

**Complément de preuve
du Coordonnateur de la fiabilité du Québec
à la suite de la décision D-2017-084**

Table des matières

1	Introduction.....	4
2	Historique de développement de la norme MOD-031-2.....	4
3	Pertinence des données.....	5
3.1	Données réelles (E1.3).....	7
3.2	Données prévisionnelles (E1.4).....	7
4	Pratiques actuelles.....	8
5	Confidentialité des données.....	8
6	Fonction « Distributeur » (DP) et les installations de production à vocation industrielle.....	9
6.1	Portée du statut de PVI.....	9
6.2	Fonction de distributeur (DP).....	10
7	Conclusion.....	11

1 Introduction

1 Le 22 décembre 2016, le Coordonnateur déposait auprès de la Régie une demande
2 d'adoption pour cinq nouvelles normes de fiabilité dont la norme MOD-031-2. Au terme des
3 séances de travail du 3 mai et du 26 mai 2017, le Coordonnateur de la fiabilité (le
4 « Coordonnateur ») et l'entité Rio Tinto Alcan (« l'entité RTA ») répondaient à des
5 engagements sur la pertinence de codifier des dispositions particulières d'application de la
6 norme qui confèreraient un allègement à l'entité RTA. Ainsi, l'entité RTA soumet que selon
7 son statut de producteur à vocation industrielle (« PVI »), elle devrait être soustraite à
8 l'obligation de fournir certaines données dans sa fonction de distributeur (« DP »). Le
9 Coordonnateur soutient que la collecte des données en vertu de la norme MOD-031-2 est
10 essentielle à la fiabilité et qu'aucun allègement supplémentaire ne devrait être accordé à
11 l'entité RTA en raison du fait qu'elle détient des installations de production à vocation
12 industrielle. Au contraire les exemptions accordées au PVI dans les normes des familles
13 TOP et IRO s'appliquent à l'entité RTA à titre de propriétaire ou exploitant d'installation de
14 production alors que la norme MOD-031-2 s'applique à l'entité RTA à titre de distributeur
15 (DP). Enfin, suivant la tenue d'une rencontre préparatoire sur le traitement de la norme
16 MOD-031-2, la Régie rend sa décision D-2017-084 par laquelle elle accueille la demande
17 de l'entité RTA de tenir une audience publique et fixe le calendrier de traitement du dossier.

2 Historique de développement de la norme MOD-031-2

18 Il importe en premier lieu de présenter l'historique de développement de la norme
19 MOD-031-2 afin d'en apprécier son importance pour la fiabilité. Le développement des
20 normes de fiabilité sur la modélisation ne fait pas exception à celui des autres normes et
21 découle directement des recommandations émises dans le rapport de la panne du 14 août
22 2003¹. En effet, les experts ont constaté que les données recueillies pour reconstituer les
23 événements de la panne étaient souvent inexactes ou incomplètes. L'une des
24 recommandations fut donc d'améliorer les pratiques en termes d'échange de données de
25 modélisation afin que les coordonnateurs de la planification soient en mesure de modéliser
26 les réseaux dont ils sont responsables.

27 En réponse à ces recommandations, la NERC développe en 2004 ce qui est désormais
28 connu comme la « version 0 » des normes de fiabilité. Plus particulièrement, les normes
29 MOD-016-0, MOD-017-0, MOD-018-0, MOD-019-0 et MOD-021-0 (les « normes MOD »)

¹ Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations (Recommandations no. 11 et 24) , page internet consultée en ligne à l'adresse suivante: <https://energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>

1 sont développées afin d'assurer la disponibilité et l'échange des données sur la demande
2 réelle et prévue. Ces normes seront approuvées avec une demande de modifications par la
3 FERC dans son ordonnance no. 693. En 2013, la NERC entame le développement de la
4 norme MOD-031-1 qui regroupe les cinq normes MOD et qui répond aux demandes de
5 modifications de la FERC. Collectivement, ces normes traitent de la collecte des données
6 nécessaires pour déterminer les besoins en termes de ressources afin d'alimenter la charge
7 de pointe tout en maintenant des marges suffisantes pour faire face aux aléas de
8 l'exploitation. L'équipe de rédaction de la NERC a déterminé que la fusion de ces cinq
9 normes, en une seule norme plus simple, la norme MOD-031-1, fournirait les moyens
10 nécessaires à la collecte et au partage des données parmi les entités concernées aux États-
11 Unis et au Canada. Par ailleurs, la norme MOD-031-1 intègre la fonction de distributeur
12 (DP). À ce moment, la fonction de responsable de l'approvisionnement (LSE) faisait encore
13 partie du modèle de fiabilité de la NERC. Malgré ceci, certaines entités ont commenté sur la
14 nécessité d'inclure la fonction de distributeur (DP) puisque les distributeurs détenaient des
15 données que le responsable de l'approvisionnement (LSE) ne détenait pas. L'équipe de
16 rédaction de la NERC a conclu que la fonction de distributeur (DP) devrait être visée.

17 Enfin, en réponse à des directives de la FERC exprimées dans son ordonnance no. 804, la
18 NERC développe la norme MOD-031-2. Les modifications par rapport à la version 1 servent
19 principalement à clarifier l'obligation de fournir les données à l'entité régionale et l'obligation
20 d'une entité à fournir des données qu'elle juge confidentielles.

21 Ainsi, l'objectif de fiabilité recherché par la norme MOD-031-2, notamment celui de conférer
22 aux entités visées le pouvoir de recueillir des données relatives à la demande et à l'énergie
23 disponible, est pertinent et résulte des recommandations du rapport sur la panne d'août
24 2003.

3 Pertinence des données

25 C'est l'importance pour la fiabilité des réseaux interconnectés et la pertinence de se doter
26 de mécanismes rendant obligatoire l'application d'exigences qu'une norme est développée
27 en premier lieu. La pertinence de la norme MOD-031-2, comme la pertinence de toute autre
28 norme, découle de cet impératif de fiabilité. Ces normes sont le fruit de la collaboration de
29 plusieurs experts représentant diverses entités de l'industrie électrique et résultent de
30 constats importants dégagés des leçons apprises suite à des pannes majeures dont le coût
31 social est inacceptable. Accepter qu'une entité se soustraie à l'application de certaines
32 exigences met à risque la fiabilité. Ainsi, une entité qui est d'avis qu'une exigence ne devrait
33 pas s'appliquer à elle doit démontrer qu'une norme développée par l'industrie électrique
34 d'Amérique du nord et approuvée par les instances réglementaires américaines et
35 canadiennes n'est pas pertinente dans son cas précis.

1 Le Coordonnateur présente dans cette section l'importance des données relativement à la
2 demande et l'énergie disponible. De façon générale, les données portant sur la demande en
3 électricité permettent d'effectuer l'analyse et la validation des événements passés ainsi que
4 l'évaluation future du réseau. Plus particulièrement, ces données permettent de s'assurer
5 que le réseau est en mesure de supporter la charge en période de pointe tout en conservant
6 les marges nécessaires pour faire face aux événements pouvant survenir sur le réseau de
7 transport d'électricité. De plus, la comparaison des données réelles avec les anciennes
8 prévisions permet d'améliorer les prévisions de charge futures.

9 L'importance que les entités concernées obtiennent ces données pertinentes fut soulignée
10 par la FERC dans son ordonnance n°804² :

11 15. We also find that the Reliability Standard should provide for consistent
12 documentation and information sharing practices for demand and energy data, and
13 promotes efficient planning practices across the industry and supports the identification
14 of needed system reinforcements. Further, the Commission finds that Reliability
15 Standard MOD-031-1 improves the Existing MOD C Standards by providing applicable
16 entities the authority to collect demand and energy data, and related information, to
17 support reliability assessments and also includes transmission planners as applicable
18 entities that must report demand and energy data.

19 (Le Coordonnateur souligne)

20 Les données visées par la MOD-031-2 sont donc importantes pour la fiabilité puisqu'elles
21 permettent d'améliorer la précision des modèles utilisés et des évaluations de la capacité du
22 réseau à soutenir la demande future. Le Coordonnateur rappelle que la norme MOD-033-1,
23 qui entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2019, encadre l'exactitude et la correspondance du
24 modèle du coordonnateur de la planification avec le réseau physique réel dont il est
25 responsable.

26 Dans le contexte du Québec, Hydro-Québec TransÉnergie dans ses fonctions de
27 coordonnateur de la planification et de planificateur de réseau de transport (« le
28 Planificateur ») est responsable de la modélisation du réseau de l'Interconnexion du
29 Québec, ce qui inclut le réseau de l'entité RTA. En l'absence des données de ce dernier, le
30 Planificateur n'a d'autre choix que de procéder à des estimations pouvant conduire à une
31 modélisation erronée de la demande en électricité. L'Interconnexion du Québec est
32 davantage sollicitée avec 7,7% d'augmentation de l'utilisation moyenne du réseau entre

²Federal Energy Regulatory Commission, 18 CFR Part 40, Docket No. RM14-12-000; Order No. 804 (19 février 2015), page 8

1 2009 et 2016³, nécessitant une plus grande précision des données obtenues. De plus, en
2 ce qui concerne l'entité RTA, elle est maintenant un producteur net vers l'Interconnexion du
3 Québec et elle a un impact notable sur celle-ci⁴. Pour ces raisons, les données de l'entité
4 RTA sont importantes pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

5 Par ailleurs, le Coordonnateur souligne que les normes de la NERC, y compris la norme
6 MOD-031-2, sont le fruit de la collaboration de plusieurs experts représentant diverses
7 entités de l'industrie électrique et résultent de constats importants dégagés des leçons
8 apprises suite à des pannes majeures dont le coût social est inacceptable.

9 Le Coordonnateur demande à la Régie de maintenir les exigences de la norme MOD-031-2
10 et de ne pas accepter qu'une entité puisse se soustraire à l'application de certaines
11 exigences et ainsi mettre à risque la fiabilité. Le fardeau de démontrer qu'une exigence
12 développée par l'industrie électrique d'Amérique du nord et approuvée par les instances
13 réglementaires américaines et canadiennes ne devrait pas s'appliquer à l'entité RTA lui
14 appartient.

3.1 Données réelles (E1.3)

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

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

3.2 Données prévisionnelles (E1.4)

24 Les données prévisionnelles, quant à elles, permettent d'avoir une modélisation adéquate
25 pour effectuer les analyses et les études requises, notamment sur les limites du réseau, afin
26 de prévoir les besoins à court, moyen et long terme sur son réseau. Encore une fois, la
27 répartition des charges est pertinente afin de bien cerner les besoins présents et à venir sur
28 le réseau de l'Interconnexion du Québec. Les données prévisionnelles des années

³ Pièces HQT-9, document 1 pour les demandes tarifaires 2010 et 2017 (R-3738-2010 et R-4012-2017).

⁴ R-4001-2017, pièce HQCF-5, Document 1 (pièce déposée sous pli confidentiel), section 6.3

- 1 précédentes servent également de comparaison avec les données réelles afin d'améliorer
- 2 l'exactitude des prévisions futures de la demande.

4 Pratiques actuelles

3 Le Planificateur a indiqué au Coordonnateur que l'entité RTA fournissait déjà, sur une base
4 volontaire, les données qui correspondent à celles prévues en vertu de la norme MOD-031-
5 2. L'entité RTA a confirmé sa pratique de transmettre des données réelles passées et
6 prévisionnelles à la demande du Planificateur. De plus, en séance de travail du 26 mai
7 2017, l'entité RTA ne s'opposait pas à continuer de le faire en mode volontaire. L'objectif de
8 la norme MOD-031-2 est justement de rendre obligatoire de telles transmissions en
9 remplacement d'une transmission volontaire d'information. Il importe de mentionner que la
10 norme autorise le responsable de la planification de recueillir des données de diverses
11 façon, mais oblige néanmoins celui-ci à recourir à l'exigence E1 si requis. En corollaire, la
12 norme oblige également les entités assujetties à fournir les informations demandées. Dans
13 les circonstances, le Coordonnateur soutient donc que l'adoption de la norme MOD-031-2
14 n'a pas d'impact réel sur l'entité RTA. Cependant, selon le Planificateur et le
15 Coordonnateur, considérant l'empreinte de l'entité RTA sur l'Interconnexion du Québec,
16 l'impact de l'absence des données de l'entité RTA est significatif pour la planification du
17 réseau de transport. L'adoption de la norme MOD-031-2 offrirait l'assurance que les
18 données nécessaires sont transmises en temps opportun à ceux-ci.

5 Confidentialité des données

19 L'entité RTA a invoqué la sensibilité des informations liées à ses installations de production
20 et à ses alumineries afin de se soustraire en partie à l'application de certaines normes de
21 fiabilité. Tel que mentionné à la section 4 l'entité RTA fournit déjà ces données sur une base
22 volontaire au Planificateur, donc la confidentialité de ces données ne devraient pas être un
23 enjeu.

24 Par ailleurs, le Coordonnateur, bien que conscient de l'importance de préserver la
25 confidentialité des informations jugées sensibles, ne partage pas la position de l'entité RTA
26 qui consiste somme toute à l'exempter de l'application de certaines exigences. À titre
27 d'exploitation du réseau électrique de l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur reçoit
28 dans le cours normal de ses activités de nombreuses données sensibles de la part des
29 entités actives dans l'Interconnexion, y compris des alumineries. Comme tous ses pairs, il
30 traite ces données avec confidentialité n'étant pas lui-même dans le commerce de
31 l'électricité ou actif sur les marchés. Il est également soumis au Code de conduite du
32 Coordonnateur et au Code de conduite du Transporteur qui lui impose de privilégier la
33 fiabilité et d'assurer la séparation fonctionnelle. D'ailleurs, l'exigence E4.1 de la norme

1 MOD-031-2 prévoit expressément la possibilité pour l'entité de refuser de fournir des
2 données dont la divulgation serait de nature à contrevenir aux obligations de confidentialité.
3 De l'avis du Coordonnateur, l'argument de l'entité RTA concernant la confidentialité de ses
4 données n'est donc pas recevable.

6 Fonction « Distributeur » (DP) et les installations de production à vocation industrielle

6.1 Portée du statut de PVI

5 Le Coordonnateur souligne que, bien qu'il considère avoir fait la preuve requise dans le
6 dossier R-4001-2017 que les dispositions particulières précédemment accordées aux
7 installations de production à vocation industrielle n'ont plus raison d'être, la présente preuve
8 tient compte du fait que, dans l'attente d'une décision, ces dispositions sont toujours valides
9 telles qu'approuvées par la Régie.

10 Alors que l'entité RTA tente d'appliquer la notion de PVI à toute norme pour laquelle elle
11 désire obtenir un allègement réglementaire, le Coordonnateur tient à clarifier le statut de PVI
12 et à quoi il doit s'appliquer.

13 Dans le cadre du premier dossier relatif au régime obligatoire de la fiabilité (R-3699-2009),
14 la section 2.17 du Registre des installations⁵ a été ajoutée en cours de dossier et déposée à
15 la Régie en octobre 2010. Cette section du Registre des installations faisait état des
16 particularités relatives seulement à l'acquisition des données des installations de production
17 à vocation industrielle et leur application était circonscrite à certaines exigences des normes
18 TOP et IRO (les « exigences visées ») et seulement applicables aux fonctions de
19 propriétaire d'installation de production (GO) et d'exploitant d'installation
20 de production (GOP). Cette section s'appliquait ainsi aux centrales de l'entité RTA. Dans sa
21 décision D-2011-068, la Régie approuvait le contenu du Registre des installations, mais
22 demandait à ce que les dispositions particulières d'application des normes soient codifiées
23 sous forme d'annexes aux normes TOP et IRO pertinentes. À moins que la refonte d'une
24 version subséquente d'une de ces normes entraîne la transition d'une exigence visée vers
25 une autre famille de normes, la portée actuelle de ces dispositions demeure dans la famille
26 des normes TOP et IRO et seulement pour les fonctions de GO et GOP, le tout sous
27 réserve de la décision de la Régie dans le dossier R-4001-2017.

⁵ Dossier R-3699-2009, HQCMÉ-2, document 5 révisé – Registre des installations

1 Ces particularités d'application n'ont pas de portée à l'extérieur de l'application de ces
2 normes qui visent la transmission de données et plus généralement la fiabilité de
3 l'exploitation en temps réel et en mode prévisionnel.

4 Le Coordonnateur rappelle que la norme MOD-031-2 présentement à l'étude vise à rendre
5 disponible des données sur la demande (passée et prévisionnelle) et sur l'énergie
6 disponible qui soient complètes et exactes et qu'il s'agit d'une norme qui relève
7 principalement de la planification. Le Coordonnateur souligne également que cette norme
8 vise l'entité RTA dans ses fonctions de distributeur DP et non dans ses fonctions de
9 propriétaire (GO) ou exploitant d'installation de production (GOP). Il n'y donc aucun lien à
10 établir entre la présente norme et les dispositions particulières d'application accordées aux
11 PVI dans le cadre de l'application de certaines exigences des normes TOP-IRO.

12 Les exemptions actuelles applicables aux installations de production à vocation industrielle
13 n'ont jamais été applicables à la planification du réseau de transport ni à des installations de
14 transport appartenant à l'entité RTA.

6.2 Fonction de distributeur (DP)

15 Dans sa décision D-2015-059, la Régie statuait sur la fonction de distributeur DP en lien
16 avec les charges alimentées par l'entité RTA. Le Coordonnateur note que cette décision fait
17 état de la préoccupation de l'entité RTA relativement à l'application de directives de
18 délestage par le Coordonnateur de la fiabilité, mais non relativement à la fonction de
19 distributeur DP exercée par l'entité RTA et effectuée pour plusieurs activités ou pour
20 d'autres motifs.

21 L'entité RTA n'est donc pas assujettie à l'obligation d'appliquer des directives du
22 Coordonnateur visant le délestage de ses propres charges lorsqu'elle les alimente elle-
23 même. Dans ce cas, elle exerce néanmoins la fonction de distributeur (DP).
24 Conséquemment, pour l'entité RTA, les données nécessaires à transmettre pour la fiabilité
25 en tant que distributeur (DP) dans le cadre de la norme MOD-031-2 sont :

- 26 • les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont
27 alimentées par Hydro-Québec ;
- 28 • les données relatives à ses propres charges industrielles lorsqu'elles sont
29 alimentées par l'entité RTA ;
- 30 • les données relatives aux charges industrielles de consommateurs finaux autres que
31 ses propres charges industrielles que l'entité RTA raccorde directement.

32 Le Coordonnateur est d'avis que les données des charges industrielles propres à l'entité
33 RTA doivent être transmises de façon obligatoire afin que les études du Planificateur (PC)

1 et du Responsable de l'équilibrage (BA) nécessitant ces données puissent être précises et
2 ne conduisent pas à des conclusions erronées. Bien que les charges de l'entité RTA
3 puissent être alimentées en partie par les installations de production de cette entité, il n'en
4 demeure pas moins qu'il s'agit de charges significatives raccordées au réseau de transport.
5 De telles charges font l'objet, partout en Amérique du Nord, d'une transmission de données
6 obligatoire à la demande des coordonnateurs de la planification (PC) et des responsables
7 de l'équilibrage (BA).

7 Conclusion

8 La norme MOD-031-2 résulte de l'effort combiné de plusieurs intervenants dans le domaine
9 de l'industrie électrique. Elle découle de constats importants recensés à la suite de la panne
10 du Nord-Est d'août 2003, dont l'importance des données portant sur la demande (passée et
11 prévisionnelle) et sur l'énergie disponible. La Régie a d'ailleurs reconnu la pertinence de la
12 norme MOD-032-1 et a adopté les normes MOD-016-1.1, MOD-017-0.1, MOD-018-0,
13 MOD-019-0.1 et MOD-021-1 dont la fusion a notamment mené à la création de la norme
14 MOD-031-1 et ultérieurement à la norme MOD-031-2.

15 Les données demandées par le Planificateur (PC) et le Responsable de l'équilibrage (BA)
16 sont essentielles à la précision des modèles utilisés pour planifier et exploiter le réseau de
17 façon fiable. De l'avis du Coordonnateur, la confidentialité des données évoquée par l'entité
18 RTA n'est pas un enjeu puisque ces données sont déjà fournies par l'entité RTA de façon
19 volontaire au Planificateur (PC) et que la norme prévoit des dispositions à cet effet. Par
20 ailleurs, la notion de PVI n'est pas en lien avec le rôle de DP en ce qui a trait aux données à
21 fournir. En somme, le Coordonnateur recommande que la Régie adopte la norme
22 MOD-031-2 sans allègement spécifique pour l'entité RTA.