données demandées en vertu de la norme :

«According to NERC, the Reliability Standard does not require planning coordinators and balancing authorities to issue such data requests if they

have alternative means of obtaining or developing that data but planning coordinators and balancing authorities may always use the authority provided by the Reliability Standard as a backstop to ensure they obtain complete and accurate data»⁶

Le Coordonnateur rappelle également que la norme prévoit à l'exigence E3 qu'une entité régionale peut demander au coordonnateur de la planification (PC) ou au responsable de l'équilibrage (BA) les données reçues à l'exigence E1. Il est alors de la responsabilité du coordonnateur de la planification (PC) et du responsable de l'équilibrage (BA) de se procurer les informations prescrites à l'exigence E1, que ce soit par l'entremise de la norme MOD-031-2 ou par d'autres moyens.

L'entité régionale peut demander les données de charge afin, notamment, d'assurer un suivi des ressources dans sa région.

La norme MOD-031-2 – Besoin de données d'HQD (LSE, RP)

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 10;
 - (ii) Pièce [C-RTA-0004](#), p. 4.

Préambule :

- (i) Dans son complément de preuve, le Coordonnateur soumet que :

« Conséquemment, pour l'entité RTA, les données nécessaires à transmettre pour la fiabilité en tant que distributeur (DP) dans le cadre de la norme MOD-031-2 sont :

- *les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par Hydro-Québec;*
- *les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont alimentées par l'entité RTA;*
- *les données relatives aux charges industrielles de consommateurs finaux autres que ses propres charges industrielles que l'entité RTA raccorde directement.*

⁶ FERC Order No. 804, Demand and Energy Data Reliability Standard, page 5, paragraphe 9, 19 février 2015, consulté en ligne à l'adresse suivante :, <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2015/021915/E-11.pdf>

Le Coordonnateur est d'avis que les données des charges industrielles propres à l'entité RTA doivent être transmises de façon obligatoire afin que les études du Planificateur (PC) et du Responsable de l'équilibrage (BA) nécessitant ces données puissent être précises et ne conduisent pas à des conclusions erronées ».

(ii) RTA soumet :

« Les Informations privées et confidentielles de RTA, réelles et historiques, sont sans aucune valeur pour la prévision future des besoins d'approvisionnement de la charge locale puisqu'elles sont strictement liées aux charges nécessaires à l'auto-production de RTA. Les achats d'énergie de RTA auprès d'HQD ne sont pas prévisibles sur un horizon à long terme. Ces achats d'énergie auprès d'HQD dépendent essentiellement des apports hydriques aux centrales de production de RTA qui varient d'année en année ». [nous soulignons]

Demandes :

4.1 Veuillez préciser si HQD dans ses fonctions de LSE ou de *planificateur des ressources* (RP) est responsable d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande électrique des consommateurs d'électricité au Québec dans l'horizon de la planification à long terme. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment HQD réalise les études en cause et fournir, à titre d'exemple, un rapport produit par HQD à cet égard.

R4.1

Le Coordonnateur rappelle que l'industrie a retiré la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) de l'application de normes de fiabilité. Actuellement, la Régie examine la demande du Coordonnateur qui donne suite à ce retrait de l'industrie nord-américaine de cette fonction.

Dans le modèle fonctionnel de la NERC, HQD est un planificateur des ressources (RP), ce qui est défini comme suit :

« Entité qui élabore un plan à long terme (généralement d'un an et plus) pour l'adéquation des ressources à des charges spécifiques (besoins en puissance et en énergie des clients) à l'intérieur de la zone d'un responsable de la planification. »

Le Coordonnateur estime important de distinguer l'équilibrage des ressources de l'adéquation des ressources. L'équilibrage des ressources relève du responsable de l'équilibrage (BA), soit le Coordonnateur.

Aussi, il note que les normes de fiabilité n'encadrent pas la responsabilité du planificateur des ressources (RP) d'assurer l'adéquation des ressources.

HQD a l'obligation d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande électrique des consommateurs d'électricité au Québec dans l'horizon de la planification à long terme en vertu de l'article 72 de la LRÉ.

À cet égard, chaque année, HQD dépose à la Régie le bilan de sa planification à long terme (10 ans) soit lors du dépôt de son plan d'approvisionnement, prévu à l'article 72 de la LRÉ, ou de l'état d'avancement du plan d'approvisionnement. La dernière version de l'état d'avancement du plan d'approvisionnement du Distributeur est disponible publiquement⁷.

- 4.2 Veuillez préciser si HQD dans ses fonctions de LSE ou de RP est responsable d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande de la zone Québec, incluant les livraisons aux réseaux hors Québec pour l'horizon de la planification à long terme. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment HQD réalise les études en cause et fournir, à titre d'exemple, un rapport produit par HQD à cet égard.

R4.2

Voir la réponse R4.1. Le Distributeur transmet à chaque année les informations requises par la NERC pour la réalisation du « Long-Term Reliability Assessment ». Ce document évalue l'écart entre l'offre et la demande de la zone Québec, incluant les livraisons prévues aux réseaux hors Québec, pour un horizon de 10 années. La dernière version de ce document est disponible publiquement⁸.

- 4.3 Veuillez préciser la nature (puissance instantanée, énergie horaire, puissance de pointe hebdomadaire, puissance de pointe mensuelle, puissance de pointe annuelle, historiques, prévisionnelle annuelle et multi annuelle, individuelle ou regroupée ou agrégée production/charge) des données relatives aux installations de charge et de production de RTA utilisées par HQD afin de s'assurer, le cas échéant, des équilibres offre-demande du Québec pour l'horizon de la planification à long terme, lorsqu'elles sont alimentées par l'entité RTA, pour la prévision des besoins d'approvisionnement de la charge locale.

R4.3

Le Coordonnateur a transmis la présente question à HQD lequel a indiqué qu'il utilise des historiques et prévisions de ventes en énergie et en puissance sur une base mensuelle et annuelle.

⁷ *État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2016*, Hydro-Québec Distribution, consulté en ligne à l'adresse suivante : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/TermElecDistrPlansAppro_Suivis.html

⁸ *2017 Long-Term Reliability Assessment*, North American Electric Reliability Corporation, consulté en ligne à l'adresse suivante : http://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability%20Assessments%20DL/NERC_LTRA_12132017_Final.pdf

4.4 Compte tenu que les achats d'énergie de RTA auprès d'HQD ne sont pas prévisibles sur un horizon à long terme tel que soumis par RTA en référence (ii), veuillez préciser comment HQD établit la demande en puissance et en énergie de RTA pour les fins de calcul des besoins futurs d'approvisionnement de la charge locale :

4.4.1.1. Pour les deux années suivantes;

R4.4.1.1

Le Coordonnateur a transmis la présente question à HQD lequel a indiqué que pour l'année en cours et l'année suivante, le Distributeur utilise une prévision de la demande fournie par l'entité RTA.

4.4.1.2. Pour les dix années suivantes.

R4.4.1.2

Le Coordonnateur a transmis la présente question à HQD lequel a indiqué que, pour les années suivantes, le Distributeur base sa prévision sur la moyenne historique des besoins requis par l'entité RTA auprès d'HQD ainsi que les variations de charges attendues pour ce client. Par ailleurs, dans le calcul de la réserve de fiabilité, le Distributeur prend en compte le risque associé à la variabilité des achats d'énergie de l'entité RTA.

La norme MOD-031-2 – Besoins de données du Planificateur (PC, TP)

- 5. Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 6 et 7;
 - (ii) Pièce [C-RTA-0004](#), p. 3.

Préambule :

- (i) Dans son complément de preuve, le Coordonnateur allègue ce qui suit :

« Dans le contexte du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie dans ses fonctions de coordonnateur de la planification et de planificateur de réseau de transport (« le Planificateur ») est responsable de la modélisation du réseau de l'Interconnexion du Québec, ce qui inclut le réseau de l'entité RTA. En l'absence des données de ce dernier, le Planificateur n'a d'autre choix que de procéder à des estimations pouvant conduire à une modélisation erronée de la demande en électricité.

[...]

3.1 Données réelles (E1.3)

Les données portant sur la demande réelle sont nécessaires au Planificateur afin de modéliser très précisément l'ensemble des réseaux qu'il coordonne (incluant le réseau de l'entité RTA) pour qu'il puisse recréer un événement survenu sur le réseau en simulation et procéder aux analyses et études appropriées. Afin que l'analyse et la simulation de l'événement puissent fournir des conclusions valables, les charges doivent être réparties en simulation telles qu'elles l'étaient au moment de l'événement.

En l'absence des données de l'entité RTA, le Coordonnateur de la planification (PC) et le Responsable de l'équilibrage (BA) ne peuvent faire que des estimations, ce qui peut conduire à des résultats erronés ». [nous soulignons]

(ii) RTA soumet :

« RTA a toujours collaboré avec HQT pour assurer une opération fiable des réseaux interconnectés et des ressources hydriques et, à cet égard, transmet à Hydro-Québec, à l'extérieur du cadre des normes de fiabilité, certaines données visant notamment à mieux gérer leurs intérêts commerciaux respectifs. RTA est toutefois en droit, compte tenu de la particularité de ses installations et de ses opérations à titre de PVI, de ne pas vouloir ajouter au risque de son entreprise les processus, les audits et les sanctions potentielles du régime de fiabilité lorsque ceux-ci ne sont pas requis pour la fiabilité de l'Interconnexion.

Cela dit, ces échanges volontaires d'informations passés entre RTA et les diverses divisions d'Hydro-Québec ont mené à des incompréhensions et des conclusions erronées de la part d'Hydro-Québec. D'ailleurs, HQT a, en tout temps, même avant l'adoption du régime de fiabilité québécois, assuré la planification fiable du réseau et de l'Interconnexion sans les Informations privées et confidentielles de RTA, et surtout celles de son auto-production qui se soldent par un transit nul aux points d'interconnexion entre le réseau de RTA et celui d'HQT. » [nous soulignons]

Demandes :

5.1 Veuillez préciser si, aux fins des études de conception de son réseau futur, le Planificateur doit simuler toutes et chacune des conditions d'exploitation du réseau de RTA possibles dans l'horizon de la planification à long terme.

R5.1

Le Coordonnateur a consulté le Planificateur à cet égard.

Selon le Planificateur, le réseau de l'entité RTA ainsi que l'interface avec le réseau de transport d'HQT sont complexes et le nombre de configurations d'exploitation possibles est très élevé. De plus, le Planificateur est responsable de considérer toutes les conditions

d'exploitation possibles, mais il n'est pas réaliste de toutes les étudier. Afin de répondre réalistement à ses obligations, il doit déterminer les conditions d'exploitation nécessaires à étudier, soit les conditions « déterminantes » qui couvre l'ensemble des conditions d'exploitations aux fins des études de conception de son réseau futur.

De plus, les études doivent traiter de conditions assez variées, par exemple, la pointe de charge du réseau, l'impact pour l'intégration d'une nouvelle charge, le raccordement d'une nouvelle centrale, la coordination des protections du réseau, et la stabilité dynamique du réseau. Donc, les conditions « déterminantes » peuvent varier significativement selon l'étude.

Ainsi, le Planificateur ne simule pas toutes et chacune des conditions d'exploitation du réseau de l'entité RTA possibles dans l'horizon de la planification à long terme. Il simule plutôt un sous-ensemble des conditions qui doivent lui assurer que la fiabilité est assurée pour l'ensemble des conditions d'exploitation possibles.

- 5.2 Veuillez expliquer, aux fins des études de conception de son réseau futur, comment le Planificateur établit les conditions d'exploitation du réseau de RTA qu'il doit simuler.

R5.2

Les études de conception tiennent compte des trois points d'interconnexions entre les réseaux de HQT et de l'entité RTA, répartis sur différents secteurs du territoire du Saguenay-Lac-St-Jean et tous à différentes tensions. Les études tiennent compte des transits sur les différents points d'interconnexion, lesquels dépendent des configurations du réseau de l'entité RTA, des configurations du réseau HQ en amont et en aval, de la répartition de la production des centrales de l'entité RTA, de la répartition des charges des alumineries de l'entité RTA, du profil des charges appartenant à HQ enclavées dans le réseau de l'entité RTA ainsi que des différents transits sur les interconnexions au moment étudié. De plus, l'ensemble de ses données varient en fonction de la période de l'année et/ou de la journée. Par exemple, les réseaux sont différents pour les pointes de charge en hiver, les épisodes hors pointes en hiver et les pointes de charges d'été.

Le Planificateur établit donc aux fins des études de conception plusieurs conditions d'exploitation en fonction des configurations et des événements qui sont déterminants pour le réseau en fonction de la capacité des actifs, de la stabilité du réseau et de la performance des systèmes des protections. Les modes d'exploitation déterminants varient selon le temps de l'année (hiver, printemps, automne, été) et selon la période de la journée (pointe de charge, creux de charge). De plus, ils sont spécifiques aux types d'impacts à analyser (ajout de production, ajout de charge, analyse d'événements réseaux, contingences

particulières pour des programmes de maintenance). Finalement, la position géographique de l'événement sur le réseau est également un élément déterminant.

- 5.3 Veuillez fournir la liste des conditions d'exploitation du réseau de RTA que le Planificateur utilise aux fins des études de conception de son réseau futur.

R5.3

Voir les réponses R5.1 et 5.2. Selon le Planificateur, il n'y a pas une seule liste de conditions d'exploitation puisque les conditions d'exploitation « déterminantes » varient selon l'étude de conception de son réseau futur.

- 5.4 Veuillez produire des exemples de demandes du Planificateur adressées à RTA en lien avec ses besoins de simulation des événements vécus en réseau.

R5.4

Dans le cadre de comités techniques, l'entité RTA fournit des données à la demande du coordonnateur de la planification (PC). Par exemple, en 2016, des variations importantes de charges et/ou de production sur le réseau de l'entité RTA ont occasionnées plusieurs écarts de fréquence sur le réseau d'HQT. Le coordonnateur de la planification (PC) a transmis à l'entité RTA une liste des événements de fréquence en spécifiant la date et l'heure des événements. L'entité RTA a transmis au coordonnateur de la planification (PC) une description des événements et des conditions de réseau associées à chaque instant où un écart de fréquence a été identifié.

Aussi, à titre d'exemple, l'entité RTA a fourni des données réelles au Planificateur afin qu'il puisse faire l'analyse de pertes d'une ligne à la suite d'oscillations de puissance entre le réseau de l'entité RTA et de HQT en 2012.

- 5.5 Veuillez produire des exemples de demandes du Planificateur adressées à RTA en lien avec ses besoins de simulation de son réseau futur.

R5.5

Le Planificateur a notamment demandé à l'entité RTA des prévisions de charge de chacune de ses alumineries, et ce, sur un horizon de plus d'un an. L'entité RTA a transmis ces données volontairement.

D'ailleurs, il est prévu que des demandes soient effectuées au courant des prochaines années pour son prochain modèle prévisionnel de la région Saguenay-Lac-St-Jean. En effet, avec l'ajout de différentes charges

et production dans cette région, ce réseau est davantage sollicité. Les modèles doivent désormais être plus précis afin d'assurer une planification adéquate. À cet égard, les conditions d'exploitation du réseau de l'entité RTA décrites à la réponse R5.2 pourront être demandées par le Planificateur afin de concevoir le réseau futur.