

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.

- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.

- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.

- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

[2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.

[3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

[4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

[5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.

- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.
- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO :

R-3944-2015
R-3949-2015
R-3957-2015

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

DEMANDES D'ADOPTION DE NORMES DE FIABILITÉ

Plan d'argumentation de la demanderesse Hydro-Québec

INTRODUCTION

[1] Normes qui font l'objet de la présente audience et de la demande d'adoption par le Coordonnateur :

- EOP-004-2
- FAC-010-2.1
- FAC-011-2
- FAC-013-2
- TPL-001-4
- MOD-001-1a
- MOD-008-1
- MOD-025-2
- MOD-026-1
- MOD-027-1
- MOD-029-1a
- PRC-002-2
- PRC-006-2
- PRC-023-3
- PRC-024-1
- PRC-025-1

- [2] Le RTP est le principal champ d'application des normes de fiabilité au Québec.
- [3] Le Coordonnateur rappelle la volonté exprimée par la Régie de s'assurer de la clarté des règles du régime obligatoire de la fiabilité :

[122] Les précisions, interprétations, particularités, exceptions, variantes ou autres nuances en lien avec une norme de fiabilité, apportées par le Coordonnateur et susceptibles d'avoir un impact sur la vérification de la conformité, doivent être codifiées dans une annexe propre à cette norme, afin que les textes des normes de fiabilité soient complets en eux-mêmes pour ce qui est de l'identification des entités visées et de l'identification des exigences à satisfaire.¹

- [4] Le Registre issu de l'application de la méthodologie identifie adéquatement les entités et les installations visées par les normes de fiabilité :

[124] Dans cette perspective, les normes de fiabilité doivent être suffisamment précises pour permettre l'identification des entités qui doivent être inscrites au Registre des entités visées. La Régie rappelle que la Loi requiert du Coordonnateur qu'il dépose le Registre des entités visées pour approbation auprès de la Régie.

[125] D'une part, les normes et leurs Annexes doivent clairement identifier les fonctions et, le cas échéant, les installations spécifiquement visées et d'autre parti, le Registre des entités visées doit comprendre les informations requises qui permettent l'identification des entités qui remplissent les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC ou qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes.

[126] Ainsi, par l'approbation du Registre des entités visées, la Régie statue sur l'identification faite par le Coordonnateur des entités qui remplissent les différentes fonctions et qui possèdent ou exploitent les installations visées par les normes et leurs Annexes qu'elle adopte.²

- [5] Le Coordonnateur rappelle les distinctions entre le Réseau de transport principal (RTP) et le *Bulk Electric System* (BES) américain :

Réseau de transport principal	Bulk Electric System (BES)
<ul style="list-style-type: none">▪ Nouvelle définition au Glossaire : Réseau de transport composé des éléments transportant généralement des quantités importantes d'énergie et des installations de production de 50 MVA ou plus assurant le contrôle des critères de fiabilité.	<p>Défini au Glossaire de la NERC :</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Seuil de 100 kV pour les éléments de transport;▪ Seuil de 75 MVA pour les éléments de production;▪ 5 inclusions spécifiques;

¹ Décision D-2011-068, page 31, réitérée notamment dans la décision D-2015-059, pages 30 et 157.

² Décision D-2015-059, pages 30 et 31.

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Méthodologie présentée à la Régie : <ul style="list-style-type: none"> ▪ Utilise huit (8) critères de fiabilité pour les éléments de production ainsi qu'un double seuil de 50 et de 75 MVA; ▪ Utilise neuf (9) critères de fiabilité pour les éléments de transport; ▪ Utilise une approche basée sur les impacts pour les identifier les éléments Bulk (BPS); ▪ Le RTP est plus ciblé que le BES 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 exclusions spécifiques;
---	---

[6] Particularités de l'interconnexion du Québec :

- Grande sensibilité aux variations de fréquence en raison de la faible inertie du réseau;
- Fonctionnement du DSF comme système de défense;
- Longues lignes radiales reliant des installations de production située au nord et les centres de consommation situés au sud;
- Températures froides aux endroits où plusieurs transformateurs sont exploités;
- Réseau Bulk (BPS) principalement à 735 Kv;
- 20 % de production de l'interconnexion consiste en des centrales RTP qui ne sont pas reliés directement au RTP;

[7] À cet égard, la réponse à l'engagement 3 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience mentionne que 16 propriétaires possèdent de telles centrales :

Types de production	Nombre de propriétaires
Éolien	12
Hydro-électrique	3
Thermique (cogénération)	1
Total	16

[8] En ce qui concerne les centrales de RTA, il s'agit d'installations de production significatives pour le réseau :

- Chute-à-Caron : 240 MVA
- Chute-à-la-Savane : 300 MVA
- Chute-des-Passes : 940 MVA
- Chute-du-Diable : 300 MVA
- Isle-Maligne : 362 MVA
- Shipshaw : 1076 MVA
- Shipshaw 13 : 250 MVA

ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES DE DISCUSSION

[9] Norme EOP-004 :

- Le texte de la norme est clair et la pratique nord-américaine a été expliquée par les témoins du Coordonnateur – voir également la réponse à l'engagement 1 souscrit par le Coordonnateur en cours d'audience;
- Les explications des témoins du Coordonnateur indiquent que les événements réseau doivent être déclarés à la NERC. Ceux-ci peuvent se manifester par des déclenchements d'usine (« *Client-side interruptions* »);
- Annexe 1 de la norme;
- RTA invoque la Loi sur les dossiers d'entreprise pour demander des modifications à la norme EOP-004-2. L'interdiction prévue à cette loi se lit comme suit :

2. Sous réserve de l'article 3, nul ne peut, à la suite ou en vertu d'une réquisition émanant d'une autorité législative, judiciaire ou administrative extérieure au Québec, transporter ou faire transporter, ou envoyer ou faire envoyer, d'un endroit quelconque au Québec à un endroit situé hors de celui-ci, aucun document ou résumé ou sommaire d'un document relatif à une entreprise.

- Il est manifeste que les informations visées ne sont pas transmises à la demande d'une autorité étrangère, mais bien à la demande de la Régie.
- Voir la réplique du Coordonnateur aux commentaires de RTA, pièce HQCMÉ-8, Document 1, pages 4 et 5;
- Distinction entre la communication d'information aux fins de surveillance ou de maintien de la fiabilité, comme indiqué dans la décision D-2015-059 :

[298] La Régie comprend, à la lecture de ces libellés, dans le cas de la première exigence citée (EOP-002-3.1, E9.2), que la transmission d'un rapport de données précises du coordonnateur de la fiabilité (RC) à la NERC, en temps réel ou presque, permet la prise de décisions opérationnelles immédiates afin d'assurer le maintien de la fiabilité. Dans le cas de la deuxième exigence citée (BAL-003-0.1b, E1.2), la transmission d'informations spécifiques au comité d'exploitation de la NERC a pour but de supporter, en temps différé, les activités opérationnelles de coordination aux fins du maintien de la fiabilité, dans l'ensemble des Interconnexions concernées. Dans ces deux cas, la Régie est d'avis que la documentation ou les informations d'ordre opérationnel doivent être transmises au RRO ou à la NERC, tel que prévu aux libellés des normes.

[299] La Régie est donc d'avis qu'il est nécessaire que les informations à transmettre par une entité du Québec à la NERC ou au RRO, ou à une autre entité hors-Québec comme, par exemple, un autre RC, dans le cadre

opérationnel en temps réel et en temps différé du maintien de la fiabilité, leur soient transmises, tel que libellé dans les exigences concernées.

[300] Par contre, dans la perspective du respect du cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis que les informations devant être fournies, selon le libellé d'une exigence, à un organisme externe, soit le NPCC ou la NERC, à des fins de surveillance de l'application des normes de fiabilité, doivent être transmises à la Régie.

[10] Norme MOD-025 :

- Le champ d'application de ces normes est le RTP;
- Le BES américain n'est pas l'équivalent du RTP du Québec;
- La mention « directement raccordé au BES » dans une norme NERC n'est pas l'équivalent québécois de « directement raccordé au RTP »;
- La question des centrales RTP non raccordées au RTP est utile principalement pour l'application des normes MOD-025, PRC-006 et PRC-024;
- Par ailleurs, le fait que le Coordonnateur ait modifié le champ d'application « directement raccordé au BES » ne devrait pas être controversé, car la Régie a reconnu que le RTP est le principal champ d'application des normes au Québec. Ainsi, le fait que ces normes s'appliquent aux éléments du RTP est conséquent avec le régime obligatoire du Québec.
- Témoignage des représentants du Coordonnateur :
 - Michaël Godbout;
 - Charles-Éric Langlois;
 - Sylvain Bastien;
 - Daniel Lefebvre.

[11] Normes MOD-001, MOD-008 et MOD-0029

- Référence à la décision D-2012-010;
- Témoignage de Nicolas Turcotte;
- Témoignage de Marc Dusseault;

[12] Normes FAC-010, FAC-011 et TPL-001

- Le Coordonnateur s'engage à soumettre à la consultation publique une disposition particulière consistant en une modalité d'application pour l'application du défaut triphasé pour les réseaux RTP non Bulk.

- D'ici à ce que cette modalité soit présentée à la Régie et éventuellement adoptée par celle-ci et entre en vigueur, le Coordonnateur propose que la Régie prononce le statut quo par sa décision à être rendue dans le présent dossier. Le Coordonnateur suggère le texte suivant :

« Jusqu'au 31 mars 2018, la Régie précise qu'aux fins des normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, le calcul des limites d'exploitation (SOL) pour les réseaux RTP non-Bulk qui n'ont pas été conçus pour l'application des critères de performance qui y sont prévus, notamment le critère du défaut triphasé, doit être effectué selon la méthodologie actuellement utilisée par le Coordonnateur. »

[13] Norme PRC-024

- Clause spécifique à l'interconnexion du Québec à même la norme de la NERC;
- Tension entre le TO et le TOP
- Témoignage de Michaël Godbout;
- Absence d'évaluation des impacts de l'application de la norme par RTA.

[14] Norme PRC-025

- Norme claire et aucun ajustement n'est requis;
- Le Coordonnateur n'a pas d'objection à ajouter une définition du « Production raccordée au RTP » au Glossaire, à la demande de la Régie;

[15] Commentaires du Coordonnateur relativement à la tenue des séances de travail.

Montréal, le 23 mars 2017

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)