D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

D-2017-140R	R-3986-2016	31 janvier 2018

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Simon Turmel
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Rectification de la décision D-2017-140 rendue dans le dossier R-3986-2016

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

La Première Nation de Whapmagoostui (PNW);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

1. INTRODUCTION

[1] La Régie de l'énergie (la Régie) rectifie sa décision D-2017-140[1] rendue le 20 décembre 2017 (la Décision) pour y corriger des erreurs d'écriture et de calcul, conformément à l'article 38 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[2] (la Loi).

2. RECTIFICATION

2.1 PARAGRAPHE 422

[2] Une erreur s'est glissée au paragraphe 422 de la Décision, en ce qui a trait à l'identification des articles pertinents de la Loi.

[3] Tel qu'il appert en particulier des paragraphes 373, 409, 412, 417 et 418 de la Décision, la Régie a conclu qu'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) doit soumettre pour approbation à la Régie, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'elle entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique et adapté pour ces réseaux.

[4] En conséquence, le paragraphe 422 de la Décision devrait se lire comme suit :

> « **[422] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux.** ».

---

1 Décision D-2017-140.

2 RLRQ, c. R-6.01.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2.2 PARAGRAPHES 449 ET 460

[5] À la lecture des lettres du 19 janvier 2018 transmises par la PNW[3] et SÉ-AQLPA[4], la Régie constate qu'une erreur d'écriture s'est glissée aux paragraphes 449 et 460 de la Décision, en ce qui a trait aux frais accordés à ces intervenants. En effet, le constat de la Régie à l'égard du nombre d'heures réclamé par ces derniers visait non seulement celui réclamé par l'avocat mais également celui réclamé par les analystes et le total des frais octroyés à l'intervenant, soit 50 000,00 $, s'établissait sur cette base.

[6] En conséquence, les paragraphes 449 et 460 de la Décision devraient se lire comme suit :

> « **[449] La Régie juge que la participation de la PNW a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi, ainsi que sur la prestation des analystes. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par les analystes et l'avocat de la PNW est déraisonnable, notamment en raison du nombre d'enjeux limité et du fait que l'avocat représentait également SÉ-AQLPA, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.** ».

> « **[460] La Régie juge que la participation de SÉ-AQLPA a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par les analystes et l'avocat de SÉ-AQLPA est déraisonnable, d'autant plus que l'avocat représentait également la PNW, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.** ».

2.3 PARAGRAPHES 453 ET 464

[7] La présente formation a pris connaissance de la demande de révision de la Décision déposée par le RNCREQ[5]. À la lecture du paragraphe 19 de cette demande, la Régie constate qu'une erreur manifeste de calcul s'est glissée, par inadvertance, aux paragraphes 453 et 464 et au Tableau 19 de la Décision, en ce qui a trait au total des frais

---

3 Pièce C-PNW-0021.
4 Pièce C-SÉ-AQLPA-0034.
5 Dossier R-4031-2018, pièce B-0002.

octroyés à l'intervenant. En effet, tel qu'indiqué au paragraphe 452 de la Décision, la Régie n'a jugé déraisonnable que le nombre d'heures réclamé par les analystes. Le montant total des frais qu'elle jugeait en conséquence raisonnable d'octroyer à l'intervenant prenait en compte la reconnaissance d'un nombre d'heures pour les analystes de l'ordre de 60 % des heures réclamées par ces derniers et aucune réduction des frais réclamés d'avocat et d'expert. Or, il est évident que, dans ce contexte, le montant total des frais s'établissait à 100 000,00 $, et non à 80 000,00 $.

[8] En conséquence, les paragraphes 453 et 464 et le Tableau 19 de la Décision devraient se lire comme suit :

> « **[453] En conséquence, la Régie juge raisonnable d'accorder la somme de 100 000,00 $, taxes incluses, au RNCREQ.** ».
>
> « **[464] Les frais réclamés par les intervenants ainsi que les frais admissibles et octroyés par la Régie pour l'ensemble du dossier sont détaillés au tableau suivant. Le montant total des frais octroyés est de 419 011,60 $.** ».

TABLEAU 19
FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS
(TAXES INCLUSES)

Intervenants	**Frais réclamés**	**Frais admissibles**	**Frais octroyés**
ACEFQ	30 226,17 $	28 602,44 $	28 602,44 $
FCEI	61 177,67 $	61 177,67 $	50 000,00 $
GRAME	62 618,47 $	63 911,41 $	50 000,00 $
PNW	69 539,46 $	69 539,46 $	50 000,00 $
RNCREQ	120 895,69 $	120 605,93 $	100 000,00 $
ROEÉ	57 257,02 $	57 257,02 $	57 257,02 $
SÉ-AQLPA	89 610,26 $	89 610,26 $	50 000,00 $
UC	33 152,14 $	33 152,14 $	33 152,14 $
TOTAL	**524 477,08** $	**523 856,33 $**	**419 011,60 $**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[9] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

RECTIFIE les paragraphes 422, 449, 453, 460 et 464 et le Tableau 19 de la Décision pour qu'ils se lisent comme suit :

> « **[422] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux.** ».
>
> « **[449] La Régie juge que la participation de la PNW a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi, ainsi que sur la prestation des analystes. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par les analystes et l'avocat de la PNW est déraisonnable, notamment en raison du nombre d'enjeux limité et du fait que l'avocat représentait également SÉ-AQLPA, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.** ».
>
> « **[453] En conséquence, la Régie juge raisonnable d'accorder la somme de 100 000,00 $, taxes incluses, au RNCREQ.** ».
>
> « **[460] La Régie juge que la participation de SÉ-AQLPA a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par les analystes et l'avocat de SÉ-AQLPA est déraisonnable, d'autant plus que l'avocat représentait également la PNW, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.** ».
>
> « **[464] Les frais réclamés par les intervenants ainsi que les frais admissibles et octroyés par la Régie pour l'ensemble du dossier sont détaillés au tableau suivant. Le montant total des frais octroyés est de 419 011,60 $.** ».

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Tableau 1. **TABLEAU 19**
FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS
(TAXES INCLUSES)

Intervenants	**Frais réclamés**	**Frais admissibles**	**Frais octroyés**
ACEFQ	30 226,17 $	28 602,44 $	28 602,44 $
FCEI	61 177,67 $	61 177,67 $	50 000,00 $
GRAME	62 618,47 $	63 911,41 $	50 000,00 $
PNW	69 539,46 $	69 539,46 $	50 000,00 $
RNCREQ	120 895,69 $	120 605,93 $	100 000,00 $
ROEÉ	57 257,02 $	57 257,02 $	57 257,02 $
SÉ-AQLPA	89 610,26 $	89 610,26 $	50 000,00 $
UC	33 152,14 $	33 152,14 $	33 152,14 $
TOTAL	**524 477,08** $	**523 856,33 $**	**419 011,60 $**

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Denis Falardeau;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par Me André Turmel et Me Jean-Philippe Therriault;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par Me Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par Me Éric Fraser et Me Simon Turmel;

La Première Nation de Whapmagoostui (PNW) représentée par Me Dominique Neuman;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par Me Franklin S. Gertler et Me Nicholas Ouellet;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par Me Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par Me Hélène Sicard.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

D-2017-140	R-3986-2016	20 décembre 2017

PRÉSENTS :

Louise Rozon
Simon Turmel
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Intervenants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

La Première Nation de Whapmagoostui (PNW);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE 6

LISTE DES TABLEAUX 8

LISTE DES DÉCISIONS CITÉES 9

INTRODUCTION 12

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

1. PRÉVISION DE LA DEMANDE 13

1.1 Scénario moyen en énergie et en puissance 13

1.2 Analyse de la prévision de la demande 23

2. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES 33

2.1 Bilan en énergie et en puissance 33

2.2 Gestion de la puissance 36

2.3 Achats de court terme en énergie 39

2.4 Achats de court terme en puissance 43

2.5 Contribution des marchés de court terme pour les besoins en puissance 48

3. GESTION DES RISQUES 59

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS 60

4.1 Critère de fiabilité en énergie 60

4.2 Critère de fiabilité en puissance 63

4.3 Critère de conception du réseau de transport 66

5. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX 67

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. CONTEXTE 69

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE 70

3. CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES 73

3.1 Suivi relatif aux coûts évités 74

3.2 Suivi relatif au balisage des coûts de fourniture 80

3.3 Plan de conversion 86

4. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT 97

4.1 Position du Distributeur 97

4.2 Position des intervenants 102

4.3 Opinion de la Régie 103

5. ARTICLES 72, 74.1 ET 74.2 DE LA LOI 104

5.1 Position du Distributeur 106

5.2 Position des intervenants 108

5.3 Opinion de la Régie 113

DEMANDE D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ 128

FRAIS DES INTERVENANTS 130

PROGRAMME DE CHAUFFE-EAU INTERRUPTIBLE 137

DISPOSITIF 139

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

LEXIQUE

Distributeur	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Producteur	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
Transporteur	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité

DT	tarif domestique
HIGH-HQT	Highgate-Nouvelle-Angleterre
IESO	Independent Electricity System Operator
LAW-HQT	Ontario-Beauharnois
MAFA-HQT	Énergie La Lièvre
MATI-HQT	Énergie La Lièvre
NB-HQT	Nouveau-Brunswick
NE-HQT	Nouvelle-Angleterre-Radisson-Sandy-Pond
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
NYISO	New York Independent System Operator
OASIS	Open Access Same-Time Information System
OEI	option d'électricité interruptible
ON-HQT	Ontario-Outaouais
OPG	Ontario Power Generation
OTTO-HQT	Ontario-Kipawa
Q4C-HQT	Ontario- Chat Falls
UCAP	Unforced Capacity

Abréviations et signes conventionnels

$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 Prévision des ventes régulières au Québec (en TWh) 14
Tableau 2 Prévision des besoins en énergie 16
Tableau 3 Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages 17
Tableau 4 Aléas sur les besoins en énergie-Écart type..... 19
Tableau 5 Aléas sur les besoins en puissance-Écart type..... 19
Tableau 6 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande Besoins en énergie 20
Tableau 7 Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande Besoins en puissance 20
Tableau 8 Impact de l'abaissement de la température de consigne (GWh) 21
Tableau 9 Contribution des Véhicules électriques à la demande annuelle en énergie (GWh)..... 22
Tableau 10 Contribution des Véhicules électriques aux besoins en puissance à la pointe d'Hiver (MW)..... 22
Tableau 11 Bilan en énergie 33
Tableau 12 Bilan en puissance 35
Tableau 13 Évolution du nombre d'adhésions et de retraits au tarif DT..... 36
Tableau 14 Capacité d'importation effective à la pointe du réseau État de la situation pour la période 2016-2019 (MW)..... 43
Tableau 15 Critère de fiabilité en énergie du distributeur (en TWH) 62
Tableau 16 Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance..... 64
Tableau 17 Bilan de puissance par réseau autonome après application du critère de planification 72
Tableau 18 Potentiel technico-économique des pompes à chaleur dans le réseau des Îles-de-la-Madeleine 100
Tableau 19 Frais réclamés et frais octroyés (taxes incluses)..... 136
Tableau 20 Frais réclamés et frais octroyés (taxes incluses)..... 137

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

LISTE DES DÉCISIONS CITÉES

Décision	Dossier	Nom du dossier
D-2001-191	R-3462-2001	Demande relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec
D-2002-290	R-3490-2002	Demande de dispense de recourir à l'appel d'offres pour combler les besoins en électricité des consommateurs au tarif bi-énergie commercial, institutionnel et industriel (tarif BT), article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie
D-2005-178	R-3550-2004	Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur
D-2006-123	R-3602-2006	Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville
D-2007-38	R-3605-2006	Demande de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au 1er janvier 2007
	R-3606-2006	Demande d'autorisation pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité au cours de l'année 2007
D-2007-44	R-3629-2007	Demande du Distributeur concernant la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme
D-2008-133	R-3648-2007	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2008-2017 du Distributeur
D-2011-064	R-3748-2010	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur
D-2011-162	R-3748-2010	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur
D-2012-142	R-3806-2012	Demande d'annulation de l'appel de qualification (QA/O 2012-01)

		en prévision d'un appel d'offres pour l'acquisition de services d'intégration éolienne
D-2014-174	R-3848-2013	Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne
D-2014-205	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-013	R-3864-2013	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur
D-2015-018	R-3905-2014	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2015-2016
D-2016-033	R-3959-2016	Demande de révision d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité de la décision D-2015-209 rendue dans le dossier R-3888-2014
D-2016-043	R-3960-2016	Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative à la construction de la ligne à 120 KV du Grand-Brûlé – Dérivation Saint-Sauveur
D-2016-105	R-3953-2015	Demande de révision et de révocation de la décision D-2015-179 rendue dans le dossier R-3925-2015 (Demande d'Hydro-Québec relative à l'utilisation de la centrale de TransCanada Energy Ltd de Bécancour en période de pointe)
D-2016-135	R-3980-2016	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018
D-2016-173	R-3986-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur
D-2017-006	R-3986-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur
D-2017-022	R-3980-2016	Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2017-2018
D-2017-043	R-3897-2014 Phase 1	Établissement d'un mécanisme de règlementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficience par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité
D-2017-064	R-3986-2016	Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

D-2017-119	R-4000-2017	Demande d’approbation d’un programme pour la conversion à l’électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

INTRODUCTION

[1] Le 1er novembre 2016, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver son plan d'approvisionnement 2017-2026 (le Plan). Cette demande est déposée en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*[1] (la Loi) et du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*[2] (le Règlement sur le plan).

[2] Le Distributeur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi pour interdire la divulgation, la publication ou la diffusion des informations de nature confidentielle contenues au tableau 2A-1 de la pièce B-0008, soit les prévisions économiques de long terme du Conference Board du Canada, et de la version intégrale de ce tableau, déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0012. Il dépose, au soutien de cette demande, l'affirmation solennelle du directeur général et économiste en chef adjoint du Conference Board du Canada[3].

[3] Les 10 novembre 2016 et 30 janvier 2017, la Régie rend ses décisions D-2016-173[4] et D-2017-006[5] par lesquelles, notamment, elle convoque une audience et fixe l'échéancier pour l'examen du dossier.

[4] L'audience se tient sur une période de sept jours, entre les 23 mai et 2 juin 2017, date à laquelle la Régie entame son délibéré, à l'exception de la question portant sur le programme « Charges interruptibles résidentielles–Chauffe-eau » (Programme de chauffe-eau interruptible)[6].

[5] Le 22 juin 2017, la Régie rend sa décision interlocutoire D-2017-064[7], par laquelle elle informe les participants qu'elle procède à une réouverture de l'enquête à l'égard du Programme de chauffe-eau interruptible, et fixe un échéancier à cette fin.

---

1 RLRQ, c. R-6.01.
2 RLRQ, c. R-6.01, r. 8.
3 Pièce B-0015.
4 Décision D-2016-173.
5 Décision D-2017-006.
6 Pièce A-0037, p. 144 à 146.
7 Décision D-2017-064.

[6] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les autres éléments du plan d'approvisionnement du réseau intégré, ainsi que sur l'ensemble des éléments du plan d'approvisionnement des réseaux autonomes.

[7] La Régie se prononce sur les demandes de paiement de frais des intervenants et fixe également le mode d'examen relatif au Programme de chauffe-eau interruptible, dont la preuve additionnelle a été déposée par le Distributeur le 12 octobre 2017[8].

[8] Enfin, la Régie se prononce sur la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur.

[9] Le régisseur Laurent Pilotto étant temporairement empêché d'agir, la présente décision est rendue par les deux autres régisseurs, conformément à l'article 17 de la Loi.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[10] La prévision de la demande en énergie et en puissance présentée dans le Plan comprend trois scénarios, soit les scénarios faible, moyen et fort. L'analyse de la prévision de la demande en énergie et en puissance sur l'horizon 2017-2026 que présente le Distributeur tient compte du scénario moyen, des différents aléas, ainsi que des stratégies envisagées advenant des scénarios fort ou faible.

[11] Selon le scénario moyen, les ventes croîtront de 7,6 TWh entre 2016 et 2026, équivalant à un taux de croissance annuel moyen de 0,4 % ou 0,8 TWh. Il s'agit d'une croissance supérieure à celle observée sur la période 2006-2016 lors de laquelle les ventes normalisées au Québec ont décru de 1,7 TWh. Cette décroissance est principalement attribuable au contexte économique difficile pour le secteur industriel.

---

8 Pièce B-0081.

TABLEAU 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC (EN TWH)

En TWh	2016 [1]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26	
												TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0	4,3	0,6%
Commercial et institutionnel	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2	2,6	0,7%
Industriel PME	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	-0,1	-0,2%
Industriel grandes entreprises	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9	0,5	0,1%
Alumineries	22,1	22,4	23,2	23,5	23,7	22,4	22,5	22,5	22,7	22,6	22,6	0,5	0,2%
Pâtes et papiers	12,6	11,8	11,5	11,2	10,9	10,8	10,7	10,5	10,4	10,2	10,1	-2,5	-2,2%
Pétrole et chimie	5,0	5,1	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,7	4,6	4,6	-0,4	-0,8%
Mines	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,3	4,4	4,6	4,8	4,9	5,1	1,5	3,6%
Sidérurgie, fonte et affinage	6,9	6,7	7,0	7,1	7,4	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	8,0	1,1	1,5%
Autres	3,3	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,5	3,5	0,2	0,7%
Réseaux municipaux et éclairage public	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5	0,4	0,7%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%

[1] Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2016, normalisées pour les conditions climatiques.

Source : pièce B-0008, p. 15, tableau 2A-3.

[12] Le Distributeur explique les variations prévues de la demande en énergie par secteur de consommation, entre 2017 et 2026, de la manière suivante[9] :

Secteur résidentiel et agricole (taux de croissance annuel moyen de 0,6 %)

- augmentation du nombre d'abonnements résidentiels;
- augmentation du parc de véhicules électriques;
- hausse du revenu disponible des ménages.

Secteur commercial et institutionnel (taux de croissance annuel moyen de 0,7 %)

- accroissement de la population;
- hausse du produit intérieur brut et de l'emploi dans le secteur tertiaire;
- perspectives favorables pour le développement de véhicules électriques, du stockage de données numériques et du transport public.

Secteur industriel PME (taux de décroissance annuel moyen de -0,2 %)

- changements structurels qui entraîneront une transition vers des industries à plus faible intensité énergétique.

[9] Pièce B-0006, p. 10 à 12.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Secteur industriel grandes entreprises (taux de croissance annuel moyen de 0,1 %)

- reprise anticipée de la demande mondiale de produits miniers et métallurgiques;
- rationalisations additionnelles dans les secteurs pâtes et papiers, de même que pétrole et chimie.

[13] La prévision des ventes d'électricité a connu une diminution par rapport à celle du plan d'approvisionnement 2014-2023. À l'exception du secteur commercial et institutionnel, la croissance des ventes de tous les secteurs de consommation est revue à la baisse, pour atteindre un écart cumulatif de - 45,5 TWh[10]. Par rapport à l'état d'avancement 2015, l'écart cumulatif totalise - 33,4 TWh sur l'horizon 2023[11].

[14] Cette révision à la baisse de la prévision des ventes s'explique principalement par une décroissance des prévisions des ventes aux secteurs résidentiel et agricole, industriel PME et industriel grandes entreprises.

[15] Pour le secteur résidentiel et agricole, la baisse des ventes est causée par le déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage électrique des locaux et une consommation unitaire des nouveaux abonnements plus faible que celle anticipée[12].

[16] Ces changements de comportements, qui se sont produits sur la période 2013-2015, ont été constatés par le Distributeur en 2015 et confirmés en 2016 à l'aide d'un sondage sur l'utilisation de l'électricité au cours de cette période. Les résultats de ce sondage ont été déposés par le Distributeur à la demande de la Régie dans le cadre du dossier tarifaire 2017-2018[13].

[17] Pour le secteur industriel PME, la révision à la baisse de la prévision des ventes est expliquée notamment par l'évolution des intensités électriques, attribuable notamment à la transition des entreprises vers des secteurs à plus faible intensité énergétique. Le Distributeur précise que cette transition s'effectue plus rapidement que prévu dans l'état d'avancement 2015[14].

---

10 Pièce B-0008, p. 48.
11 Pièce B-0008, p. 43.
12 Pièce B-0006, p. 9.
13 Dossier R-3980-2016, pièce B-0116, annexe A.
14 Pièce B-0008, p. 44.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[18] Les ventes prévues au secteur industriel grandes entreprises ont, quant à elles, été revues à la baisse (-2,4 TWh en 2023) en raison de perspectives de croissance économique modérées sur la période du Plan. Le Distributeur précise que les secteurs mines et sidérurgie, fonte et affinage sont particulièrement affectés par un contexte d'affaires plus difficile alors que plusieurs projets d'investissements sont reportés ou tout simplement abandonnés. Aussi, des rationalisations de production sont toujours en vigueur pour l'ensemble des secteurs dans un contexte de forte concurrence internationale et de restructuration vers des productions moins énergivores[15].

Prévision des besoins en énergie

[19] Les besoins en énergie visés par le Plan sont composés des ventes d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de pertes moyen considéré pour la période 2017 à 2026 est de 7,3 %. Ce taux reflète ceux observés au cours des dernières années et prend en considération son évolution prévue, laquelle tient compte de l'impact du projet de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Le Distributeur estime que les besoins en énergie atteindront 189,0 TWh en 2026, soit une augmentation de 7,7 TWh par rapport à 2016[16]. La prévision des besoins en énergie est présentée au tableau suivant.

TABLEAU 2
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-26 TWh	Croissance 2016-26 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques													
Prévision des ventes	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1	7,6	0,4%
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	-0,1	
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0	
= Consommation visée par le Plan	168,7 [1]	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	175,3	175,4	176,2	7,5	0,4%
+ Pertes de distribution et de transport	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8	0,3	0,2%
= Besoins visés par le Plan	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2016)	0,4												

[1] Ci-Inclus, en plus des éléments présentés, une quantité de 0,029 TWh d'énergie interrompue en début d'année chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Hydro-Québec Production) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

Source : pièce B-0008, p. 16, tableau 2A-5.

[15] *Ibid.*

[16] Pièce B-0006, p. 12.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Prévision des besoins en puissance

[20] Le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe atteindront 39 931 MW à l'hiver 2025-2026. Par rapport à l'hiver 2015-2016, ces besoins correspondent à une croissance de 2 220 MW, ou 0,6 % par an en moyenne, sur l'horizon du Plan. Cette croissance provient essentiellement du secteur résidentiel et agricole, de même que du secteur commercial et institutionnel[17]. La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est présentée au tableau suivant.

TABLEAU 3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

En MW	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	Croissance 2015-25 MW	Croissance 2015-25 tx annuel moyen
Valeurs normalisées pour les conditions climatiques[1]													
Chauffage Résidentiel et agricole	11 310	11 330	11 430	11 560	11 700	11 836	11 959	12 069	12 169	12 257	12 334	1 024	0,9%
Chauffage Commercial et institutionnel	3 690	3 729	3 764	3 793	3 818	3 839	3 856	3 871	3 885	3 896	3 905	215	0,6%
Eau chaude Résidentiel et agricole	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007	124	0,6%
Industriel PME	1 510	1 510	1 507	1 504	1 499	1 497	1 493	1 488	1 486	1 487	1 487	-23	-0,2%
Industriel grandes entreprises	6 702	6 526	6 618	6 658	6 675	6 606	6 628	6 649	6 670	6 681	6 696	-6	0,0%
Autres usages	12 615	12 635	12 715	12 785	12 870	12 939	13 063	13 184	13 295	13 397	13 501	886	0,7%
Besoins réguliers du Distributeur *(Besoins visés par le Plan)*	**37 711**	**37 630**	**37 946**	**38 227**	**38 509**	**38 678**	**38 970**	**39 243**	**39 499**	**39 721**	**39 931**	**2 220**	**0,6%**
Impact des conditions climatiques[1]	-554												

[1] Et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : pièce B-0008, p. 18, tableau 2A-6.

[21] Sur la période 2017-2026, les besoins en puissance ont diminué de 1 000 MW par rapport aux prévisions annoncées dans l'état d'avancement 2015. Le Distributeur précise que cette diminution est particulièrement attribuable à la baisse des ventes observée au secteur résidentiel et agricole, ainsi qu'au secteur industriel. Il estime qu'un effritement plus rapide du comportement d'abaissement de température de consigne de la clientèle résidentielle pourrait entraîner des besoins en puissance additionnels d'environ 200 MW dans les premières années du Plan[18].

---

17 *Ibid.*

18 Pièce B-0006, p. 12.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Aléas de la demande

[22] La prévision de la demande présentée par le Distributeur dans le cadre du présent Plan porte sur les besoins énergétiques découlant d'une prévision des ventes à conditions climatiques normales. Ces besoins sont toutefois soumis à des aléas importants, soit[19] :

- l'aléa climatique;
- l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

[23] L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Pour l'année 2021, l'aléa climatique en énergie comporte un écart type de 2,5 TWh. En puissance, l'écart type de l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 atteint 1 570 MW. Le Distributeur précise que les résultats sont sensiblement les mêmes pour chacune des années du Plan.

[24] L'aléa de la demande prévue découle de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques et énergétiques, ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de leur impact sur la prévision de la demande d'électricité. L'aléa de la demande prévue en énergie comporte, pour l'année 2021, un écart type de 5,4 TWh. En puissance, l'écart type sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 est de 1 070 MW[20].

[25] Le Distributeur présente un tableau des aléas sur les besoins en énergie jusqu'à l'année 2021 (tableau 4), de même qu'un tableau des aléas sur les besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2019-2020 (tableau 5).

---

19 Pièce B-0006, p. 13.

20 *Ibid.*

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 4
ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021
Aléa climatique	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5
Aléa sur la demande prévue	2,6	3,0	3,5	4,5	5,4
Aléa global	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9

Source : Pièce B-0006, p. 14, tableau 3.

TABLEAU 5
ALÉAS SUR LES BESOINS EN PUISSANCE
ÉCART TYPE

En MW	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
Aléa climatique	1 530	1 560	1 560	1 570
Aléa sur la demande prévue	720	830	940	1 070
Aléa global	1 690	1 760	1 830	1 900

Source : Pièce B-0006, p. 14, tableau 4.

Fourchettes d'encadrement de la prévision

[26] Les fourchettes d'encadrement présentent un scénario de demande faible et un scénario de demande forte, couvrant une probabilité d'occurrence d'environ 80 % et correspondant à plus ou moins 1,3 écart-type par rapport au scénario de référence prévu[21]. Les scénarios faible et fort de la prévision de la demande en énergie et en puissance sont présentés ci-après.

[21] Pièce B-0008, p. 37.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 6
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2016[1]	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Croissance 2016-2026	
												TWh	tx annuel moyen
Besoins en énergie moins 1,3 écart type	180,3	177,7	178,8	179,4	179,7	177,5	178,0	178,6	179,9	179,0	178,9	-1,4	-0,1%
Besoins en énergie prévus	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0	7,7	0,4%
Besoins en énergie plus 1,3 écart type	182,2	184,5	186,7	188,3	191,3	191,5	193,0	194,4	196,2	197,4	199,1	16,9	0,9%

[1] Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2016 normalisés pour les conditions climatiques.

Source : pièce B-0008, p. 38, tableau 2B-9.

TABLEAU 7
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE

En MW	2015/16[1]	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	Croissance 2016-2026	
												MW	tx annuel moyen
Besoins en puissance moins 1,3 écart type	37 711	36 698	36 874	37 002	37 118	37 019	37 086	37 181	37 356	37 519	37 571	-140	0,0%
Besoins en puissance prévus	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931	2 220	0,6%
Besoins en puissance plus 1,3 écart type	37 711	38 562	39 019	39 453	39 900	40 337	40 854	41 305	41 642	41 922	42 290	4 579	1,2%

[1] Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : pièce B-0008, p. 38, tableau 2B-10.

Prise en compte des changements de comportements de la clientèle résidentielle dans les modèles de prévision

[27] Le Distributeur confirme que les éléments technico-économiques relatifs aux changements de comportements constatés en 2015 ont depuis été intégrés au modèle de prévision du secteur résidentiel et agricole[22]. Cependant, l'abaissement de la température de consigne sur les thermostats pour le chauffage électrique est un comportement dont la pérennité est difficile à prévoir. Pour l'année 2017, le scénario de référence s'appuie sur les intentions annoncées par la clientèle résidentielle quant au maintien de l'abaissement de la température. Pour les années 2018 et suivantes, le Distributeur adopte une approche prudente au sujet de la pérennité du comportement d'abaissement de la température dans le temps et intègre un effritement graduel de ce comportement sur la période du Plan[23].

---

22 Pièce B-0008, p. 63.
23 Pièce B-0032, p. 7.

[28] Le tableau suivant présente l'impact en énergie de l'abaissement de la température de consigne pour toutes les années du Plan.

TABLEAU 8
IMPACT DE L'ABAISSEMENT DE LA TEMPÉRATURE DE CONSIGNE (GWH)

2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
-1 030	-920	-810	-700	-590	-500	-410	-320	-270	-210

Source : pièce B-0032, p. 8, tableau R-2.2.

[29] Un effritement plus rapide de ce comportement représente un risque à la hausse sur la demande prévue de ce secteur. Selon le Distributeur, l'évolution de la demande d'électricité au cours des prochaines saisons de chauffage indiquera le niveau d'abaissement de température intégré dans les habitudes de la clientèle résidentielle[24].

Impact des véhicules électriques et hybrides rechargeables

[30] L'usage des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables (Véhicules électriques) n'est pas présent en quantité suffisante dans la demande historique retenue pour en permettre la modélisation à l'aide de variables technico-économiques. Pour cette raison, le Distributeur présente l'impact des Véhicules électriques sur la demande en énergie et en puissance à la marge de la prévision de la demande excluant leur usage.

[31] Les tableaux suivants présentent la contribution des Véhicules électriques sur la demande annuelle en énergie et en puissance.

[24] Pièce B-0006, p. 11.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 9
CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À LA DEMANDE ANNUELLE EN ÉNERGIE (GWH)

2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
32	51	82	131	207	325	469	612	757	898	1 041

Source : Pièce B-0033, p. 6, tableau R-1.4.1.

TABLEAU 10
CONTRIBUTION DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES AUX BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)

2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
5	8	13	20	32	51	78	106	134	161	189

Source : Pièce B-0032, p. 10, tableau R-3.6.

[32] Le Distributeur précise les hypothèses de contribution des besoins à la pointe d'hiver des Véhicules électriques comme suit :

> « *Aux fins de la prévision, le Distributeur retient une contribution moyenne d'un véhicule électrique ou hybride rechargeable aux besoins en puissance à la pointe d'hiver de 0,6 kW. Cette valeur découle d'un profil horaire diversifié de recharge quotidienne d'un véhicule électrique moyen et des heures d'occurrences des pointes d'hiver du réseau sous des conditions climatiques historiques. Cette contribution moyenne retenue tient donc compte du fait que la pointe d'hiver pourrait survenir le matin ou le soir* »[25].

[33] En audience, le Distributeur élabore sur la source du profil de consommation utilisé pour les hypothèses de contribution des besoins à la pointe d'hiver des Véhicules électriques :

[25] Pièce B-0032, p. 9.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> « *En fait notre profil qu'on a étudié c'est un profil qui provient d'un projet pilote à Boucherville et qui est ajusté pour une consommation moyenne. Et en utilisant ce profil-là, il est... il prend en considération la consommation du véhicule électrique soit rechargé à la maison ou dans les lieux de travail ou dans les bornes de recharge* »[26].

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

3.2 ANALYSE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

FCEI

[34] La FCEI soumet que la prévision de la demande en puissance du Distributeur sous-estime le besoin en puissance à trois niveaux. D'abord, ce dernier devrait inclure l'effet du *Programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel*[27] (Programme de conversion du mazout à l'électricité), lequel aurait, s'il devait être approuvé par la Régie, un impact direct et significatif sur le besoin de puissance d'ici 2025-2026. La FCEI souligne que :

> « *Sur la base de l'information disponible, il est possible de déduire que l'impact sur le besoin en puissance pour 2018 est d'environ 88 MW. Si cet impact est récurrent, le programme impliquerait un besoin de puissance additionnel de 726 MW à l'hiver 2025-2026. Ce nouveau besoin doit être ajouté à la prévision du Distributeur* »[28].

[35] Ensuite, l'intervenante soumet que la prévision des besoins en puissance sous-estime l'évolution du nombre d'abonnements au tarif DT sur l'horizon du Plan. En extrapolant la décroissance de 2016 aux années futures, l'impact sur le besoin de puissance à la pointe serait de 157 MW en 2026, soit 75 MW de plus que la prévision de référence du Distributeur[29].

---

26 Pièce A-0021, p. 123.
27 Dossier R-4000-2017.
28 Pièce C-FCEI-0009, p. 3.
29 Pièce C-FCEI-0009, p. 5.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[36] Enfin, la FCEI est d'avis que le Distributeur sous-estime l'impact de la recharge de Véhicules électriques sur le besoin de puissance en hiver. Plus spécifiquement, l'intervenante est préoccupée par le fait que le Distributeur ne puisse prédire si la pointe prévue de l'impact de la recharge survient le matin ou le soir :

> « *Les usages pour ces deux moments n'étant pas exactement les mêmes, la FCEI s'attendrait à ce que le Distributeur prévoit la pointe matinale indépendamment de la pointe du soir. En mode prévisionnel, la pointe hivernale devrait correspondre au maximum entre la pointe du matin et celle du soir* »[30].

[37] La FCEI mentionne que l'impact sur le besoin en pointe serait de 130 MW en 2020, plutôt que les 50 MW prévus par le Distributeur et de 355 MW en 2023, plutôt que les 134 MW prévus par ce dernier. En 2030, si l'objectif d'un million de Véhicules électriques visé par le gouvernement du Québec est atteint, l'intervenante évalue que l'impact sur le besoin en pointe pourrait atteindre 1 500 MW[31].

[38] Conséquemment, la FCEI souligne l'importance de gérer de manière proactive l'évolution des besoins en puissance. Elle estime que la mise en place de mesures, tarifaires ou autres, de manière hâtive, serait susceptible de favoriser un déploiement plus harmonieux de nouvelles technologies, considérant que les choix des consommateurs pourraient être influencés par l'offre du Distributeur.

[39] À cet égard, l'intervenante donne en exemple le type de borne de recharge (unidirectionnelle versus bidirectionnelle) choisi par les clients, qui pourrait différer selon les mesures offertes par le Distributeur.

[40] La FCEI demande donc que le Distributeur bonifie, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2019, le suivi portant sur la recharge des Véhicules électriques qui doit être déposé à la suite de la décision D-2017-022, afin d'y inclure les informations suivantes[32] :

- une évaluation de la diffusion des différentes technologies de recharge;

---

30 Pièce C-FCEI-0009, p. 4.
31 Pièce C-FCEI-0009, p. 5.
32 Pièce C-FCEI-0017, p. 4.

- l'évolution technologique au niveau de la recharge, incluant les systèmes V2H et V2G[33];
- le portrait des solutions tarifaires et commerciales envisagées pour déplacer la recharge hors de la période de pointe;
- la vision et la feuille de route du Distributeur pour la mise en place d'une solution.

[41] Selon la FCEI, la Régie devrait avoir comme objectif la mise en place d'une solution tarifaire ou commerciale au dossier tarifaire 2019, soit avant que la croissance du nombre prévu de Véhicules électriques ne s'accélère trop.

[42] De plus, la FCEI demande qu'une information similaire soit présentée en ce qui a trait aux technologies de stockage d'énergie chez les clients et sur le réseau de distribution.

GRAME

[43] Dans un contexte où il y a déjà une forte pression sur la demande en pointe et où l'on note une transformation du marché de l'automobile avec un nombre croissant de Véhicules électriques chez les particuliers, le GRAME recommande que des solutions soient mises en place, d'ici 2020-2021, pour limiter les recharges lors des heures critiques. L'intervenant suggère les solutions suivantes, mises en place dans certaines juridictions[34] :

- projet pilote d'utilisation des Véhicules électriques à titre de périphériques de stockage; et,
- tarification différenciée dans le temps pour les installations résidentielles ou de travail où les véhicules sont garés pendant de nombreuses heures plutôt que les installations publiques, où les Véhicules électriques ne sont garés que pendant quelques heures.

[44] Le GRAME recommande que le Distributeur utilise les données obtenues des clients utilisant les bornes de recharges rapides (durée, énergie consommée et puissance appelée pour chacune des charges) afin de permettre une mise à jour du bilan en

[33] V2H signifie « *vehicule-to-home* » ou « vehicule-maison » en français. V2G signifie « *vehicule-to-grid* » ou « vehicule-réseau » en français

[34] Pièce C-GRAME-0008, p. 8 et 9.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

puissance et de la contribution à la pointe correspondant au déploiement des Véhicules électriques. Il recommande également que le bilan des prévisions pour la demande en puissance et la demande en puissance à la pointe pour l'usage des Véhicules électriques soit présenté systématiquement lors des prochains plans d'approvisionnement.

SÉ-AQLPA

[45] SÉ-AQLPA demande que l'impact prévisionnel des mesures d'éclairage soit raffiné, surtout à long terme. Selon l'intervenant, dans sa prévision de l'impact du déploiement des ampoules DEL, le Distributeur utilise un niveau d'effet croisé de 40 % alors que le taux approprié serait plutôt de 63 %. Ceci aurait pour effet de sous-estimer la demande d'au maximum 450 GWh en 2026, ce qui correspond à une augmentation de la demande du secteur résidentiel de plus de 10 % sur l'horizon du Plan[35].

[46] Par ailleurs, SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur rétablisse une asymétrie équiprobable dans ses scénarios d'encadrement. À son avis, il est clairement établi que le scénario faible à probabilité égale devrait être plus bas que le scénario fort, notamment sur la base que le Distributeur l'aurait confirmé dans le dossier R-3648-2007[36]. Cette approche serait également celle privilégiée par Gaz Métro[37] dans son plus récent plan d'approvisionnement[38].

UC

[47] Selon l'UC, plusieurs événements sont survenus depuis le dépôt de la preuve du Distributeur au présent dossier. Ces derniers pourraient avoir des incidences sur la demande en puissance, les besoins en énergie et les coûts évités. L'intervenante évoque les éléments suivants[39] :

- la campagne de conversion du mazout à l'électricité;
- les droits imposés par les États-Unis sur le bois d'œuvre;
- certaines livraisons découlant des contrats de biomasse forestière (environ 25 MW);

35 Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 4.
36 Pièce A-0033, p. 69.
37 Maintenant Énergir, s.e.c
38 Pièce C-SÉ-AQLPA-0014, p. 9.
39 Pièce C-UC-0013, p. 6 et 7.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- les inondations au printemps 2017;
- la reconduction du crédit d'impôt RénoVert;
- la modification possible de l'interfinancement.

[48] L'intervenante souligne que si ces événements n'étaient pas considérés, les décisions prises sur la base du présent Plan pourraient s'avérer erronées. Elle demande donc une mise à jour du bilan en puissance le plus rapidement possible, au plus tard dans le cadre du dossier tarifaire 2018-2019[40].

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

Scénario moyen de la prévision de la demande en énergie et en puissance

[49] La Régie considère que le scénario moyen de la prévision de la demande en énergie présenté par le Distributeur est un scénario qui demeure valide. Bien que des événements politiques, économiques et environnementaux aient pu survenir depuis le dépôt de la preuve, la Régie juge que ces derniers ne remettent pas en question la vraisemblance des variables socio-économiques et les prévisions économiques utilisées dans la prévision de la demande[41] en énergie ou en puissance sur l'horizon du Plan.

[50] À l'instar du Distributeur, la Régie considère que les paramètres économiques utilisés dans la prévision de la demande intègrent les événements d'actualité pouvant avoir un impact sur la demande en énergie[42]. Elle note également que les variables économiques et socio-économiques concordent, à court comme à moyen termes, avec les moyennes des consensus des prévisionnistes.

[51] De plus, la Régie prend note de la confirmation du Distributeur selon laquelle[43] :

- d'une part, il a apporté certains ajustements aux paramètres de ses modèles afin de corriger le biais de surestimation observée à ce jour dans la prévision des secteurs résidentiel et agricole et industriel PME; et,

---

40 Pièce C-UC-0013, p. 12 et 13.
41 Pièce B-0008, p. 13 et 14.
42 Pièce B-0072, p. 4.
43 Pièce B-0008, p. 20 et 63.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- d'autre part, le modèle de prévision intègre les variables technico-économiques (données sur les équipements) qui permettent de refléter les changements de comportements constatés en 2015.

[52] La Régie est consciente que d'autres changements sur les grands usages (chauffage de l'eau, éclairage et climatisation) peuvent survenir et s'attend à ce que le Distributeur suive de près l'évolution des tendances de consommation de sa clientèle. Dans sa décision D-2017-022, la Régie invitait ce dernier à utiliser[44] de manière efficiente l'ensemble des données dont il dispose sur une base quotidienne depuis l'implantation des compteurs de nouvelle génération.

[53] En ce qui a trait à la recommandation de la FCEI d'inclure l'impact du Programme de conversion du mazout à l'électricité à la prévision de la demande en puissance, la Régie a rendu une décision le 3 novembre 2017 rejetant la demande du Distributeur concernant l'approbation de ce programme[45]. La Régie ne retient donc pas cette recommandation.

[54] La Régie ne retient également pas la recommandation de l'UC d'exiger une mise à jour des prévisions. À l'instar du Distributeur, la Régie considère que les différents événements invoqués par l'intervenante amèneraient des ajustements de la prévision qui se situeraient à l'intérieur des scénarios d'encadrement, lesquels sont justement établis afin de tenir compte des aléas de la demande.

[55] De plus, la Régie juge satisfaisantes les explications du Distributeur relatives à la méthodologie de prévision de l'impact de la recharge des Véhicules électriques sur la demande en puissance à la pointe. Bien qu'elle ne retienne pas la recommandation de la FCEI, de réviser à la hausse les prévisions du Distributeur à cet égard, la Régie invite ce dernier à poursuivre ses analyses permettant une mise à jour de l'impact de la recharge des Véhicules électriques sur la demande en puissance.

[56] En ce qui a trait à l'évolution du nombre d'abonnements au tarif DT sur l'horizon du Plan, la Régie est satisfaite des explications du Distributeur[46] et n'estime pas nécessaire d'ajuster la prévision de la demande en puissance, comme le propose la FCEI.

---

44 Décision D-2017-022, p. 55, par. 181.
45 Décision D-2017-119.
46 Pièce B-0063, p. 30 à 32.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[57] La Régie est également satisfaite des explications du Distributeur à propos de la provenance de l'information utilisée pour l'établissement des hypothèses de l'impact prévisionnel à long terme des mesures d'éclairage. Elle ne retient pas la recommandation de SÉ-AQLPA relative à cette question.

Scénarios d'encadrement de la prévision de la demande

[58] Dans le plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur convenait que le risque pour le secteur industriel grandes entreprises était asymétrique et que la présence d'un biais de surestimation dans les ventes de ce secteur, constatée sur la période 1985-2009, s'expliquait avant tout par les risques auxquels faisaient face les clients industriels majeurs, et non par sa méthode de prévision. Le Distributeur mentionnait alors que ces risques provenaient, entre autres, de retards dans la construction ou la mise en service de projets industriels, de l'abandon de projets ainsi que de la difficulté à prévoir les fermetures d'usine et les grèves. Il précisait également que le biais provenait de la nécessité de prendre en compte, dans la prévision, des projets à l'étude ou en négociation avec le gouvernement et de la difficulté d'évaluer avec précision l'ampleur des provisions pour fermetures[47].

[59] Dans sa décision rendue dans le cadre de ce plan d'approvisionnement, la Régie invitait le Distributeur à poursuivre l'étude des moyens à mettre en œuvre pour réduire les biais de surestimation des ventes au secteur industriel, notamment en portant attention aux probabilités de réalisation de projets industriels et de fermetures d'usines[48].

[60] Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur présentait sa nouvelle méthode de prévision de la demande de long terme au secteur industriel grandes entreprises comme suit :

> « *La prévision des ventes au secteur Industriel grandes entreprises utilise maintenant des modèles de régression linéaire multiple, et ce, afin de tirer profit directement de l'information contenue dans les variables économiques significatives. Cette approche vise notamment à produire une prévision non biaisée des ventes à ce secteur.*

[47] Dossier R-3748-2010, pièce B-0005, p. 80 à 82.
[48] Décision D-2011-162, p. 11, par. 18.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *Les ventes de ce secteur sont corrélées aux fluctuations économiques. Les nouveaux modèles permettent d'obtenir une prévision variant selon les fluctuations économiques prévues plutôt qu'en fonction des ajouts d'équipements, des arrêts de production et des variations de la charge mensuelle. Comme les modèles sont estimés à partir des ventes historiques, les corrélations établies entre les ventes et les variables économiques reflètent déjà les ajouts d'équipements, les arrêts de production et les variations de la charge passés.*
>
> *Par ailleurs, le Distributeur continue à analyser et à évaluer l'information historique et projetée des clients, soit les ajouts d'équipements, les arrêts de production et les variations de la charge, et ce, dans le but d'encadrer la prévision effectuée à l'aide des modèles* »[49].

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[61] Compte tenu des changements apportés, en 2012, à la méthode de prévision de la demande, de même que des explications du Distributeur relatives à la méthode utilisée pour estimer les aléas de la demande en énergie prévue[50], la Régie estime que l'approche retenue, soit l'utilisation d'un scénario d'encadrement centré avec une symétrie équiprobable, en terme de probabilité comme en terme de volume, est justifiée et demeure la plus appropriée pour établir les fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande de l'ensemble des secteurs sur l'horizon du Plan.

[62] Bien que consciente que Gaz Métro puisse privilégier l'utilisation d'un risque asymétrique dans ses scénarios d'encadrement, la Régie n'est pas convaincue de la pertinence de cette comparaison avec le Distributeur, considérant l'importance relative que représente la demande des grands clients industriels dans leurs bilans totaux des livraisons respectifs. Cette demande occupe une place beaucoup plus importante dans le bilan de Gaz Métro qu'il en est pour le Distributeur. Pour ces motifs, la Régie ne retient pas la recommandation de SÉ-AQLPA d'établir une asymétrie dans les scénarios d'encadrement de la prévision de la demande.

Impact de la recharge des Véhicules électriques sur la demande en puissance à la pointe et mesures de gestion de la demande de puissance

[63] Dans le dossier tarifaire 2016-2017, la Régie a jugé que le développement du marché et des services de recharge arrivait à un stade où son traitement règlementaire méritait d'être considéré et qu'il y avait lieu de se préoccuper de l'impact sur la puissance

---

49 Dossier R-3864-2013, pièce B-0021, p. 30.

50 Pièce B-0008, p. 32 et 33.

coïncidente. Elle demandait alors au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une proposition de tarif permettant de répondre à cette préoccupation[51].

[64] Dans le dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur a proposé les modalités d'un tarif expérimental « borne de recharge » (BR) visant l'alimentation des bornes des Véhicules électriques de 400 V et plus à courant continu[52].

[65] Ne considérant pas que la proposition du tarif expérimental BR répondait à la problématique de l'impact sur la pointe coïncidente, la Régie a alors demandé au Distributeur :

> « […] *d'entreprendre, dans les meilleurs délais, les sondages auprès des propriétaires de véhicules électriques, afin de documenter l'usage des bornes de recharge et les habitudes de consommation des propriétaires de véhicules électriques et d'en faire rapport à la Régie. Le Distributeur devra particulièrement documenter l'impact de ce nouvel usage sur la pointe coïncidente* »[53].

[66] Lors de l'audience dans le présent dossier, le Distributeur évoque cette demande de la Régie :

> « […] *la Régie aussi dans sa décision par rapport au dossier tarifaire elle nous a demandé de faire... de documenter l'usage des véhicules électriques pour une meilleure compréhension de l'utilisation d'électricité par véhicule électrique et aussi pour leur contribution sur la demande en énergie et en puissance. Et là, on est en train de regarder cet aspect-là* »[54].

[67] Questionné sur les approches de sensibilisation des propriétaires de Véhicules électriques à la notion de la pointe, le Distributeur soumet qu'il est prématuré d'établir un potentiel pour le moment :

> « *Et tant qu'on n'a pas cette information-là* [compréhension de l'utilisation des recharges des véhicules électriques, leur profil dans le temps, etc.], *c'est difficile d'avoir un potentiel d'effacement quand on ne sait pas c'est quoi la charge et*

---

51 Décision D-2016-033, p. 264, par. 1042.
52 Dossier R-3980-2016, pièce B-0052, p. 40.
53 Décision D-2017-022, p. 187, par. 735.
54 Pièce A-0021, p. 123 et 124.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *c'est quoi sa présence dans le temps. Donc, c'est certainement un sujet qui va évoluer au cours des prochaines années. Je ne vois pas ça nécessairement à très court terme. Mais au fur et à mesure que la diffusion de l'auto électrique augmente et qu'on a une meilleure compréhension et une meilleure... oui, une meilleure compréhension du comportement de ces utilisateurs, là il pourrait y avoir quelque chose de plus ciblé pour les véhicules électriques.*
>
> […]
>
> *Mais avant d'étudier le potentiel de l'auto électrique, il faudrait qu'elle existe de façon un peu moins embryonnaire* »[55].

[68] À la lumière des anticipations du Distributeur, la Régie observe que la contribution des Véhicules électriques sur la pointe croîtra significativement sur l'horizon du Plan[56]. De plus, celle-ci deviendra significative avant qu'elle puisse être modélisée à l'aide de variables technico-économiques.

[69] En l'absence d'une mesure distincte de la consommation des bornes électriques de la consommation totale d'un abonnement, l'établissement d'un potentiel d'effacement est difficilement estimable. Les données les plus fiables pour la prévision seront celles obtenues auprès des propriétaires de Véhicules électriques sondés par le Distributeur, ce qui justifie l'importance d'entreprendre ce sondage dans les plus brefs délais.

[70] Puisque la Régie a déjà fait part de ses préoccupations et demandé au Distributeur qu'il procède, dans les meilleurs délais, à la documentation de l'usage des bornes de recharge et des habitudes de consommations des propriétaires de Véhicules électriques, elle ne croit pas nécessaire de bonifier, pour le moment, le suivi demandé dans sa décision D-2017-022[57], comme le recommande la FCEI.

---

55 Pièce A-0023, p. 81 et 82.
56 Pièce B-0032, p. 10.
57 Décision D-2017-022, p. 187, par. 735.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

4. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES

4.1 BILAN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[71] Depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2014-2023, les prévisions des besoins en énergie ont connu une forte diminution. Sur la période 2017-2026, le Distributeur prévoit une diminution cumulative des besoins en énergie totalisant 85 TWh. Les prévisions des besoins en puissance ont également baissé durant cette période.

[72] Le portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux s'est accru de 14 contrats découlant de décrets gouvernementaux (cogénération à biomasse forestière et énergie éolienne). Sur la période du Plan, ces contrats augmentent l'offre du Distributeur de 27 TWh. Au cours de cette même période, les approvisionnements sont supérieurs aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 113 TWh[58]. Le tableau suivant présente le bilan en énergie.

TABLEAU 11
BILAN EN ÉNERGIE

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	**181,1**	**182,8**	**183,9**	**185,5**	**184,5**	**185,5**	**186,5**	**188,1**	**188,2**	**189,0**
Électricité patrimoniale	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**	**178,9**
Approvisionnements postpatrimoniaux	**15,4**	**17,2**	**17,6**	**17,9**	**17,8**	**18,1**	**18,4**	**18,8**	**18,9**	**19,2**
▪ Cyclable - HQP	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
▪ Base - HQP	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
▪ Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
▪ Appel d'offres de long terme - HQP	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
▪ Éolien I	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
▪ Éolien II	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
▪ Éolien III	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
▪ Éolien IV	0,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
▪ Biomasse	1,7	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
▪ Petite hydraulique	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Achats d'énergie	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**0,1**	**0,1**	**0,3**
Surplus	**(13,1)**	**(13,3)**	**(12,6)**	**(11,3)**	**(12,2)**	**(11,4)**	**(10,8)**	**(9,6)**	**(9,6)**	**(9,1)**

Source : pièce B-0006, p. 17, tableau 6.

[58] Pièce B-0006, p. 6.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[73] Afin d'assurer l'équilibre offre-demande et de satisfaire les besoins en puissance, le Distributeur dispose de la livraison de l'électricité patrimoniale, caractérisée par un profil annuel préétabli de valeurs horaires de puissances classées, dont la valeur maximale est fixée à 34 342 MW. L'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité de la livraison. De ce fait, Hydro-Québec Production (le Producteur) est amené à maintenir une réserve de planification de 3 100 MW au-delà de la valeur maximale au profit des livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW[59].

[74] En plus de la livraison de l'électricité patrimoniale, le Distributeur dispose d'un portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux constitué de 75 contrats d'approvisionnement de long terme, lesquels représentent environ 5 800 MW en puissance contractuelle. Le Distributeur précise comme suit la nature des changements apportés à ses contrats depuis le dépôt de l'état d'avancement 2015[60] :

- entrée en service de quatre parcs éoliens (total de 600 MW);
- nouveau contrat d'achat de production d'une petite centrale hydraulique (16 MW);
- résiliation d'un contrat de production à la biomasse (9 MW);
- conclusion de trois contrats de puissance garantie (500 MW) avec le Producteur.

[75] En plus des contrats de long terme, le Distributeur dispose de moyens de gestion qui lui permettent d'assurer la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille d'approvisionnements, soit l'entente globale cadre, le service d'intégration éolienne et l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TransCanada Énergie.

[76] En effet, le Distributeur a déposé, en juin 2016, une demande visant à faire approuver le renouvellement de l'entente globale cadre en vigueur au moment de produire la preuve du présent Plan, laquelle prenait fin le 31 décembre 2016. Le renouvellement de l'entente a été approuvé par la Régie le 23 septembre 2016. Les termes et conditions de cette entente, pour la période du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2019, sont essentiellement les mêmes que ceux de la précédente.

59 Pièce B-0006, p. 15.
60 *Ibid.*

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[77] Quant au contrat de service d'intégration éolienne conclu avec le Producteur pour une durée de trois ans et en vigueur depuis le 1er septembre 2016, ce dernier prévoit des retours d'énergie garantis correspondant à 30 % de la quantité contractuelle des parcs éoliens en service commercial pour la période estivale et à 40 % pour la période hivernale.

[78] Enfin, le Distributeur indique qu'il prolonge la période de suspension des livraisons en base de la centrale de TransCanada Énergie jusqu'à l'expiration du contrat en 2026.

[79] Le tableau suivant présente le bilan en puissance du Distributeur. Ce dernier tient compte de la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité, de même que la capacité de contribution des marchés de court terme.

TABLEAU 12
BILAN EN PUISSANCE

En MW	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Besoins à la pointe	**37 630**	**37 946**	**38 227**	**38 509**	**38 678**	**38 970**	**39 243**	**39 499**	**39 721**	**39 931**
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 774	3 855	4 024	4 046	4 077	4 105	4 132	4 155	4 177
Besoins à la pointe - incluant la réserve	**41 192**	**41 720**	**42 082**	**42 533**	**42 724**	**43 047**	**43 348**	**43 631**	**43 876**	**44 108**
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	**3 750**	**4 278**	**4 640**	**5 091**	**5 282**	**5 605**	**5 906**	**6 189**	**6 434**	**6 666**
HQP	**600**	**600**	**1 100**	**1 100**	**1 100**	**1 300**	**1 500**	**1 500**	**1 500**	**1 500**
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
▪ Puissance rappelée	0	0	0	0	0	200	400	400	400	400
▪ Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	0	0	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	**1 641**	**1 828**	**1 951**	**1 977**	**1 977**	**1 977**	**1 977**	**1 969**	**1 969**	**1 969**
▪ Éolien (4 000 MW) (1)	1 319	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	322	344	466	493	493	493	493	485	485	485
Gestion de la demande en puissance	**940**	**1 250**	**1 250**	**1 275**	**1 300**	**1 300**	**1 300**	**1 300**	**1 300**	**1 300**
▪ Électricité interruptible	850	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	90	250	250	275	300	300	300	300	300	300
Abaissement de tension	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**	**250**
Transactions de court terme réalisées	**300**	**50**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Puissance additionnelle requise	**0**	**300**	**100**	**500**	**650**	**800**	**900**	**1 150**	**1 400**	**1 650**

(1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Source : Pièce B-0031, p. 11, tableau R-4.2.

[80] Toujours dans le but d'assurer l'équilibre offre-demande et de satisfaire les besoins en puissance, le Distributeur dispose également de moyens plus flexibles de gestion de la pointe, tels que la gestion de la demande en puissance et les marchés de court terme.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

4.2 GESTION DE LA PUISSANCE

4.2.1 SUIVI CONCERNANT LE TARIF DT

[81] Malgré les efforts évoqués par le Distributeur pour préserver le parc de biénergie[61], comme il apparaît du tableau suivant, ce dernier connaît un effritement.

TABLEAU 13
ÉVOLUTION DU NOMBRE D'ADHÉSIONS ET DE RETRAITS AU TARIF DT

	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Nombre d'abonnés DT (en fin d'année)	**126 635**	**125 738**	**125 468**	**121 249**	**116 144**	**113 995**
Demandes d'adhésion DT	2 943	3 116	2 194	1 597	833	2 067
Retraits du tarif DT	(3 342)	(4 013)	(2 464)	(5 816)	(5 938)	(4 216)
Solde	(399)	(897)	(270)	(4 219)	(5 105)	(2 149)

Source : Rapport annuel 2015, pièce HQD-7, document 3, p. 11, tableau 3 et Rapport annuel 2016, pièce HQD-7, document 3, p. 10, tableau 2.

[82] Dans sa décision D-2017-022, la Régie concluait comme suit :

> « *[695] Dans sa décision D-2016-033, la Régie a demandé au Distributeur de présenter une nouvelle option de biénergie résidentielle pouvant tirer profit de l'infrastructure de télécommande prévue pour les chauffe-eau interruptibles* [note de bas de page omise].
>
> *[696] Le Distributeur entend réaliser, au cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote de télécontrôle des systèmes biénergie auprès d'un nombre limité de clients.*

[61] Pièce B-0006, p. 21.

[697] La Régie accueille favorablement ce projet pilote »[62].

[83] Le Distributeur renouvelle l'annonce de son projet pilote de contrôle à distance de la biénergie en fonction de la pointe réelle et non plus en fonction du seuil à -12°C ou -15°C. Il indique qu'avec les compteurs intelligents et le projet pilote, il devrait être en mesure de mettre à jour les données réelles d'effacement de la biénergie à la pointe qui ont été jusqu'à présent estimées[63].

[84] La FCEI rappelle qu'avec l'érosion du parc de biénergie au profit du « tout à l'électricité », il y a un impact direct sur l'accroissement de la demande de puissance à la pointe. Il souligne que le Distributeur sous-estime l'impact de la biénergie, ce qui aurait comme conséquence une sous-estimation des besoins de puissance à la pointe dus à l'érosion de la biénergie[64].

[85] **La Régie demande au Distributeur de présenter, au prochain dossier tarifaire puis dans les états d'avancement du Plan, les résultats de la mise à jour des données d'effacement de la biénergie qui auront pu être obtenues grâce au projet pilote qui fait basculer la biénergie à différentes températures plutôt qu'à une seule (-12 C ou -15°C).**

[86] Plusieurs intervenants, la FCEI notamment, se portent à la défense de la biénergie et demandent son élargissement à une plus grande clientèle, avec un mode de contrôle intelligent ou d'autres combustibles.

[87] **La Régie est d'avis que cette question devra être débattue dans le cadre d'un dossier tarifaire en fonction des résultats du projet pilote de télécontrôle de la biénergie.**

[88] Le Distributeur mentionne que l'essentiel de sa stratégie d'approvisionnement en puissance repose sur la réduction et le déplacement de la consommation d'électricité de ses clients en période de pointe à l'aide de diverses interventions qu'il peut déployer.

[89] Le Distributeur présente un plan d'action qui repose sur le potentiel technico-économique de mesures en gestion de la demande en puissance à la pointe qui remonte à octobre 2012. Dans ce plan, les mesures, dont le coût était supérieur à

---

62 Décision D-2017-022, p. 179 et 180.
63 Pièce A-0028, p. 198 à 202.
64 Pièce C-FCEI-0009, p. 5.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

37 $/kW-hiver et 33 $/kW-hiver, ont été respectivement exclues du potentiel des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel[65]. Or, la notion de kW-hiver a été modifiée depuis et remplacée par la notion de $/kW-an, et les coûts évités de long terme en puissance atteignent maintenant 108 $/kW-an[66]. Par ailleurs, le coût des programmes de gestion de la demande en puissance envisagés par le Distributeur au dossier tarifaire R-3980-2016 exigent un budget de 29 M $ pour atteindre des économies de 166 MW, soit des investissements de 175 $ pour chaque kW économisé au cours de l'hiver 2017-2018, indépendamment de la durée de vie de la mesure[67].

[90] Plusieurs intervenants soulignent un manque de proactivité du Distributeur à l'égard du développement de nouvelles mesures de gestion de la demande en puissance, notamment la FCEI, le RNCREQ, le GRAME et le ROEÉ[68].

[91] L'UC soutient que le bilan en puissance du Distributeur devrait être révisé afin d'exclure, à l'horizon 2026, tout effacement de la demande résultant de nouveaux programmes (ou projets pilotes) de gestion de la demande en puissance. L'intervenante considère que ces programmes, à 70 $/kW-hiver, sont trop chers par rapport aux coûts évités de puissance actuels et qu'ils ne deviendront rentables qu'en 2026, si ces coûts évités atteignent effectivement 108 $/kW-hiver[69].

[92] La Régie constate que les programmes de gestion de la demande en puissance déployés par le Distributeur prennent plus de temps que prévu à se mettre en place ou font face à des difficultés, comme dans le cas du Programme de chauffe-eau interruptible. La plupart des mesures n'en sont encore qu'au stade de la recherche expérimentale, de projets pilotes ou ont à peine démarré, avec des coûts du kW effacé à la pointe encore élevés.

[93] La Régie est d'avis qu'à la différence des mesures d'économie d'énergie, il reste encore un certain apprentissage avant que ces programmes puissent être déployés à leur plein potentiel. Le niveau de financement à accorder à ces programmes, de façon à ralentir ou à accélérer leur déploiement, mériterait de prendre en compte les coûts évités autorisés chaque année, dans le cadre d'un dossier tarifaire. Le Distributeur devra

---

65 État d'avancement 2012 du plan d'approvisionnement 2011-2020, p. 9 et 11.
66 Décision D-2017-022, p. 60, par. 207.
67 Dossier R-3980-2016, pièce B-0043, p. 12.
68 Pièces C-FCEI-0009, p. 7 et 8; C-RNCREQ-0041, p. 2 à 14; C-GRAME-0008, p. 9 à 15 et C-ROEÉ-0019, p. 3.
69 Pièce C-UC-0009, p. 17 à 23.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

démontrer la pertinence de ces programmes en identifiant clairement leurs coûts totaux en regard des coûts évités de court terme et de long terme.

[94] **La Régie est satisfaite de l'intention du Distributeur de se doter de mesures de gestion de la demande qui seront disponibles d'ici 2025 et ce, dans la mesure où le Distributeur démontre la rentabilité des montants qu'il investit dans ces programmes et des budgets qu'il consacre aux approvisionnements qui y sont associés.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

4.3 ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE

[95] La dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme est un outil d'approvisionnement permettant au Distributeur de gérer les aléas de la demande à court terme et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. En mode prévisionnel, le Distributeur prévoit utiliser peu cet outil[70].

4.3.1 POSITIONS DES INTERVENANTS

FCEI

[96] La FCEI s'interroge sur le caractère optimal de la séquence et des modalités de détermination des achats d'énergie de court terme du Distributeur. L'intervenante, qui constate qu'environ 50 % des achats de court terme en 2015 ont été engagés à plus de deux jours d'avis, s'interroge sur le bien-fondé de procéder de cette façon alors que le Distributeur n'a pas été en mesure de démontrer une réelle volatilité des prix de l'énergie lors de ces achats.

[97] La FCEI demande que le Distributeur présente, dans le cadre de ses dossiers tarifaires, une analyse approfondie *ex post* des achats effectués plus de 48 heures d'avance et une justification *ex ante* de l'optimalité de ses délais d'achat pour ses achats d'énergie de court terme de l'hiver précédent[71].

RNCREQ

---

70 Pièce B-0072, p. 7.

71 Pièce C-FCEI-0009, p. 23.

[98] Pour le RNCREQ, les quantités importantes d'électricité patrimoniale inutilisée, observées ces dernières années, soulèvent des questions quant à l'optimalité de la stratégie utilisée par le Distributeur pour déterminer les volumes d'achats de court terme dans une situation donnée. Selon l'intervenant, en raison de l'interrelation entre les achats de court terme en énergie et l'entente globale cadre avec le Producteur[72], le risque de ne pas utiliser de l'électricité patrimoniale croît avec les achats de court terme. Les prix des achats de court terme étant plus élevés que celui de l'électricité patrimoniale, cela aurait pour effet d'entraîner des coûts supplémentaires pour les consommateurs, ajoute le RNCREQ.

[99] Bien que conscient que les décisions d'achat de court terme sont prises dans un contexte d'incertitude, le RNCREQ estime que l'absence d'analyse *ex post* de la justesse des achats empêche de confirmer que la stratégie et les outils décisionnels employés par le Distributeur sont effectivement optimaux.

[100] L'intervenant propose l'adoption d'un nouvel indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement à court terme qui mettrait en relation les achats de court terme, l'entente globale cadre avec le Producteur et l'énergie patrimoniale inutilisée. L'intervenant se base sur le calcul des portions des achats de court terme qui, d'heure en heure, se retrouvent en énergie patrimoniale inutilisée, de même que sur le coût de ces achats :

> « *Ainsi, sachant la quantité des achats de court terme ayant contribué à* l'[électricité patrimoniale inutilisée] *pendant chaque heure de l'année, ainsi que leurs coûts, on peut utiliser la somme de ces coûts comme un indicateur de la non-optimalité des achats de court terme* »[73].

[101] Le RNCREQ estime également que les documents relatifs au *Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur par contrepartie*[74] sont inadéquats pour obtenir un portrait complet des transactions de court terme, puisqu'ils ne permettent pas une compréhension des transactions sur une base horaire et assimilent les achats profilés à des achats de blocs standards[75].

---

72 Décision D-2016-043.
73 Pièce C-RNCREQ-0022, p. 12.
74 Plans d'approvisionnement et états d'avancement - suivis, Autres suivis.
75 Pièce C-RNCREQ-0041, p. 18.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[102] Pour lui permettre d'analyser complètement les achats de court terme du Distributeur, l'intervenant recommande que le Distributeur ajoute deux colonnes au relevé de l'entente globale cadre qu'il produit annuellement. Ces colonnes indiqueraient, sur une base horaire, les volumes d'achats de court terme du Distributeur et leur coût total.

[103] De même, le RNCREQ recommande que le Distributeur modifie son *Suivi détaillé des achats et des ventes* afin d'identifier spécifiquement les achats profilés, plutôt que de les identifier comme des achats de pointe, de hors pointe, ou de 24 heures. Pour les achats profilés et les achats en bourse, il s'agirait de préciser les heures et les prix de chaque transaction.

[104] Comme seconde recommandation, le RNCREQ demande l'ajout au rapport annuel du Distributeur d'une section sur ses achats de court terme qui présente, selon l'approche analytique apparaissant dans le rapport de monsieur Philip Raphals, les éléments suivants :

- les achats contribuant à l'électricité patrimoniale inutilisée (en GWh), pour l'année et pour les 300 heures de plus grande charge;
- le coût de ces achats contribuant à l'énergie patrimoniale inutilisée; et,
- les pertes qui y sont reliées.

[105] Pour des fins d'efficience règlementaire, le RNCREQ recommande que « *la présente formation demeure saisie du présent dossier jusqu'au moment où la question de l'indicateur sera réglée à sa satisfaction, notamment en tenant compte des informations qui seront présentées par le Distributeur lors de séance technique « sur les bâtonnets » ainsi que toute autre proposition d'indicateur que pourrait présenter le Distributeur ou toute autre partie* »[76].

[106] Enfin, le RNCREQ est d'avis que le contexte a changé depuis la dernière décision de la Régie concernant les achats de court terme sous dispense, rendue en avril 2007[77]. L'intervenant propose que ce sujet fasse l'objet d'une réflexion élargie à l'occasion d'un dossier distinct, en vue d'actualiser les termes de la dispense, d'élaborer des indicateurs et

[76] Pièce C-RNCREQ-0041, p. 20.
[77] Décision D-2007-044.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

de réévaluer l'entente globale cadre. Le RNCREQ suggère que cette réflexion ait lieu avant le prochain plan d'approvisionnement et l'expiration de l'entente globale cadre[78].

4.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[107] En ce qui a trait aux délais d'engagement des achats de court terme en énergie, la Régie ne retient pas les recommandations de la FCEI d'exiger que le Distributeur fournisse une analyse approfondie *ex post* de ses achats hâtifs et une justification *ex ante* de l'optimalité de ses délais d'achat pour ses achats d'énergie de court terme de l'hiver précédent. Selon la Régie, l'effort qui découle de ces recommandations est excessif et le tout s'apparente à de la micro-gestion. En outre, elle constate que, malgré ses préoccupations, la FCEI ne fait pas la démonstration de problèmes à résoudre.

[108] En ce qui a trait à la relation entre les achats de court terme et l'énergie patrimoniale inutilisée, la Régie, dans sa décision D-2017-043, estimant cet enjeu significatif, demandait au Distributeur de développer un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. La Régie précisait que cet indicateur « *devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée* »[79].

[109] La Régie note que l'indicateur proposé par le RNCREQ s'apparente à celui demandé au Distributeur dans le cadre du dossier relatif au mécanisme de règlementation incitative[80], à la différence qu'il met en relation un élément additionnel, soit les volumes acquis en dépassement de l'électricité patrimoniale en vertu de l'entente globale cadre.

[110] Bien que consciente de l'existence d'une certaine interrelation entre les achats de court terme sur les marchés et l'électricité patrimoniale inutilisée, la Régie n'est pas convaincue de la pertinence d'adopter l'indicateur proposé par le RNCREQ. **Pour ce motif, la Régie rejette la recommandation de l'intervenant d'enjoindre le Distributeur à adopter d'ores et déjà l'indicateur proposé et d'en faire état dans son rapport annuel.**

[111] La Régie estime cependant qu'il est légitime que les intervenants qui souhaitent analyser cet enjeu puissent le faire sans être obligés de poser des hypothèses.

---

78 Pièce C-RNCREQ-0041, p. 29.
79 Décision D-2017-043, p. 100, par. 422.
80 Dossier R-3798-2014.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[112] **Ainsi, tel que recommandé par le RNCREQ, la Régie ordonne au Distributeur d'ajouter au relevé de l'entente globale cadre qu'il produit annuellement, deux colonnes qui indiquent, sur une base horaire, le volume d'achats de court terme et le coût total de ces achats.**

4.4 ACHATS DE COURT TERME EN PUISSANCE

4.4.1 DISPONIBILITÉS ET CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORT

[113] Le tableau suivant présente l'état de la situation de la capacité de référence des interconnexions, de même que celle de la capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur pour la période 2016-2019.

TABLEAU 14
CAPACITÉ D'IMPORTATION EFFECTIVE À LA POINTE DU RÉSEAU-ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2016-2019 (MW)

Marché - Nom de l'interconnexion	Capacité de transfert	Capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur
Énergie La Lièvre – (MATI + MAFA)	255	263
Énergie La Lièvre – (MAHO)	99	0
Labrador – (LAB)	5 150	265
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	785*
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0
N-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000
Ontario – Beauharnois (LAW)**	470	280**
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0
Ontario – Outaouais (ON)**	1 250	1 250**

Total	**11 529**	**3 943**

* Évaluation valide à court terme.
** Sous réserve des règles de priorité de l'*Independant Electricity System Operator*.
Sources : pièce B-0009, p. 49, tableau 3G-1 et p. 52, tableau 3G-2.

[114] Le Distributeur précise qu'aucune modification majeure de la capacité de référence des interconnexions n'est survenue depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2014-2023. Il ne prévoit également aucun changement significatif affectant les capacités d'importation sur l'horizon 2020[81].

[115] Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire les besoins québécois sont limitées par[82] :

- les différents facteurs de nature technique reliés à la configuration du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) et des réseaux voisins d'où proviendraient les approvisionnements;
- la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les points d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au Québec;
- les règles des différents marchés concernant la fermeté et la priorisation des transactions;
- les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de passage interréseaux (« *wheel-through* ») et qui sont gérées par le système OASIS[83] du Transporteur.

[116] Le Distributeur ajoute qu'au-delà de la disponibilité des capacités de transport, des quantités d'énergie ou de puissance doivent être rendues disponibles par des tiers ou des marchés au Distributeur. Par exemple, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan de puissance, le Distributeur doit être en mesure de contracter des transactions de type UCAP[84] avec des tiers, qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins[85].

4.4.2 CONTRAINTES PAR INTERCONNEXIONS

81 Pièce B-0009, p. 49.
82 Pièce B-0009, p. 49 et 50.
83 « *Online Application System Interactive Software* ».
84 « *Unforced capacity* ».
85 Pièce B-0009, p. 50.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[117] Le Distributeur décrit les différentes contraintes à considérer dans l'évaluation de la disponibilité d'importation de chacune des interconnexions[86] :

Réseau d'Énergie La Lièvre

[118] La capacité totale de production installée sur le réseau d'Énergie La Lièvre est de 263 MW et est sous le contrôle d'un seul producteur (Énergie Brookfield). La capacité maximale d'achat d'énergie en provenance de ce producteur est de 263 MW et deux interconnexions peuvent être utilisées pour l'acheminer, soit MATI-HQT ou MAFA-HQT.

Labrador

[119] La capacité de transfert de ce chemin est de 5 150 MW et est principalement dédiée à l'alimentation de la charge locale du Québec à partir du contrat de long terme avec Churchill Falls (Labrador) Corporation. Ce chemin est utilisé par le Producteur pour satisfaire ses obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale.

[120] Une capacité excédentaire de 265 MW provenant de la centrale de Churchill Falls est rendue disponible à Nalcor Energy pour des fins de consommation ou de mise en marché. Le Distributeur ne dispose d'aucune convention avec cette dernière permettant de conclure des transactions avec une contrepartie.

Nouveau-Brunswick

[121] L'interconnexion NB-HQT bénéficie d'un potentiel d'import maximal de 785 MW. La capacité pour le Distributeur d'importer de l'énergie en provenance du Nouveau-Brunswick est tributaire de la présence d'énergie excédentaire au bilan offre-demande de NB Power. Le profil des besoins de ce réseau étant similaire à celui du Québec, les surplus sont souvent faibles lors des périodes de charge importante au Québec.

[122] La capacité d'importer de l'énergie en provenance de ce marché peut également être réduite en raison du transit de la production éolienne sur le réseau interne. La

[86] Pièce B-0009, p. 49 à 52.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

situation est analysée en continu par le Transporteur pour déterminer le niveau d'import possible pour chaque heure.

[123] La contribution maximale en puissance en provenance de cette interconnexion est donc variable et confirmée par le Transporteur au moment de l'analyse de la préparation pour la pointe, à l'automne qui la précède.

Nouvelle-Angleterre

NE-HQT

[124] La capacité d'importation en énergie est établie à 2 000 MW, laquelle ne peut être utilisée en mode import lorsque le poste de la Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de la charge locale. Le Distributeur précise qu'il s'agit de la configuration la plus fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin. Cette stratégie nécessite l'acquisition de droits de passage fermes sur la portion américaine. Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés de gré à gré. Par conséquent, le Distributeur estime que la possibilité d'importer en tout temps n'est pas assurée sur le chemin NE-HQT.

HIGH-HQT

[125] Bien que la capacité maximale en import d'énergie au moyen de cette interconnexion soit de 170 MW, les livraisons au Québec de l'énergie associée à la puissance sont soumises à des risques importants, surtout en période de pointe, en raison de contraintes de sous-réseau du côté de la Nouvelle-Angleterre.

[126] Le Distributeur estime que la contribution maximale en puissance en provenance de la Nouvelle-Angleterre est donc presque nulle.

New York

[127] La capacité d'import en énergie est de 1 000 MW à partir du poste de Massena (MASS-HQT) et de 100 MW du poste Dennison (DEN-HQT). La contribution maximale

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

en puissance est de 1 100 MW et le Distributeur possède le transport ferme en import pour la totalité des deux interconnexions.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Ontario

Chemin ON-HQT et OTTO-HQT

[128] La capacité d'import en énergie est de 1 250 MW au poste de l'Outaouais (ON-HQT) et de 110 MW, en hiver seulement, au poste Otto-Holden (OTTO-HQT). Les imports en énergie acheminés par ces interconnexions proviennent de la bourse énergétique sur le marché en temps réel de l'IESO[87] et de contreparties. Cette énergie peut en tout temps être rapatriée par l'IESO afin de prioriser l'alimentation de la charge interne de l'Ontario.

[129] Les règles actuelles de l'IESO ne permettant pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences de fiabilité, la contribution maximale en puissance provenant de l'IESO est considérée par le Distributeur comme étant nulle.

[130] Le Distributeur estime également que les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016, pourrait avoir pour effet de limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario.

Chemin LAW-HQT et Q4C-HQT

[131] La capacité maximale d'importation en énergie provenant de la centrale Saunders d'Ontario Power Generation (OPG), sur l'interconnexion LAW-HQT, est de 470 MW. Cependant, en raison de particularités d'exploitation de natures technique et commerciale, les achats du Distributeur peuvent être limités à 250 MW.

---

87 « *Independent Electricity System Operator* »

[132] La capacité d'importation en énergie disponible au Distributeur provenant des groupes de la centrale de la Chute-des-Chats appartenant à OPG (chemin Q4C) est d'environ 50 MW. Des particularités d'exploitation de ces groupes font toutefois en sorte qu'ils ne sont pas toujours disponibles au Distributeur.

[133] Le Distributeur estime que la contribution maximale en puissance provenant d'OPG est de 0 MW, sauf si cette dernière lui démontrait qu'elle se conforme aux exigences en fiabilité associées à l'exportation de produits de puissance.

[134] En réponse à une question de la FCEI, qui lui demandait d'indiquer s'il avait fait une demande à OPG en vue de permettre l'exportation de produits de puissance en provenance de la zone IESO, le Distributeur répond ce qui suit :

> « *À ce jour, il n'y a pas de reconnaissance par l'IESO des exportations de puissance en provenance de la zone IESO vers la zone de réglage du Transporteur. Le Distributeur serait ouvert à considérer la contribution en puissance d'une ressource dans la mesure où le fournisseur peut faire la démonstration de la fermeté de ses livraisons par l'obtention d'une accréditation auprès de l'IESO. Ainsi, dans le cas où la position de l'IESO n'aurait pas changé d'ici au prochain appel d'offres du Distributeur pour l'obtention d'un produit de puissance, il incombera au fournisseur intéressé à soumissionner de faire les démarches nécessaires auprès de l'IESO* »[88].

4.5 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME POUR LES BESOINS EN PUISSANCE

[135] La stratégie du Distributeur inclut l'acquisition de produits de puissance afin de combler des besoins en pointe et d'équilibrer le bilan de puissance du Distributeur, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC[89].

[136] Le Distributeur rappelle que, puisqu'aucun marché de la puissance ne lui est accessible, il doit plutôt procéder par appel d'offres ou de propositions pour ses achats de

[88] Pièce B-0031, p. 17.

[89] « *Northeast Power Coordinating Council* ».

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

puissance sur les marchés de court terme. Le marché du UCAP du NYISO[90] est toutefois utilisé comme marché de référence par le Distributeur[91].

[137] En réponse à une demande de renseignement de la FCEI, le Distributeur précise qu'il procède typiquement à ses appels d'offres en puissance de court terme à l'automne pour l'hiver qui suit, à l'exception de l'A/O 2014-01, où les quantités furent octroyées en juillet[92].

[138] L'évaluation du Distributeur de la contribution des marchés de court terme, qui tient compte de la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec et des approvisionnements potentiels des marchés voisins, est établie sur la base des conditions suivantes[93] :

- l'existence d'un marché de puissance;
- la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance;
- la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.

[139] Dans le cadre du Plan, le Distributeur suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme peuvent contribuer au bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW, ce qui correspond à la capacité des interconnexions pour l'importation en provenance du marché de New York. Le Distributeur précise que, bien que cette contribution provient principalement de ce marché, les approvisionnements en puissance peuvent provenir également d'autres marchés, dont celui du Québec[94].

[140] Ceci représente une diminution de la contribution maximale des marchés de court terme de 400 MW par rapport à ce qui était estimé par le Distributeur dans son plan d'approvisionnement 2014-2023. Le Distributeur considérait alors que, outre le potentiel de 1 100 MW identifié sur le marché de New York, la mise en commun des autres marchés, y compris le marché interne, constituait un bassin d'approvisionnements

90 « *New York Independent System Operator* »
91 Pièce B-0032, p. 25.
92 Pièce B-0032, p. 25.
93 Pièce B-0006, p. 23.
94 Pièces B-0006, p. 23 et B-0031, p. 15.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

potentiels lui permettant d'ajouter une contribution de 400 MW, portant la contribution potentielle des marchés de court terme à 1 500 MW[95].

[141] Dans l'état d'avancement 2015, le Distributeur indique avoir observé un resserrement des marchés de court terme de la puissance (diminution des quantités disponibles et hausse des prix) et constate qu'il est de plus en plus difficile d'acquérir la puissance sur ces marchés. Il écrit ce qui suit :

> « […] *Par exemple, dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2014-01, lancé en 2014 pour les hivers 2014-2015 à 2017-2018 dans le but de sécuriser des approvisionnements en puissance, le Distributeur n'a été en mesure d'engager que 50 MW à l'horizon de 2017-2018.*
>
> *De plus, l'octroi de trois contrats à Hydro-Québec Production dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2015-01 permet au Distributeur de sécuriser 500 MW à long terme, qui auraient autrement été vendus à l'extérieur de la zone d'équilibrage du Québec, notamment sur le Forward Capacity Market en Nouvelle-Angleterre. Toutefois, il diminue également les quantités de puissance disponibles d'Hydro-Québec Production.* [notes de bas de page omises]
>
> *Le Distributeur suit de près les démarches de l'Independent Electricity System Operator concernant le développement d'un marché de la puissance en Ontario de même que le développement de projets d'interconnexions entre le Québec et les États-Unis. Cependant, il subsiste encore beaucoup d'incertitudes autour de ces différents projets, de sorte qu'ils ne permettent pas au Distributeur, pour l'instant, d'accroître le potentiel de contribution des marchés de court terme* »[96].
>
> [note de bas de page omise]

[142] Conséquemment, le Distributeur estime qu'il doit demeurer prudent et suppose, à des fins de planification, que les marchés de court terme pourraient pallier les déséquilibres de court terme de son bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW.

[143] Dans le cadre du Plan, le Distributeur maintient sa position et estime, à des fins de planification, qu'une contribution maximale de 1 100 MW[97] est « *ce qui est le plus*

---

95 Dossier R-3864-2013, pièce B-0005, p. 29.

96 État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, p. 19 et 20.

97 Pièce B-0009, p. 53.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

réaliste et prudent considérant, notamment, la nécessité pour le Distributeur de planifier d'une façon à assurer la sécurité énergétique du Québec »[98].

[144] En audience, le Distributeur élabore sur les motifs pour lesquels il maintient la contribution maximale des marchés de court terme à 1 100 MW sur l'horizon du Plan :

> « *En fait, le mille cent mégawatts (1 100 MW) à la, c'est le même chiffre que la capacité technique des interconnexions du marché de New York, donc le marché où on peut aller acheter de la puissance, de la puissance ferme, et la faire reconnaître de façon ferme dans notre équilibre énergétique.*
>
> *Pour ce qui est de la contribution des marchés de court terme, donc le mille cent (1 100), pour ce qui est des interconnexions, est un maximum. Évidemment, on ne peut pas aller chercher plus que mille cent mégawatts (1 100 MW) sur le marché de New York, c'est le maximum technique pour l'interconnexion.*
>
> *Il y a toujours les conditions de marché qui sont en arrière, donc la disponibilité de fournisseur, la disponibilité de la puissance et l'existence d'un marché et c'est pour ça qu'on limite la capacité des interconnexions au marché de New York puisque c'est le seul réseau voisin où il y a un réseau, où il y a un marché de puissance qui est organisé et on a des contreparties qui sont prêtes à nous en fournir.*
>
> *Évidemment, on pourrait rajouter le marché du Québec, il y a une certaine puissance qui est disponible au Québec. Par contre, c'est une puissance qui ne nous est pas acquise. Elle est disponible pour ses propriétaires pour en faire ce que bon leur semble. Ils peuvent participer à nos appels d'offres mais ils pourraient aussi avoir d'autres stratégies avec la puissance disponible.*
>
> *Et c'est pour ça que les marchés de court terme, quand on regarde la contribution des marchés de court terme, quand on regarde l'ensemble, on croit que mille cent mégawatts (1 100 MW) est vraiment la contribution sur laquelle on peut, qu'on peut inclure à des fins de planification dans nos bilans. Donc, que ce soit pour le marché de court terme, pour les interconnexions ou le marché de Québec ou la puissance provenant du Québec.* […]

[98] Pièce B-0072, p. 4.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *Il y a aussi le repli du mille cinq cents (1 500), c'est parce qu'il y a aussi du côté du marché du Québec, il y a eu de la puissance qui a été acquise au Québec donc, depuis ce temps-là, le Producteur a, on a signé avec le Producteur des contrats de cinq cents mégawatts (500 MW) pour de la puissance, ce qui réduit quand même la puissance disponible au Québec* »[99].

[145] Le Distributeur soumet que, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan en puissance, conformément aux exigences du critère de fiabilité en puissance du NPCC, ce dernier doit être en mesure de contracter, à l'avance, des transactions de type UCAP avec des tiers qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins[100].

[146] Le critère de fiabilité en puissance du NPCC exige que la contribution des marchés de court terme soit garantie à 100 %. Le Distributeur donne les explications suivantes[101] :

> « *Dans les évaluations de fiabilité, le critère du NPCC exige que les ressources en provenance des réseaux limitrophes soient limitées aux achats de puissance ferme. Dans le Regional Reliability Reference Directory # 1 – Design and Operation of the Bulk Power System du NPCC, l'article 3.4.3 de l'appendice D stipule que :*
>
> *In the calculation of available resources, supply-side resources from neighboring systems are limited to firm capacity backed purchases.* […] ».

[147] Pour ses achats de puissance de type UCAP, le Distributeur précise qu'il ne les limite pas à la hauteur de 1 100 MW, mais utilise cette valeur comme une estimation de la profondeur du marché en puissance auquel il a accès[102].

4.5.1 POSITION DES INTERVENANTS

ACEFQ

[148] Selon l'ACEFQ, l'ampleur de la capacité disponible sur les marchés de court terme lorsque le marché québécois est pris en considération ne justifie pas que le Distributeur

---

99 Pièce A-0021, p. 26 à 28.
100 Pièce B-0009, p. 50.
101 Pièce B-0032, p. 27.
102 Pièce B-0032, p. 24.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

révise à la baisse la contribution maximale des marchés de court terme. L'intervenante estime que, même en excluant les marchés de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick, la contribution en puissance des marchés de court terme, qu'elle évalue à 3 552 MW, demeure beaucoup plus élevée que la valeur de 1 100 MW retenue par le Distributeur. Ainsi, l'ACEFQ recommande à la Régie de ne pas retenir la valeur de 1 100 MW comme contribution en puissance des marchés de court terme[103].

[149] L'intervenante considère également que le Distributeur n'a pas démontré qu'il a pris des initiatives pour augmenter la contribution des marchés de court terme, notamment en ce qui a trait au marché québécois. En conséquence, elle recommande que la Régie réitère sa demande[104] voulant que le Distributeur poursuive ses travaux afin d'augmenter la valeur de cette contribution.

FCEI

[150] La FCEI est d'avis qu'il n'est pas nécessaire de réserver la puissance des marchés de court terme à l'avance pour pouvoir l'utiliser lors des heures où des besoins se présentent. L'intervenante donne les précisions suivantes[105] :

> « […] *avec les informations fournies par le Distributeur, la FCEI est en mesure de déduire que des quantités dépassant significativement la valeur de 750 MW réservée pour janvier et février 2015 ont pu être achetées par le Distributeur sur les marchés et ce, à tous les jours en 2015 où des achats de court terme d'importance ont été engagés par celui-ci et, en particulier, de l'ordre de 4 400 MW (dont 2 300 MW du Producteur) lors de la journée de pointe du 8 janvier 2015 et jusqu'à 4 800 MW (dont 2 800 MW du Producteur) lors de la journée du 24 février 2015. De la même façon en 2014, la quantité réservée pour janvier et février de 800 MW a été largement dépassée à tous les jours où des achats d'importance ont été engagés par le Distributeur et, en particulier, de l'ordre de 4 500 MW (dont 1 600 MW du Producteur) lors de la journée de pointe du 22 janvier 2014 et jusqu'à environ 5 400 MW (dont 2 200 MW du Producteur) lors de la journée du 23 janvier 2014* » [notes de bas de page omises]

[151] La FCEI comprend de la réponse du Distributeur et du document du NPCC auquel il fait référence que, pour inscrire une valeur à la rubrique « *resources from neighboring systems* » au niveau de l'offre dans le bilan de puissance, la puissance associée doit être

---

103 Pièce C-ACEFQ-0011, p. 13.
104 Décision D-2014-205, p. 40, par. 161.
105 Pièce C-FCEI-0009, p. 12.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

garantie. Selon l'intervenante, le Distributeur ne mentionne toutefois pas que ce même document permet l'inclusion d'une autre rubrique concernant l'assistance permise par les interconnexions :

> « *En pratique, cette assistance peut être identifiée par « interconnection assistance » ou « tie benefit » et par la traduction « partage de réserve » et, ainsi, les quantités utilisées dans les bilans des membres du NPCC n'ont pas nécessairement à être garanties et sont présentées en sus des valeurs garanties qui pourraient apparaître par ailleurs sous la rubrique « resources from neighboring systems »* »[106].

[152] Selon la FCEI, l'assistance permise par les interconnexions (*tie benefit*) serait une puissance pure qui peut être considérée garantie dans les bilans de puissance.

[153] De plus, la FCEI est en désaccord avec l'approche du Distributeur qui exige « *le raffermissement systématique du partage de réserve* ». Selon l'intervenante, si le Distributeur veut s'imposer des contraintes plus sévères que celles requises par le NPCC, la clientèle ne devrait pas en être affectée[107].

[154] La FCEI constate également que le Distributeur ne retient que les contributions de New York et élimine d'emblée les contributions de régions comme le Labrador, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Angleterre et l'Ontario, alors que « *l'ensemble de ces régions a une contribution importante telle que confirmée par les analyses du NPCC sur le partage de réserve* […] *qui, en principe, tiennent compte de toutes les contraintes pouvant limiter les contributions sur lesquelles le Québec peut compter* »[108].

[155] Enfin, en ce qui a trait à la contribution des marchés de court terme en provenance du Québec, la FCEI réfère dans son mémoire à un autre rapport du NPCC, selon lequel la zone de réglage du Québec « *prévoit des surplus de puissance importants sur tout l'horizon du Plan* »[109].

[156] Pour ces motifs, la FCEI est d'avis que le Distributeur devrait augmenter la contribution des marchés de court terme à 2 000 MW, une valeur qu'elle juge

---

106 Pièce C-FCEI-0009, p. 13.
107 Pièce C-FCEI-0009, p. 16.
108 Pièce C-FCEI-0009, p. 17.
109 Pièce C-FCEI-0009, p. 18.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

conservatrice sachant qu'elle est suffisante pour combler les besoins sur l'horizon du Plan[110].

[157] Le Distributeur estime qu'il existe une distinction importante entre les marges de manœuvre théoriques de la zone de réglage annoncées dans les rapports soumis au NPCC et sa capacité à obtenir ces approvisionnements en puissance garantie :

> « *On le voit, pour répondre à votre question comment on établit cette capacité-là, par les appels d'offres que l'on fait pour combler nos besoins, on voit la profondeur du marché, on voit les soumissions qui nous sont proposées et on n'est pas en mesure, aujourd'hui, de façon prudente, de planifier les besoins de fiabilité du réseau avec un montant supérieur à mille cent mégawatts (1 100 MW). On l'a vécu tout récemment dans l'appel d'offres 2014-01, on demandait de la puissance pour quatre années. On voulait cinq cents mégawatts (500 MW) en deux mille dix-huit (2018), on n'en a eu que cinquante (50). Et à un prix, je ne sais pas si vous allez venir là-dessus plus tard, je devance les questions, là, à un prix qui est nettement supérieur à ce qu'on a au niveau de l'option d'électricité interruptible* »[111].

[158] En ce qui a trait au partage de réserve avec les interconnexions, le Distributeur soutient que, dans son exercice de planification, il doit considérer les conditions de marché et les contraintes de transport :

> « […] *dans le document du plan d'approvisionnement, lorsqu'on dépose l'annexe 3G* [...] *on amène un éclairage nettement plus précis par rapport à la notion de « tie benefit » parce qu'on reprend chacune des interconnexions qui fait partie du trois mille huit cents mégawatts (3 800 MW) et on explique d'un point de vue concret, pratique pourquoi on peut ou on ne peut pas importer en puissance de ces interconnexions-là.*
>
> *Donc effectivement, je reconnais les chiffres qui sont ici, mais ce n'est aucunement une valeur que l'on peut utiliser en mode fiabilité. D'une part, parce qu'il y a des contraintes; d'autre part parce que ça prend un fournisseur l'autre côté de l'interconnexion; troisièmement, malgré qu'il y a des marges disponibles puis on les observe, là, on fait tout comme vous, on voit les marges disponibles, pour des raisons qui appartiennent à ces contreparties-là, dans certains cas ils ne veulent pas les commercialiser avec nous. Et sans... on n'est pas ici pour nommer*

110 Pièce C-FCEI-0017, p. 7.
111 Pièce A-0021, p. 94 et 95.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *des intervenants, mais il y a des intervenants qui, année après année, on tente de mettre sous contrat et pour des raisons qui leur appartiennent - puis on respecte ça - ils ne veulent pas.*
>
> *Alors, nous, on doit tenir compte en mode fiabilité de cette réalité-là pour dire : bon, c'est beau qu'on ait quatre mille mégawatts (4 000 MW), là, mais on ne peut pas s'y fier pour faire de la planification de puissance. Pour des fins d'énergie, mon collègue, il peut s'approvisionner, mais pour des fins de puissance on ne peut pas* »[112].

[159] Enfin, dans son argumentaire, le Distributeur rappelle que son obligation de desservir ses clients lui commande d'assurer la fiabilité des approvisionnements qu'il inscrit au bilan, et non pas uniquement des inscriptions théoriques[113].

4.5.2 OPINION DE LA RÉGIE

[160] La Régie note les conditions sur lesquelles est établie l'évaluation de la contribution des marchés de court terme faite par le Distributeur pour les besoins en puissance à la pointe[114].

[161] La Régie considère que ces conditions sont cohérentes avec les obligations du Distributeur à l'égard de la fiabilité des approvisionnements. En effet, à l'instar du Distributeur[115], la Régie estime que l'obligation de desservir qui incombe au Distributeur justifie que ce dernier s'assure de la fiabilité des approvisionnements qu'il doit inscrire au bilan de puissance, notamment de sa capacité à obtenir ces approvisionnements en puissance garantie en temps opportun.

[162] En outre, le Distributeur confirme que, dans les évaluations de fiabilité du NPCC, le critère de fiabilité en puissance de ce dernier exigent que les ressources en provenance des réseaux limitrophes soient limitées aux achats de puissance ferme[116].

---

112 Pièce A-0021, p. 108 et 109.
113 Pièce B-0072, p. 6.
114 Pièce B-0006, p. 23.
115 Pièce B-0072, p. 6.
116 Pièce B-0032, p. 27.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[163] Sur la base des justifications fournies par le Distributeur, la Régie comprend que les interconnexions pouvant potentiellement répondre à ces conditions sont celles d'Énergie La Lièvre, du Labrador, du Nouveau-Brunswick et de New-York.

[164] La Régie retient des explications du Distributeur que, pour chacune de ces interconnexions, des contraintes opérationnelles ou commerciales font en sorte de limiter les quantités effectives d'approvisionnement en puissance.

[165] Bien que l'ACEFQ et la FCEI considèrent que la contribution des marchés de court terme pour les besoins en puissance à la pointe soit supérieure à la valeur de 1 100 MW retenue par le Distributeur, la Régie estime que les intervenantes n'ont pas fait la preuve que ces contributions supplémentaires répondaient aux conditions quant à la capacité des marchés à contribuer aux besoins de puissance du Distributeur à la pointe.

[166] L'ACEFQ estime que la disponibilité totale de puissance pour des achats de court terme est de 3 552 MW, en excluant les interconnexions avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick et en incluant la marge de manœuvre du Producteur et la valeur des contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan. Or, dans sa preuve, l'intervenante ne fait pas la démonstration que ces approvisionnements sont des approvisionnements en puissance ferme commercialement accessibles au Distributeur.

[167] La FCEI, quant à elle, suggère que la quantité de partage de réserve évaluée dans le rapport du NPCC soit une puissance pure, qui peut être considérée garantie dans les bilans de puissance. Selon la Régie, l'intervenante ne fait pas la démonstration que cette puissance répond aux conditions du Distributeur, notamment en ce qui a trait à la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles.

[168] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que les capacités des interconnexions qui apparaissent dans les attestations de fiabilité déposées au NPCC doivent être interprétées en toute connaissance de cause[117]. La Régie constate d'ailleurs que les valeurs qu'elles affichent ne sont pas représentatives de la contribution des marchés répondant aux conditions de transactions de type UCAP.

[117] Pièce B-0072, p. 6.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[169] La Régie se base notamment sur le fait que le rapport du NPCC évoqué par la FCEI dans son mémoire estime, sur l'horizon 2016-2020, une contribution potentielle en hiver en provenance de l'Ontario de 1 590 MW[118] alors que les règles de l'IESO en vigueur au moment de la publication de ce rapport ne permettaient pas l'exportation de produits de puissance conformes aux exigences de fiabilité. De ce fait, les approvisionnements en provenance de ce marché peuvent être rapatriés par l'IESO au bénéfice de la charge de l'Ontario[119].

[170] Pour les motifs qui précèdent, la Régie ne retient pas la recommandation de l'intervenante d'établir une contribution des marchés de court terme aux besoins en puissance de 2 000 MW.

[171] Elle ne retient également pas la recommandation de la FCEI d'exiger du Distributeur de ne plus réserver à l'avance des achats de puissance de court terme, à moins d'une démonstration contraire.

[172] **La Régie est satisfaite des explications du Distributeur quant à la capacité des marchés voisins de contribuer aux besoins en puissance du Distributeur à la pointe. Cependant, elle demeure préoccupée à l'égard de la profondeur des marchés de puissance et estime que le potentiel de contribution en puissance des marchés de court terme, estimé par le Distributeur à 1 100 MW, demeure une valeur susceptible d'évoluer dans les années à venir. Elle demande donc au Distributeur de poursuivre ses démarches de suivi et de déposer, dans les états d'avancement du Plan, une mise à jour des capacités des différentes interconnexions actuelles et futures, de même qu'une mise à jour de l'évolution de la capacité des marchés internes à répondre à ses besoins de puissance à la pointe.**

Option d'électricité interruptible

[173] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur selon lesquelles l'option d'électricité interruptible (OÉI) figure parmi les moyens de gestion de la pointe de dernier recours, c'est-à-dire venant après l'utilisation du contrat patrimonial, des contrats de long terme, de l'utilisation du contrat cyclable et des achats sur les marchés de court terme[120].

---

118 Pièce C-FCEI-0013, p. 13.
119 Pièce B-0009, p. 51.
120 Dossier R-3891-2014, pièce B-0013, p. 8.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[174] **La Régie prend acte de la confirmation du Distributeur selon laquelle l'ensemble de sa stratégie d'approvisionnement est établi de façon à minimiser les coûts d'approvisionnement, dans le respect du contexte règlementaire et de ses engagements contractuels**[121]**. La Régie ne juge donc pas nécessaire d'exiger que le Distributeur justifie l'utilisation de l'OÉI à l'aide d'une démonstration économique, tel que recommandé par la FCEI.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

5. GESTION DES RISQUES

[175] Le Distributeur fait face à certains risques dans le cadre de sa gestion des approvisionnements, dont les principaux sont liés aux fluctuations de la demande et des prix de l'électricité, au non-respect par les fournisseurs des quantités de fourniture contractées, au défaut des contreparties ainsi qu'aux opérations transactionnelles[122].

[176] Pour parer aux fluctuations de la demande, le Distributeur mentionne qu'il peut réduire les livraisons d'électricité patrimoniale ou réduire ses surplus en énergie en augmentant notamment ses rappels d'énergie différée, en utilisant davantage le contrat cyclable ou en ayant recours à l'OÉI. Pour pallier une hausse des besoins en puissance, le Distributeur indique qu'il continuera de privilégier le recours à la gestion de la demande en puissance et aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Par ailleurs, il indique demeurer vigilant quant aux changements structurels que pourraient occasionner l'émergence de nouvelles technologies sur les approvisionnements, par exemple en matière de stockage et d'intégration de la production d'énergie renouvelable chez la clientèle[123].

[177] En ce qui a trait à la forte volatilité des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes, le Distributeur rappelle que la majeure partie de ses approvisionnements est constituée de l'électricité patrimoniale et que son portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux de long terme est, pour l'essentiel, indépendant du prix du gaz naturel ou de l'électricité, mais plutôt ajusté en fonction de l'indice des prix à la consommation. Le Distributeur affirme que seuls ses approvisionnements de court terme seront sujets au risque de fluctuation des prix du marché de l'électricité au cours des prochaines années.

---

121 Pièce B-0032, p. 22 et 23.
122 Pièce B-0006, p. 23 et 24.
123 Pièce B-0009, p. 61.

[178] **Compte tenu des risques identifiés par le Distributeur et des moyens mis en place pour y faire face, la Régie est satisfaite de la stratégie de gestion des risques présentée au présent dossier.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

6. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

[179] L'aléa de la demande, l'aléa climatique, les pannes et les indisponibilités des équipements de production amènent le Distributeur à adopter des critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

6.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

6.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS

[180] Le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur a été approuvé par la Régie à la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014. Il est formulé comme suit :

> « *Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année* »[124].

[181] La Régie a reconduit ce critère lors de l'examen des plans d'approvisionnement 2008-2017, 2011-2020 et 2014-2023[125].

---

124 Décision D-2005-178, p. 12.

125 Décisions D-2008-133, p. 15 à 17, D-2011-162, p. 20 et D-2015-013, p. 8.

[182] Aux fins du présent Plan, le Distributeur présente le tableau ci-après, qui montre que l'aléa de la demande et l'aléa climatique (l'aléa global) atteignent 5,9 TWh sur l'horizon de cinq ans. L'impact de l'ajout d'un écart type au scénario de la demande de référence sur les approvisionnements additionnels requis se traduit uniquement par une diminution des surplus, qui atteignent 6,3 TWh à l'horizon 2021.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 15
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR (EN TWH)

	2017	2018	2019	2020	2021
Surplus	**(13,1)**	**(13,3)**	**(12,6)**	**(11,3)**	**(12,2)**
+ Aléa d'un écart type	3,5	3,9	4,2	5,1	5,9
Surplus + un écart type	**(9,6)**	**(9,4)**	**(8,4)**	**(6,2)**	**(6,3)**

Source : pièce B-0006, p. 26.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[183] La Régie est d'avis, dans ce contexte de surplus, que le Distributeur dispose de suffisamment de marge pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie.

[184] **La Régie considère que le critère de fiabilité en énergie, pour l'ensemble des approvisionnements du Distributeur, est toujours approprié pour le présent Plan. Elle le reconduit tel quel, ainsi que le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014**[126].

[185] Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur sera respecté pour l'année suivante, en présentant les informations requises à l'annexe A de la décision D-2005-178. Si le critère n'était pas respecté, le Distributeur devrait faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

6.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS FOURNIS PAR HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION

[186] Le Distributeur applique un critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur qui consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau, selon une probabilité

[126] Décision D-2005-178, p. 12 et 13.

d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives[127].

[187] Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès du Producteur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique en mai, août et novembre de chaque année[128].

[188] Par ailleurs, le Distributeur a produit les données relatives au stock des réservoirs en janvier 2016, la variation des stocks depuis janvier 2013, une mise à jour de l'estimation des déficits cumulés correspondant à une probabilité de dépassement de 2 % et l'historique des écarts des apports énergétiques du parc hydraulique sur la période 1943-2015[129].

[189] La Régie considère que le Producteur a une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés. **La Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.**

[190] Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie.

6.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

[191] La Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance, tel que défini par le NPCC en 2009[130].

---

127 Décision D-2011-162, p. 20, par. 50.
128 Site internet de la Régie.
129 Pièce B-0009, p. 73.
130 Décision D-2011-162, p. 27, par. 72.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[192] Afin d'assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise pour faire face à l'aléa global et au risque d'indisponibilité des ressources. Cette réserve, inscrite au bilan en puissance du Distributeur, est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année. Son niveau varie en fonction des besoins à satisfaire, de l'aléa global ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.

[193] Le Distributeur indique que la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée lors du précédent plan d'approvisionnement. Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Le tableau suivant présente l'évolution des taux de réserve depuis le dépôt du plan d'approvisionnement 2014-2023.

TABLEAU 16
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2014-2023	9,5 %	9,8 %	10,4 %	10,9 %
État d'avancement 2014	9,5 %	9,9 %	10,6 %	11,1 %
État d'avancement 2015	9,4 %	9,5 %	10,0 %	10,4 %
Plan d'approvisionnement 2017-2026	**9,5 %**	**9,9 %**	**10,1 %**	**10,4 %**

Source : pièce B-0006, p. 24.

[194] Les taux de réserve requise demeurent comparables à ceux de l'état d'avancement 2015. Le Distributeur indique que l'écart observé à l'horizon d'un an s'explique par une hausse de l'aléa global sur les besoins et une augmentation du niveau de l'OÉI à partir de cet horizon (+150 MW).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[195] Le Distributeur mentionne avoir introduit dans son modèle de fiabilité une modélisation de l'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse, basée sur un taux de pannes historique calculé à partir des données de production, de même qu'une modélisation des petites centrales hydrauliques, basée sur la distribution de production réelle de ces centrales.

[196] L'approvisionnement provenant des centrales à la biomasse est maintenant considéré comme une « centrale » avec son taux de panne calculé à partir d'un historique de cinq ans, soit un taux de panne de 7,5 %. La modélisation des petites centrales hydrauliques, quant à elle, tient compte dorénavant de la spécificité des centrales, qui sont généralement de petites centrales au fil de l'eau.

[197] Enfin, le Distributeur affirme avoir entamé des travaux pour réévaluer la contribution en puissance des éoliennes au critère de fiabilité en puissance. Un mandat a été octroyé à une firme pour la reconstitution de séries historiques de production éolienne. Les travaux de modélisation sont en cours et le Distributeur mentionne qu'il déposera les résultats de la réévaluation d'ici le prochain plan d'approvisionnement. Il souligne que l'évaluation de cette contribution n'a pas d'impact sur son bilan car c'est la garantie de puissance fournie par le service d'intégration éolienne qui y est inscrite, laquelle s'établit en hiver à 40 % de la capacité éolienne en service commercial.

[198] **La Régie prend acte des modifications apportées à la modélisation de l'approvisionnement des centrales à la biomasse et des petites centrales hydrauliques, ainsi que de la réévaluation de la contribution en puissance de la production éolienne au critère de fiabilité.** Elle note que les résultats de cette réévaluation seront déposés d'ici le prochain plan d'approvisionnement.

Démonstration du respect du critère

[199] Le critère de fiabilité en puissance est utilisé pour déterminer la réserve en puissance requise annuellement sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Le taux de réserve en puissance appliqué aux besoins à la pointe est déterminé pour les quatre premières années du plan et le taux de la quatrième année est appliqué au reste de l'horizon. Dans le cadre des plans d'approvisionnement triennaux et de leurs états d'avancement annuels, le Distributeur met à jour les taux de réserve, la réserve requise ainsi que les quantités de puissance disponibles et présente un bilan, sur l'horizon du plan d'approvisionnement, des besoins en puissance à la pointe, selon le critère de fiabilité en

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

puissance approuvé par la Régie. L'objectif de cet exercice en est un de planification sur l'horizon du plan d'approvisionnement.

[200] Par contre, l'objectif visé par les démonstrations annuelles de fiabilité en puissance exigées par la Régie en est un de court terme. La démonstration vise à s'assurer que le critère de fiabilité sera respecté pour la prochaine période hivernale. À cette fin, le bilan en puissance du Producteur, démontrant le respect du critère de fiabilité en puissance pour le prochain hiver seulement, est exigé en novembre de chaque année.

[201] **En conséquence, la Régie prend acte du respect du critère de fiabilité et maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2008-2017**[131].

6.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[202] Le réseau de transport est conçu pour acheminer des besoins prévus par le scénario de demande de référence, plus 4 000 MW. Le Distributeur est d'avis que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère.

[203] L'ACEFQ rappelle que la valeur de 4 000 MW correspond à l'impact de l'aléa global (climatique et prévisionnel) sur les besoins en puissance à la pointe, lorsque deux écarts types sont considérés.

[204] En réponse à la demande de renseignement de l'ACEFQ, le Distributeur indique que l'une des exigences du critère de fiabilité du NPCC est l'évaluation de la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un scénario de demande en puissance extrême. Selon lui, l'application d'un aléa correspondant à deux écarts types reflète un tel scénario.

[205] Jugeant que le critère de conception du réseau de transport proposé par le Distributeur est plus sévère que la norme présentée dans les documents du NPCC, l'ACEFQ recommande de fixer le critère de conception du réseau de transport à une

[131] Décision D-2008-133, p. 20.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

augmentation des besoins correspondant à deux écarts types de l'aléa climatique seulement, soit environ 3 000 MW.

[206] Subsidiairement, si la Régie devait accueillir la proposition de 4 000 MW du Distributeur, l'ACEFQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'indiquer s'il a déjà observé des besoins de pointe réels supérieurs aux besoins prévus et d'en présenter les caractéristiques et circonstances.

[207] La Régie est satisfaite des explications du Distributeur à l'égard des 4 000 MW découlant de l'application d'un aléa correspondant à deux écarts types pour refléter l'évaluation de la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau en considérant un scénario de demande en puissance extrême.

[208] **La Régie accueille néanmoins la demande subsidiaire de l'ACEFQ et demande par conséquent au Distributeur de présenter, lors de l'état d'avancement 2018, une preuve indiquant :**

- **si le Distributeur a déjà observé des besoins réels à la pointe de 4 000 MW qui soient supérieurs aux besoins de pointe prévus;**
- **s'il y a lieu, indiquer le nombre de fois et la date où ces écarts se sont produits, les circonstances qui ont causé chacun de ces écarts et indiquer si ces circonstances peuvent se reproduire et occasionner le même effet.**

7. ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

[209] Le Distributeur a initié un projet pilote à la fin de l'année 2014 en concluant des ententes pour la commercialisation des attributs environnementaux associés à deux petites centrales hydroélectriques et un parc éolien dans le cadre du programme Écologo. À la suite de la conclusion de ces ententes, les fournisseurs ont amorcé les démarches de certification de leurs installations et ont ensuite commencé à déployer des efforts de commercialisation des certificats d'énergie renouvelable (les Certificats) associés à l'énergie produite par leurs installations[132].

[132] Pièce B-0006, p. 27.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[210] En réponse à une question de la Régie, le Distributeur indique qu'il supporte les fournisseurs à l'étape de la qualification des attributs environnementaux, notamment par la délivrance d'attestations de production d'énergie des centrales visées par le projet pilote et des quantités de Certificats qui y sont associées. Par la suite, il accompagne les fournisseurs dans leurs efforts de commercialisation, tout en ayant un droit de regard sur les modalités contractuelles des ententes de commercialisation.

[211] Le Distributeur confirme être titulaire des attributs environnementaux, comme précisé à l'article 21.2 de ses contrats d'approvisionnement en électricité provenant de petites centrales hydroélectriques. Il indique cependant qu'il n'est pas en mesure de commercialiser les attributs environnementaux associés à l'énergie qui lui est livrée dans le cadre de ces contrats sur les marchés environnementaux règlementés des Certificats, puisqu'il n'est pas autorisé à revendre l'énergie produite sur les marchés voisins[133].

[212] En ce qui a trait au Producteur, le Distributeur précise être l'acheteur exclusif de l'électricité produite par les parcs éoliens et les centrales liées à ces contrats et, par conséquent, qu'il n'est pas possible pour le Producteur de valoriser sur les marchés voisins les attributs environnementaux qui y sont associés.

[213] Le Distributeur rappelle qu'il existe deux principaux débouchés pour la revente des attributs environnementaux, soit les marchés volontaires et les marchés obligatoires ou règlementaires. Le projet pilote constitue la première tentative de commercialisation d'attributs environnementaux sur les marchés volontaires pour le Distributeur. Contrairement aux marchés règlementés de Certificats en vigueur, notamment dans plusieurs états américains, les marchés volontaires n'exigent pas la livraison physique de l'énergie donnant lieu aux Certificats dans les marchés auxquels ils sont destinés.

[214] Dans le cadre de son projet pilote, le Distributeur mentionne que plusieurs intermédiaires de marché actifs dans le marché volontaire des Certificats ont été contactés, mais que les efforts déployés ne se sont pas encore traduits par des ventes fermes. Étant donné les conditions inhérentes aux marchés volontaires, le Distributeur est d'avis que les efforts de commercialisation des Certificats initiés dans le cadre du projet pilote peuvent prendre un certain temps avant de donner des résultats concrets. Il demeure confiant de conclure une première transaction au cours de l'année 2017.

133 Pièce B-0063, p. 38 à 40.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[215] **La Régie prend acte des démarches effectuées par le Distributeur en ce qui a trait aux attributs environnementaux.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

PARTIE II : PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

1. CONTEXTE

[216] Les réseaux autonomes sont regroupés en cinq territoires, soit les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord, Schefferville et la Haute-Mauricie. La population totale desservie par ces réseaux s'élève à environ 35 000 habitants, répartis en trente communautés autochtones et non autochtones. Les 22 réseaux autonomes disposent de 22 centrales thermiques et de deux centrales hydrauliques, dont la puissance installée totale est de 165 MW[134].

[217] Le Distributeur rappelle que, compte tenu de la particularité des réseaux autonomes, il a comme objectif de réduire les coûts d'approvisionnement des centrales thermiques, tout en diminuant autant que possible leur empreinte environnementale.

[218] Il maintient donc la stratégie annoncée dans le plan d'approvisionnement 2014-2023, laquelle consiste à agir d'abord sur la demande par des interventions en efficacité énergétique et, ensuite, à procéder à des ajouts de capacités, si nécessaire[135].

[219] Le suivi de cette stratégie se résume comme suit[136] :

- réseau desservant la communauté d'Akulivik : la centrale thermique de 2 019 kW a été mise en service en 2015;
- réseau desservant la communauté de Puvirnituq : le groupe de 600 kW, maintenu en réserve à la suite de l'ajout d'un groupe de 1 880 kW en 2011, a été remis en service après sa réfection;

---

134 Pièce B-0010, p. 5.
135 *Ibid*.
136 Pièce B-0010, p. 6.

- réseaux desservant les communautés de Kangiqsujuaq, de Whapmagoostui/Kuujjuarapik et de Schefferville : des génératrices mobiles ont été installées en 2015 et 2016.

[220] Par ailleurs, le Distributeur soumet qu'il a développé un plan d'action visant une conversion totale ou partielle des réseaux autonomes, d'ici 2020, vers des sources d'énergie moins coûteuses et ayant une faible empreinte environnementale.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

Méthodologie de la prévision de la demande

[221] Le Distributeur indique que la prévision de la demande des réseaux autonomes en énergie et en puissance se fonde sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des consommations unitaires. En ce qui a trait à la prévision des besoins en énergie et en puissance, elle comprend les ventes, l'usage interne, les pertes de distribution et de transport ainsi que les services auxiliaires des centrales[137].

Prévision de la demande en énergie et en puissance

[222] Le Distributeur présente ses prévisions de croissance des besoins en énergie et en puissance dans chacun des cinq territoires qu'il dessert. Le Nunavik montre la croissance des besoins en énergie et en puissance la plus élevée. Pour ce qui est des Îles-de-la-Madeleine et de la Basse-Côte-Nord, les taux de croissance sont les plus faibles. De façon générale, la prévision est revue à la baisse pour chacun des territoires par rapport au plan d'approvisionnement 2014-2023. Selon le Distributeur, ces écarts découlent des prévisions démographiques et d'une baisse des consommations unitaires[138].

---

137 Pièce B-0010, p. 6.
138 Pièce B-0010, p. 7.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Équilibre offre-demande

[223] Selon le Distributeur, les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de chaque réseau autonome. Toutefois, plusieurs réseaux présentent un déficit en puissance sur la période couverte par le Plan. Il précise que le bilan de puissance met en évidence la marge dont il dispose pour combler ses besoins, tout en respectant le critère de planification. Cette marge est établie en comparant la prévision des besoins en puissance à celle garantie par les équipements permanents à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des génératrices mobiles[139].

[224] Le tableau suivant présente le portrait du plan d'équipement dans son état actuel et sa capacité à répondre à la croissance de la demande des réseaux autonomes dans un scénario de continuité et de *statu quo* à l'égard de l'efficacité énergétique et de la gestion de la demande. Il présente également les besoins d'ajouts d'équipements et leur échéancier.

139 Pièce B-0010, p. 7 à 9.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 17
BILAN DE PUISSANCE PAR RÉSEAU AUTONOME
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2016 - 2017	2017 - 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules	8 860	8 740	8 600	8 460	8 330	8 200	8 100	8 010	8 000	8 020
L'Île-d'Entrée	490	490	490	480	480	480	480	480	480	480
Nunavik										
Akulivik	420	400	380	360	340	310	290	270	250	230
Aupaluk	30	20	0	(10)	(30)	(40)	(50)	(60)	(70)	(80)
Inukjuak	410	360	320	270	220	180	130	80	40	(12)
Ivujivik	40	30	10	0	(20)	(30)	(40)	(50)	(70)	(80)
Kangiqsualujjuaq	110	90	70	40	20	0	(20)	(50)	(70)	(90)
Kangiqsujuaq (1)	980	950	930	910	890	870	860	840	820	800
Kangirsuk	110	100	90	80	60	50	40	30	20	10
Kuujjuaq	450	350	240	140	30	(70)	(170)	(270)	(370)	(460)
Kuujjuarapik (1)	1 680	1 640	1 600	1 560	1 520	1 480	1 440	1 410	1 370	1 340
Puvirnituq	450	380	300	220	140	70	0	(60)	(130)	(190)
Quaqtaq	40	10	(10)	(30)	(50)	(70)	(80)	(100)	(120)	(140)
Salluit	20	(20)	(50)	(90)	(130)	(160)	(190)	(230)	(260)	(290)
Tasiujaq (1)	490	480	480	470	460	450	440	430	430	420
Umiujaq	0	(20)	(30)	(50)	(70)	(90)	(110)	(120)	(140)	(150)
Basse-Côte-Nord										
Lac Robertson	1 860	1 750	1 660	1 580	1 520	1 470	1 430	1 400	1 380	1 360
La Romaine	540	500	470	450	430	400	380	360	330	310
Port-Menier	410	400	390	380	370	360	350	350	340	330
Schefferville										
Schefferville (1)	1 920	1 710	1 480	1 250	1 020	840	660	500	350	220
Haute-Mauricie										
Clova	30	30	20	20	20	20	20	20	20	20
Obedjiwan (2)	540	490	440	400	350	310	260	220	180	140

1. Avec génératrices mobiles pour assurer le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

Source : Pièce B-0010, p. 9, tableau 3.

[225] La PNW demande que le Distributeur revoit la méthodologie de prévision des charges et ressources des réseaux autonomes et qu'il y intègre, « *au minimum une consultation réelle, sur le terrain, des communautés visées* »[140].

[226] De plus, l'intervenante est d'avis que l'accroissement de capacité de la centrale alimentée au diesel de Whapmagoostui/Kuujjuarapik, résultant de l'adjonction d'une génératrice de 1 800 kW, ne devrait pas être considéré dans le Plan. Selon elle, le

140 Pièce C-PNW-0009, p. 38.

Distributeur n'a pas encore produit les études ni obtenu les permis environnementaux requis eu égard à cet accroissement[141].

[227] Enfin, la PNW demande que le Distributeur intègre les charges admissibles de l'aréna de Whapmagoostui et de les alimenter. L'intervenante demande de corriger en conséquence la prévision de la demande pour le réseau alimentant les communautés de Whapmagoostui/Kuujjuarapik et de la compenser monétairement pour son refus d'intégrer les charges admissibles[142].

[228] **La Régie prend acte des prévisions du Distributeur pour les besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes à l'horizon du Plan**.

[229] De plus, la Régie s'attend à ce que, dans le contexte de conversion, le Distributeur s'assure d'inclure la consultation du milieu à sa méthodologie ou à son processus d'évaluation des besoins dans les réseaux autonomes.

[230] La Régie invite, par ailleurs, le Distributeur à échanger avec la PNW quant à l'admissibilité des charges de l'aréna de Whapmagoostui, dans le respect des principes règlementaires et de l'intérêt de l'ensemble de la clientèle. **À cet égard, la Régie demande au Distributeur de faire un suivi dans les états d'avancements du Plan**. En ce qui a trait à la compensation monétaire demandée par la PNW, la Régie tient à souligner qu'une telle demande relève de la compétence des tribunaux de droit judiciaire.

3. CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

[231] Préalablement à l'examen du plan de conversion des réseaux autonomes proposé par le Distributeur, la Régie procède d'abord à l'étude des suivis relatifs aux coûts évités et au balisage des coûts de fourniture dans ces réseaux.

141 Pièce C-PNW-0009, p. 23.
142 Pièce C-PNW-0009, p. 38 à 41.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

3.1 SUIVI RELATIF AUX COÛTS ÉVITÉS

[232] Dans le dossier tarifaire 2015-2016, la Régie acceptait les coûts évités en énergie et en puissance dans les réseaux autonomes présentés par le Distributeur. Bien qu'elle considérait l'utilité de ces coûts évités aux fins de l'examen annuel des investissements en efficacité énergétique, la Régie était également d'avis que les résultats de cet exercice devaient s'intégrer dans l'analyse de long terme des approvisionnements des réseaux autonomes. Elle demandait alors au Distributeur de déposer une preuve d'expert sur l'établissement des coûts évités en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes lors du prochain dossier tarifaire[143].

[233] Dans le dossier tarifaire 2017-2018, le Distributeur déposait le rapport de la firme d'experts ICF International (ICF). La Régie reportait l'examen de ce rapport au présent dossier[144].

3.1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[234] Le Distributeur mentionne que les coûts évités servent à deux fins. D'une part, ils permettent d'évaluer la rentabilité des interventions en efficacité énergétique. D'autre part, ils représentent une balise afin d'identifier les projets susceptibles d'être analysés. Les coûts évités servent également d'indication de prix pour les promoteurs afin qu'ils soient en mesure d'évaluer la rentabilité de leur projet[145].

[235] En audience, le Distributeur précise le but des coûts évités et soulève la problématique de leur dévoilement :

> « *Je vais peut-être me permettre de faire un pas en arrière et de rappeler c'est quoi le but des coûts évités et comment on peut les utiliser dans les analyses de projet. Donc, un coût évité, c'est un outil, une simplification d'une analyse économique. Donc, c'est de traduire de façon simple un indicateur pour les analyses économiques, que ce soit pour... Toutes les analyses, l'analyse de tous les projets ne peut pas nécessiter toujours le même genre de travail, le même genre d'exercice d'analyse fine. Donc, les coûts évités permettent d'avoir un indicateur relativement simple qui peut permettre de simplifier ces analyses pour*

---

143 Décisions D-2015-018, p. 117, par. 465 et D-2016-135, p. 5, par. 12.
144 Décision D-2016-135, p. 6, par. 15.
145 Pièce B-0072, p. 17 et 18, par. 86 à 88.

certains projets, notamment pour les projets en efficacité énergétique par exemple. C'est un indicateur à un moment donné des coûts évités, encore une fois, qui sont simples... simples à utiliser.

Pour ce qui est des... des analyses de projet en réseau autonome, là on parle de projets d'investissement dans ce cas-ci, évidemment on fait face à un dilemme, dilemme dans le sens où on ne veut pas dévoiler nos coûts pour pas que les... je peux le dire, on ne s'attend pas à ce qu'il y ait des dizaines d'offres, donc on veut éviter d'avoir à dévoiler des coûts et qu'on se retrouve avec des offres qui sont toutes à… à un dollar (1 $) de moins que le coût évité. Et là on va se retrouver avec des analyses un petit peu... un petit peu biaisées. Et en même temps on ne veut pas faire travailler les gens pour rien. Donc de susciter... de dire : on fait un appel de propositions et... alors que le marché est sans indication de ce qu'on cherche à réduire comme coûts »[146].

[236] Le Distributeur ajoute que les projets retenus feront l'objet d'une analyse économique détaillée et que les coûts évités ne seront pas utilisés à cette étape :

« *Évidemment, dans ce contexte-là, les coûts évités représentent une balise importante, les coûts évités qu'on mentionne dans nos dossiers, dans notre dossier tarifaire notamment, ils constituent une balise importante dans la mesure où ça donne un signal, un signal de c'est quoi le niveau qui ferait en sorte qu'un projet soit rentable.*

Évidemment, quand on va regarder les projets un à un, quand on va analyser les soumissions reçues, c'est l'ensemble des coûts d'intégration qui va être regardé, donc ce n'est pas juste le signal de coûts évités, le chiffre qu'on donne dans la tarifaire, qui est une, souvent une annuité simple, donc pour que l'outil reste simple, mais plus une analyse détaillée des propositions avec leur impact sur les coûts en combustibles, en mode de fonctionnement de la centrale et en coûts d'intégration de la nouvelle proposition. Donc c'est l'ensemble de ces coûts-là qui va être regardé et analysé avant de pouvoir choisir si un projet est économiquement rentable et s'il est retenu par le Distributeur »[147].

[237] Référant au balisage d'ICF, le Distributeur mentionne que la méthode qu'il utilise pour établir les coûts évités en énergie est similaire à celle utilisée par les entreprises

146 Pièce A-0028, p. 13 et 14.
147 Pièce A-0021, p. 24 et 25.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

sondées[148]. Il souligne que, par rapport à ces entreprises, sa méthode inclut davantage de coûts que celui du combustible. Il recommande donc le maintien de la méthode actuelle.

[238] En ce qui a trait aux coûts évités en puissance, le Distributeur indique que le rapport d'ICF identifie deux méthodes, soit celle de l'équipement générique (« *LC Method* ») et celle du différentiel de revenus requis (« *DDR Method* »). Il souligne qu'aucun répondant n'utilise des coûts évités en puissance pour évaluer des projets d'investissement. Seul le Distributeur produit et publie de tels coûts[149].

[239] Le Distributeur ne retient pas la proposition d'ICF qui consiste en l'utilisation d'une version simplifiée de la méthode du différentiel de revenus requis, en raison des inconvénients suivants[150] :

- la méthode proposée par ICF n'est utilisée par aucun répondant;
- selon cette méthode, le coût évité est tributaire du résultat ou de la réalisation d'une action;
- l'hypothèse justifiant le devancement ou le report d'une année de l'investissement, basée sur le potentiel technico-économique, n'est pas robuste car le coût évité est lui- même un intrant dans la détermination de ce dernier;
- l'application de cette méthode aurait notamment comme conséquences :
    - l'augmentation du coût évité lorsque le déficit s'éloigne dans le temps;
    - la diminution du coût évité lorsqu'un accroissement de la demande occasionne un déficit à plus court terme;
    - des résultats contradictoires avec le signal de prix justifiant les interventions en efficacité énergétique;
- la volatilité importante des coûts évités d'une année à l'autre, rendant difficile la planification à moyen et long termes (volatilité découlant directement de la variation de la croissance de la demande);
- la méthode proposée occasionne des coûts évités en puissance plus faibles que ceux découlant d'un équipement générique;

148 Pièce B-0025, p. 7.
149 Pièce B-0025, p. 9.
150 Pièce B-0025, p. 12.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- la méthode proposée va à l'encontre des demandes de la Régie relatives aux coûts évités, soit leur niveau, leur stabilité et leur finalité.

[240] En conséquence, le Distributeur propose le maintien de la méthode actuelle pour déterminer les coûts évités en puissance. Il réitère que ces derniers constituent une balise pour identifier les projets susceptibles d'être analysés et que les projets retenus feront l'objet d'une analyse économique détaillée afin de déterminer la solution à moindre coût[151].

3.1.2 POSITION DES INTERVENANTS

GRAME

[241] Le GRAME soumet que l'identification des coûts de revient pour chaque réseau, demandée par la Régie dans sa décision D-2011-162, de même que l'évaluation des coûts évités, sont nécessaires aux fins des appels d'offres.

[242] Selon l'intervenant, le maintien de la méthode de calcul des coûts évités en puissance, basée sur l'équipement générique, omet certains coûts liés à l'utilisation des centrales alimentées au diesel. De plus, la méthode retenue par le Distributeur fait en sorte que les coûts évités ne permettent pas de juger de la valeur ajoutée de nouveaux approvisionnements, alors que la Régie indiquait qu'ils doivent pouvoir être évalués correctement.

[243] Aux termes de son analyse, le GRAME recommande que le Distributeur dépose un coût de revient reflétant tous les coûts encourus pour chaque réseau, notamment :

> « […] *ceux liés aux coûts des déversements, ceux liés aux besoins d'amélioration de la qualité de l'onde électrique ou aux besoins en puissance (génératrices mobiles), soit l'ensemble des besoins pour l'approvisionnement de ces réseaux. L'estimation du coût des équipements pour l'amélioration de la fiabilité du service aurait avantage à être présentée séparément pour les fins des appels d'offres, comme le propose ICF International, puisque ces derniers pourraient inclure ou exclure ces améliorations* »[152].

151 Pièce B-0025, p. 15.
152 Pièce C-GRAME-0010, p. 19

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[244] Par conséquent, le GRAME demande à la Régie, entre autres, de suspendre les « *appels d'offres* » en cours dans l'attente de l'identification par le Distributeur des coûts de revient par réseau autonome.

PNW et SÉ-AQLPA

[245] Les intervenants reprochent au Distributeur de ne pas inclure les coûts relatifs à l'amélioration de la qualité du service dans le calcul des coûts évités qui lui servent de balise à l'évaluation des propositions[153].

ROEÉ

[246] Le ROEÉ indique avoir pris connaissance de l'étude d'ICF et participé aux séances de travail organisées par le Distributeur sur les coûts évités dans les réseaux autonomes. Après analyse, l'intervenant soumet qu'il partage les recommandations du Distributeur relatives au maintien de sa méthode actuelle pour déterminer les coûts évités en puissance[154].

SÉ-AQLPA

[247] SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur publie le prix de base du combustible, le taux d'inflation utilisé dans ses calculs et le coût d'entretien pour chaque village. Il recommande plus particulièrement que cette publication soit préalable au lancement des appels de propositions et soit incluse dans les analyses des propositions et les demandes soumises à la Régie.

[248] L'intervenant recommande également que le Distributeur produise le tableau des coûts évités en puissance, à chaque dossier tarifaire, en utilisant le facteur d'utilisation de la centrale plutôt que celui du réseau pour le calcul des coûts évités en puissance.

[249] Enfin, SÉ-AQLPA demande que le Distributeur tienne compte, dans le calcul du coût évité en énergie et en puissance, des investissements évités pour les parcs à carburant malgré la recommandation contraire d'ICF. Ne pas en tenir compte fausse l'évaluation de la rentabilité des projets d'électricité renouvelable, conclut l'intervenant.

---

153 Pièces C-PNW-0015, p. 41, et C-SÉ-AQLPA-0027, p. 41.
154 Pièce C-ROEÉ-0014, p. 8.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

3.1.3 OPINION DE LA RÉGIE

[250] Le rapport d'ICF démontre que la méthode utilisée par le Distributeur pour établir les coûts évités en énergie est similaire à celle utilisée par les entreprises sondées. Les seules différences portent sur la considération ou non de certaines variables :

> « *Based on ICF's jurisdictional scan, a pros & cons analysis was performed, as displayed in Table 3. As indicated in Table 3, there is a large degree of consensus over how to compute the avoided cost of energy. The method was consistent across most of the jurisdictions targeted by the study. Avoided energy costs are calculated using the same approach whether the LC method or the DRR method is used. In contrast, the avoided cost of capacity varies.*
>
> […]
>
> *There is no distinction between the DRR and the LC method on avoided energy cost. Both methods use the same formula and result in the same numbers. The only nuances from one jurisdiction to another are whether variable maintenance, environmental compliance cost (such as GHG allowances), distribution losses, etc. are included or not* »[155].

[251] Le rapport d'ICF démontre également qu'aucun répondant ne détermine et n'utilise des coûts évités en puissance pour évaluer les projets d'investissement. Dans le présent dossier, ni la Régie, ni les participants ne peuvent ainsi s'inspirer de pratiques utilisées dans d'autres juridictions.

[252] En ce qui a trait à la méthode proposée par ICF, la Régie partage les préoccupations soulevées par le Distributeur. Cette méthode présente une certaine complexité, des résultats difficilement compréhensibles et une volatilité importante des coûts évités d'une année à l'autre.

[253] De plus, comme l'indique le Distributeur, dans le cadre d'un projet d'investissement, les coûts évités constituent une balise permettant de retenir les projets nécessitant une analyse économique approfondie. À ce moment, l'ensemble des coûts d'intégration sera analysé.

---

155 Pièce B-0019, p. 18.

[254] Selon la Régie, il n'y a ainsi pas lieu de retenir les propositions des intervenants visant à tenir compte d'éléments additionnels dans la détermination des coûts évités en puissance.

[255] **Par conséquent, la Régie conclut que les méthodes actuellement utilisées par le Distributeur pour évaluer les coûts évités en énergie et en puissance sont adéquates.**

3.2 SUIVI RELATIF AU BALISAGE DES COÛTS DE FOURNITURE

[256] Dans le cadre de l'examen de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie soulignait la pertinence des informations relatives aux coûts réels des approvisionnements dans les réseaux autonomes[156]. Elle demandait au Distributeur de fournir, dans les prochains plans d'approvisionnement, le coût de revient moyen ainsi que le coût d'entretien et d'exploitation de chaque réseau autonome (les Coûts de fourniture), pour l'année précédant le dépôt de ces plans. Elle demandait également au Distributeur de comparer ces Coûts de fourniture à ceux de différentes formes d'énergie de remplacement. Enfin, la Régie invitait le Distributeur à joindre à ses comparaisons les expériences des territoires nordiques canadiens et d'ailleurs dans le monde.

[257] Cette dernière information n'ayant pas été fournie dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, la Régie réitérait sa demande au Distributeur de présenter un balisage des Coûts de fourniture dans les réseaux autonomes au moment du dépôt du prochain plan d'approvisionnement[157].

[258] Dans sa preuve présentée au soutien de la Demande, le Distributeur indique qu'il ne procèdera pas au balisage demandé en raison du contexte d'appels de propositions et afin de favoriser la concurrence[158].

---

156 Décision D-2011-064, p. 14, par. 52.
157 Décision D-2015-013, p. 38, par. 156.
158 Pièce B-0011, p. 15.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[259] Dans sa décision procédurale D-2017-006, la Régie ordonne au Distributeur de procéder au balisage et de déposer un calendrier assurant sa réalisation, de même que ses résultats, lors du dépôt du plan d'approvisionnement 2020-2029[159].

[260] Le Distributeur soumet qu'un tel balisage est complexe, qu'il présente des coûts importants et que son utilité, aux fins de l'évaluation de sa performance comparativement à celle d'autres entreprises, est relative[160]. Il soumet également vouloir éviter la diffusion d'informations sur les coûts de production d'énergie alors même que des appels de propositions ont été et seront lancés. Selon lui, la diffusion de ces informations pourrait nuire au processus d'appel à la concurrence et à l'objectif de réduction des coûts. En réponse à une question du ROEÉ, il précise :

> « […]. *Mais, nous, ce qu'on tente de préserver ici c'est pas ce qui coûte ailleurs pour produire un kilowattheure, c'est ce qu'il nous en coûte à nous. C'est ça qu'on veut préserver ici.*
>
> […]
>
> *Et la raison pour laquelle on veut préserver ça, c'est en fonction de faits, que nous au fil des années on a des gens qui sont venus nous voir et étrangement, à chaque fois qu'ils nous proposaient des projets c'était toujours juste en dessous de notre coût évité.*
>
> […]
>
> *Et le même projet qui revenait année après année, le prix s'ajustait continuellement en fonction de notre coût évité. Et c'est ce genre* […] *de situation-là que l'on veut éviter* »[161].

[261] Selon le Distributeur, les modes de production d'énergie dans les réseaux autonomes, au Québec comme ailleurs, sont appelés à évoluer au cours des prochaines années, en raison du développement de nouvelles technologies et de la baisse des coûts de stockage et de production des énergies renouvelables. Il souligne que les coûts du

159 Décision D-2017-006, p. 15, par. 72.
160 Pièce B-0055.
161 Pièce A-0023, p. 33.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

combustible et de son transport constituent généralement une part importante des coûts d'approvisionnement dans les réseaux autonomes :

> « *Ces coûts dépendent majoritairement de l'évolution des cours du pétrole et sont engagés par le Distributeur sur la base d'appels d'offres. Chaque réseau ayant ses particularités propres et ses contraintes, notamment en ce qui a trait à l'acheminement du combustible, de même qu'à l'âge et l'efficacité des équipements, la constatation d'un coût différent dans un réseau par rapport à un autre donnera peu d'indications sur l'optimalité des choix en matière d'approvisionnement ou de la qualité de la gestion des opérations* »[162].

[262] En audience, le Distributeur remet en question l'utilité d'un balisage considérant que 90 % du coût évité en énergie est composé du coût du combustible :

> « […], *la principale composante du coût évité en énergie c'est le combustible. Ça représente plus de quatre-vingt pour cent (80 %), même quatre-vingt-dix pour cent (90 %) du coût évité en énergie et ça, là, c'est un coût qui est obtenu dans le cadre d'un appel d'offres et qui octroyé au plus bas soumissionnaire. Et dans ce coût-là tout ce qu'il y a c'est le coût de la matière, la composante, qui le même prix, c'est le prix du Nymex, auquel s'ajoute le transport et l'entreposage et la marge de profit* […] *de celui qui a gagné l'appel d'offre.*
>
> […]
>
> *Mais, le coût évité en énergie, aux termes de l'exercice, si on le fait, là, tout ce que ça va démontrer, c'est que notre coût de combustible à nous coûte X par rapport à BC Hydro ou les Territoires du Nord-Ouest ou l'Ontario, peu importe. Et ça va refléter uniquement les difficultés ou les particularités que l'on a, nous, pour amener le combustible dans ces réseaux-là parce que, dans la composante du coût évité en énergie, je vais dire des vrais chiffres, là, si ça peut aider. Quatre-vingt-dix pour cent (90 %) du coût, c'est le combustible.*
>
> *Alors, si on fait une étude de balisage pour voir c'est quoi nos coûts d'entretien et d'exploitation à nous versus les autres, là, on va travailler sur le dix pour cent (10 %). On parle de coûts évités de cinquante sous (50 ¢), là-dessus il y en a quatre-vingt-dix pour cent (90 %) c'est le prix de la composante, il reste... je ne dis pas que c'est pas important, là, mais il reste peut-être quatre, cinq sous (4 ¢-*

[162] Pièce B-0055.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *5 ¢) qu'on va se baliser un avec les autres, avec toutes les particularités que ça amène, toutes les difficultés que ça amène* »[163].

[263] Le Distributeur craint également que la cueillette de données auprès d'autres entreprises se heurte à des difficultés en raison, par exemple, de leur caractère commercial sensible.

[264] Enfin, il mentionne que parmi les six firmes contactées pour réaliser le balisage, seules deux d'entre elles ont soumis une proposition à un coût avoisinant les 500 k$[164]. À son avis, l'appel de propositions représente le meilleur balisage :

> « *Oui, mais on adresse cet enjeu-là que la Régie nous a adressé par le processus d'appel de propositions qu'on fait. On ne pourra pas avoir un meilleur balisage que de carrément dire « on est acheteur. On est prêt. Faites-nous une offre, on est prêt à signer avec vous pour vingt (20) ans, vingt-cinq (25) ans »* »[165].

3.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

GRAME

[265] Le GRAME rappelle les objectifs du balisage et son utilité pour la Régie. L'intervenant mentionne que le déficit annuel des réseaux autonomes est de 200 M$ et que les décisions à venir dans la conversion de ces réseaux doivent viser à le réduire par des investissements ou des contrats d'approvisionnement dont la durée de vie pourrait être supérieure à 20 ans. Dans un tel contexte, le GRAME considère qu'une étude de balisage au montant de 500 k$ peut se justifier[166].

[266] L'intervenant souligne qu'il sera difficile, pour la Régie, de juger de la raisonnabilité des offres ou propositions reçues si elle ne connaît pas les coûts des autres sources d'approvisionnement :

> « *Le premier objectif, évidemment, on a besoin d'identifier les coûts réels d'exploitation des centrales par réseau autonome pour pouvoir les comparer avec*

---

163 Pièce A-0021, p. 163 et 172.
164 Pièce B-0059.
165 Pièce A-0021, p. 174.
166 Pièces A-0033, p. 160 et 161, et C-GRAME-0010, p. 4.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *ceux des différentes formes d'énergie renouvelable, balisage. Un peu pourquoi? Parce que vous allez probablement recevoir, la Régie, vous allez avoir des décisions à prendre sur des contrats qui vont vous être présentés, donc vous allez peut-être aussi, on le verra si vous allez approuver aussi les appels d'offres ou de propositions ou d'intérêts, c'est autre chose, mais vous allez avoir besoin de balises vous-mêmes pour pouvoir prendre cette décision-là* »[167].

[267] Par conséquent, le GRAME demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de se conformer à la décision D-2011-162, avant que les appels de propositions ne soient lancés[168].

ROEÉ

[268] Selon le ROEÉ, l'appel de propositions n'est pas un substitut au balisage demandé par la Régie. Il devrait s'agir d'un exercice habituel pour le Distributeur, « *sans emporter les coûts et la complexité prétendus* »[169].

[269] Pour l'intervenant, l'intérêt d'un tel exercice de balisage dépasse celui de la connaissance des coûts :

> « *C'est peut-être pas juste une question de coûts, mais c'est une question d'expérience aussi et de voir c'est quoi les choix technologiques et autres. Donc, moi, je pense que ça pourrait être pertinent et dans la mesure où c'est pas tout le monde qui utilise du mazout* »[170].

SÉ-AQLPA

[270] SÉ-AQLPA ne voit pas l'utilité d'un balisage. Considérant les particularités de certains réseaux (Obedjiwan, Schefferville et Îles-de-la-Madeleine), toute comparaison avec des réseaux autonomes hors Québec serait un exercice difficile. En ce qui a trait aux réseaux desservant les communautés du Nunavik, SÉ-AQLPA soumet qu'il suffit

---

167 Pièce A-0033, p. 150 et 151.
168 Pièce C-GRAME-0010, p. 5.
169 Pièce C-ROEÉ-0019, p. 6.
170 Pièce A-0033, p. 39.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

d'analyser la situation au Nunavut, alors que les tarifs se situent au coût de revient réel. L'intervenant précise que l'information pertinente est disponible dans le rapport annuel de l'entreprise qui distribue l'électricité au Nunavut. Il réfère également à l'étude réalisée dans le dossier R-3550-2004 à l'égard du jumelage éolien-diesel, ainsi qu'à celle produite par le RNCREQ dans le dossier R-3478-2010 :

> « […], *le rapport de l'IREQ de deux mille quatre (2004), au dossier 3550 est toujours valable même si le Distributeur ne l'a pas remis à jour comme la Régie l'a demandé depuis longtemps. L'auteur de ce rapport, monsieur Bernard Saulnier, a fait, par ailleurs, une excellente rétrospective du jumelage éolien diesel pour le RNCREQ dans le dossier 3748-2010, rapport qui s'intitule « Principes, balisage de projets, perspectives et recommandations ». Dans ce rapport, il y a, en particulier, beaucoup d'informations sur la situation en Alaska où il y a quand même plusieurs villages et plusieurs projets, là, ils ont quatorze (14) ou quinze (15) projets de JED. Et en Alaska, il y a au moins un projet qui utilise la technologie de l'IREQ, c'est à l'île Saint-Paul.*
>
> *Donc, il y a un intérêt à relire ce rapport-là si on veut avoir un peu de balisage de c'est quoi la situation ailleurs. Donc, le Nunavut puis déjà, ce rapport-là, ça couvre une bonne partie du territoire ou du terrain qui pourrait intéresser la Régie* »[171].

3.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

[271] Les arguments présentés par le Distributeur permettent de soulever de sérieux doutes quant à la pertinence de procéder, à ce moment-ci, à une étude de balisage sur les Coûts de fourniture dans les réseaux autonomes. La Régie comprend que les particularités de plusieurs réseaux rendent difficiles une comparaison avec ce qui se fait à l'extérieur du Québec.

[272] La situation d'Obedjiwan, où la biomasse produite par la scierie sera mise à contribution, représente un bel exemple. Dans les réseaux de la Romaine et des Îles-de-la-Madeleine, le raccordement au réseau intégré du Distributeur est à l'étude. Des appels de propositions aux Îles-de-la-Madeleine et à Tasiujaq ouvrent la porte à des alternatives de toute nature. Les enjeux présentés au présent dossier concernant le réseau d'électricité desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik représentent une autre situation fort particulière.

---

171 Pièce A-0033, p. 82.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[273] De plus, les résultats d'un balisage deviennent moins pertinents si l'on considère les orientations que le Distributeur entend mettre de l'avant aux fins de l'évaluation des projets de conversion, notamment celle relative à l'accueil favorable des communautés[172].

[274] Par ailleurs, selon la Régie, les données fournies par le Distributeur quant à la part importante du combustible dans les coûts évités permettent de remettre en question l'utilité d'une étude de balisage.

[275] Enfin, la Régie est d'avis qu'un appel de propositions constitue notamment, dans le contexte actuel, une formule adaptée aux particularités de chaque réseau. Au surplus, elle sera informée de l'évolution du plan de conversion proposé par le Distributeur lors du dépôt des états d'avancement du Plan et dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement. La Régie sera également appelée à examiner et à approuver les contrats qui lui seront soumis par le Distributeur.

[276] **En conséquence, la Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de procéder à une étude de balisage sur les Coûts de fourniture. Elle dispense donc le Distributeur de donner suite à l'ordonnance rendue à cet effet dans la décision D-2017-006[173].**

3.3 PLAN DE CONVERSION

[277] Dans le but de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale, le Distributeur indique qu'il vise la conversion, totale ou partielle, de l'ensemble des réseaux à d'autres sources d'énergie, d'ici 2020. Pour ce faire, il mentionne avoir « *mis en place un nouveau processus d'affaires en lançant des appels de propositions* ». Il présente l'objectif de ce nouveau processus comme suit :

> « […], *l'objectif étant de solliciter le marché privé afin que des solutions plus économiques que le mode de production actuel soient proposées. Ce nouveau processus, ainsi qu'un calendrier préliminaire, ont été présentés dans le cadre du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.* [note de bas de page omise]

172 Pièce B-0072, p. 14, par. 66 et p. 17, par. 84.
173 Décision D-2017-006, p. 15, par. 72.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *Le processus d'appels de propositions prend en compte les opportunités et les caractéristiques associées à chacun des réseaux, de même que les besoins de chaque communauté en vue de choisir les technologies les mieux adaptées. Un nouveau calendrier a d'ailleurs été mis à jour pour tenir compte des caractéristiques du marché.*
>
> *Quant aux promoteurs qui répondront aux appels de propositions, ils devront satisfaire tant aux exigences du milieu local qu'à celles du Distributeur. Les exigences du milieu local portent notamment sur la localisation géographique, le type de partenariat, les retombées locales ainsi que sur l'acceptabilité sociale. Le Distributeur, quant à lui, établit les exigences concernant principalement les coûts des approvisionnements ainsi que les considérations techniques et financières* »[174].

[278] En audience, le Distributeur précise qu'il demande à la Régie d'approuver ce plan d'action ainsi que les orientations permettant de le mener à bien, soit de recevoir, au terme des appels de propositions, des projets *techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables d'un point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés* »[175].

[279] Enfin, selon le Distributeur, le dossier d'examen du Plan ne saurait constituer, pour un intervenant, « *une façon détournée pour faire avancer sa proposition ou négocier les éléments de celle-ci publiquement* »[176].

[280] Le plan d'action qu'il propose est présenté par réseau ou groupe de réseaux autonomes.

3.3.1 RÉSEAU DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE

[281] Le Distributeur mentionne avoir procédé, en octobre 2015, au lancement d'un appel de propositions visant un bloc d'énergie éolienne d'une puissance installée de 6 MW, dont la mise en service des installations est prévue à l'horizon 2020. En parallèle à cet appel de propositions, le Distributeur souligne avoir entamé deux autres processus[177] :

---

174 Pièce B-0010, p. 10.
175 Pièces A-0033, p. 230 et B-0072, p. 14, par. 66 et p. 17, par 84.
176 Pièce B-0072, p. 14, par. 68.
177 Pièce B-0010, p. 10.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- D'une part, il a lancé, en 2016, une étude d'avant-projet visant le raccordement du réseau des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré. Cet avant-projet vise à préciser le niveau des investissements pour relier deux circuits de câbles sous-marins à des postes convertisseurs, qui seraient situés à Percé et à Cap-aux-Meules. Cette première étape devrait être complétée à l'automne 2017.

- D'autre part, il entend lancer un appel de propositions afin d'évaluer si une solution alternative au projet de raccordement serait plus avantageuse. À cet égard, une table d'échanges a été créée, regroupant des acteurs de la municipalité « *afin de comparer d'autres solutions au raccordement ou au statu quo* ». Ces échanges doivent s'échelonner jusqu'à la fin de l'année 2017.

[282] Au terme de ces démarches, devant être complétées à la fin de 2018, le Distributeur mentionne qu'« *il retiendra la meilleure source d'alimentation électrique sur les plans économique, environnemental et sociétal* »[178]. En audience, il souligne que le projet éolien de 6 MW et les deux autres processus qu'il a entamés sont indépendants[179].

[283] Selon le ROEÉ, la Régie devrait s'assurer que le Distributeur traite sur un pied d'égalité l'ensemble des options sans en éliminer à l'avance en imposant des conditions arbitraires. Il devrait également éviter de mettre des efforts dans un projet irréalisable. Le ROEÉ réfère particulièrement au projet de raccordement des Îles-de-la-Madeleine au réseau intégré par câble sous-marin qui, à son avis, serait hors de prix. L'intervenant soumet que le Distributeur engage des montants importants, se commet et n'investit pas dans les solutions alternatives. Il demande notamment[180] :

- que le Distributeur procède à des études d'avant-projet pour évaluer des solutions alternatives au raccordement du réseau par câble sous-marin au réseau intégré;

- que le Distributeur amende les critères d'admissibilité de son appel de propositions afin de permettre à Mines Seleine et à Tugliq Energy Corp. de soumettre une proposition en bonne et due forme.

178 Pièce B-0010, p. 11.
179 Pièce A-0031, p. 245.
180 Pièces C-ROEÉ-0014, p. 9, 10, 22 et 23, et C-ROEÉ-0019, p. 7.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[284] Le ROEÉ considère également que l'implantation d'un parc éolien de 6 MW à la Dune-du-Nord ne répond pas à certaines des orientations énoncées par le Distributeur, soit celles relatives à l'environnement et à l'acceptabilité sociale. De plus, il indique que ce projet est situé dans un milieu dunaire abritant une espèce floristique menacée. Il estime également que le Distributeur n'a pas démontré que la Régie intermunicipale de l'énergie Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine est un interlocuteur adéquat pour conclure à l'adhésion de la communauté au projet et à son emplacement. Enfin, le ROEÉ questionne le processus de consultation, l'absence du Distributeur à un comité de liaison et l'échéancier des échanges[181].

3.3.2 RÉSEAUX DE LA ROMAINE, D'OBEDJIWAN ET DE TASIUJAQ[182]

Réseau de La Romaine

[285] Le Distributeur indique que la centrale de La Romaine a atteint la fin de sa durée de vie utile et qu'il compte procéder au raccordement du réseau autonome à son réseau intégré. Conséquemment, le 31 juillet 2017, le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'autorisation pour le raccordement du village de La Romaine au réseau intégré[183]. Le dossier est présentement à l'étude par la Régie.

Réseau d'Obedjiwan

[286] Le Distributeur mentionne qu'il a procédé, au cours de l'année 2016, à un appel de propositions pour l'achat d'électricité produite par cogénération à partir de la biomasse forestière, visant à réduire son empreinte environnementale et à valoriser les résidus de la scierie d'Opitciwan. Les propositions étaient attendues pour le mois d'août 2017[184].

[287] SÉ-AQLPA estime que le Distributeur doit tenir compte, dans son bilan en puissance, des nouveaux besoins exprimés par la scierie et, conséquemment, modifier son appel de propositions pour y inclure un achat de puissance selon un tarif à négocier.

[288] L'intervenant est également d'avis que le Distributeur doit assumer la responsabilité de déterminer les ajouts au réseau résultant de l'ajout d'une production à

---

181 Pièces C-ROEÉ-0014, p. 10, 11, 22 et 23, et C-ROEÉ-0019, p. 8.
182 Pièce B-0010, p. 11 et 12.
183 Dossier R-4010-2017, pièce B-0002.
184 Pièces A-0023, p. 136 et A-0031, p. 20.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

partir de la biomasse, d'en assumer le coût, de ne pas demander aux soumissionnaires d'en assumer la responsabilité et de ne pas inclure ce coût d'ajout dans l'équation servant à déterminer la rentabilité des projets[185].

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

Réseau de Tasiujaq

[289] Le Distributeur soumet que la centrale thermique desservant la communauté inuite a atteint la fin de sa durée de vie utile. En 2016, il a lancé un appel d'intérêts visant l'acquisition d'une nouvelle centrale dont la production d'électricité peut inclure des énergies renouvelables. L'appel de proposition devait être lancé au début de l'été 2017[186].

3.3.3 AUTRES RÉSEAUX

Le Distributeur indique qu'il procèdera, d'ici 2020, à des appels de propositions dans les réseaux suivants.

Réseaux du Nunavik

[290] Pour ce qui est de la conversation des réseaux du Nunavik (à l'exception du réseau de Tasiujaq), considérant la faible dimension de plusieurs d'entre eux, le Distributeur propose de les regrouper, selon un découpage géographique est-ouest, lors du lancement de l'appel de propositions. Il précise que ce découpage pourrait être modifié à la suite des discussions entreprises avec les parties prenantes[187].

[291] Le GRAME est d'avis qu'un découpage est-ouest n'est pas optimal et qu'il pourrait être opportun de lancer des appels de propositions ciblés utilisant d'autres critères. Il donne l'exemple d'un critère « *par type de production pour faciliter la comparaison des coûts* »[188].

---

185 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 24 à 28.
186 Pièce A-0023, p. 136 et 137.
187 Pièce B-0010, p. 12.
188 Pièce C-GRAME-0009, p. 12.

[292] SÉ-AQLPA recommande que le Distributeur établisse un tarif biénergie éolien-diesel, devant permettre de rentabiliser les projets éoliens en utilisant l'énergie excédentaire produite par les éoliennes :

> « […], *notre dernière étude, déposée au dossier 3972-2016 a fait une analyse de sensibilité de l'effet de l'énergie excédentaire ou inutilisée pour proposer l'instauration d'un tarif biénergie éolien-diesel qui aurait pour effet de suspendre le tarif dissuasif de la deuxième tranche pour permettre et encourager le chauffage électrique quand l'énergie éolienne est abondante. Cette proposition pourrait, selon nous, permettre de rentabiliser plusieurs projets éoliens au Nunavik. Selon nous il n'y a pas d'autre alternative: si l'on veut déployer de l'électricité éolienne au Nunavik, l'on doit absolument changer de paradigme et c'est une illusion de croire que des promoteurs privés vont réussir à faire des miracles en rentabilisant des projets dans le contexte aussi contraignant que celui que pose actuellement le Distributeur* »[189].

[293] SÉ-AQLPA soumet également que plusieurs études démontrent que l'énergie photovoltaïque peut être rentable dans les réseaux autonomes, notamment en raison du faible coût des panneaux solaires qui sont disponibles à moins de 70¢/W. L'intervenant recommande ainsi que le Distributeur soumette son propre projet, ou un appel de propositions visant un approvisionnement en électricité au moyen d'un parc de panneaux solaires d'envergure de quelques centaines de kW[190].

Réseau de Schefferville

[294] SÉ-AQLPA constate que le Distributeur ne prévoit pas d'appel de propositions pour le réseau de Schefferville. Il constate également de son examen du bilan en puissance que le critère 9 % (N-1) est respecté grâce à des génératrices d'urgence, installées à la suite d'une panne de l'alternateur n° 3 de la centrale Menihek. Ainsi, dans l'éventualité d'un bris d'une génératrice ou d'un dommage à la centrale, SÉ-AQLPA suggère d'identifier des scénarios alternatifs.

[295] En conséquence, l'intervenant recommande que le Distributeur publie, à chaque année et pour chaque réseau, les caractéristiques de fonctionnement des génératrices

189 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 31.
190 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 34.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

d'urgence ainsi que les coûts d'opération incluant l'amortissement, l'exploitation, l'entretien et le combustible. Il recommande également que le Distributeur développe une stratégie de remplacement des génératrices d'urgence par des sources de production renouvelable.

Réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik

[296] La PNW soumet qu'elle est impliquée, depuis 2011, dans le développement d'un projet communautaire d'énergie hybride renouvelable dont l'objectif est d'alimenter les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik. Ce projet est réalisé par la société Nimschu Iskudow Inc., dont les actions sont détenues à 85 % par l'intervenante et à 15 % par la communauté crie de Wemindji.

[297] La PNW considère essentiel de préciser la « *nature communautaire* » du projet en ce qu'il ne s'agit pas « *d'intérêts commerciaux d'un promoteur purement privé* ». L'intervenante indique que près de 5 M$ ont été investis à ce jour dans le projet, dont environ 800 000 $ proviennent de subventions des gouvernements du Canada et du Québec.

[298] L'intervenante mentionne également avoir eu plusieurs rencontres avec des représentants du Distributeur pour discuter des composantes techniques de son projet. Enfin, invoquant l'obligation constitutionnelle de consulter, la PNW dénonce l'absence de consultation en ce qui a trait au regroupement d'appel de propositions par le Distributeur selon un découpage est-ouest. En conséquence, elle recommande que le Distributeur[191] :

- Fasse désormais référence au réseau « Whapmagoostui/Kuujjuarapik » dans l'ensemble de sa documentation au lieu de n'utiliser que le nom de la communauté de Kuujjuarapik.

- Priorise la conversion du réseau Whapmagoostui/Kuujjuarapik à un projet d'énergie renouvelable, tel qu'initialement prévu dans la Politique énergétique du gouvernement du Québec et dans le plan stratégique d'Hydro-Québec, en lançant l'appel d'offres dès 2017.

[191] Pièces C-PNW-0009, p. 12 à 23 et A-0029, p. 177 à 185.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- Subsidiairement, lance un processus d'appel de propositions spécifique pour la communauté de la PNW, afin de reconnaitre son caractère ancestral distinct, et que seules certaines sources d'énergie renouvelable pourront être installées sur son territoire ancestral. De plus, que le Distributeur joigne à une étape ultérieure, s'il le désire, le développement de l'énergie renouvelable, tel que l'éolienne, de la communauté de Kuujjuarapik à un processus régional Inuit du Nunavik.

- Intègre, dans sa grille d'évaluation des projets, un taux de pénétration minimum de l'énergie renouvelable se situant de 60 % à 80 % en fonction des enjeux de fiabilité de service.

- Suive les paramètres qu'il avait requis de la PNW quant au design de son projet, soit l'utilisation des normes de qualité de service du réseau intégré et qu'il adopte le design proposé par le projet de la PNW pour encadrer l'appel d'offres.

- Intègre une composante d'achat de puissance dans ses appels d'offres afin d'être cohérent avec sa politique de ne pas négocier de gré-à-gré.

- Ne considère pas les équipements de production de biomasse intégrés sur les réseaux autonomes pour l'application du tarif au-delà du seuil de 900 kW, afin d'optimiser l'approvisionnement en énergie et en puissance renouvelable.

- Revoit sa méthodologie de prévision des charges et ressources des réseaux autonomes et y intègre une consultation réelle des communautés visées.

[299] À l'égard des recommandations de la PNW, le Distributeur mentionne notamment que[192] :

- l'intervention de la PNW ne vise pas tant à éclairer la Régie sur les enjeux reliés aux réseaux autonomes, mais s'inscrit plutôt dans une volonté de promouvoir un projet particulier et, par conséquent, des intérêts commerciaux;

- l'absence d'entente entre les membres des deux communautés concernées explique que l'appel de propositions pour ce réseau a été reporté en 2020;

[192] Pièce B-0072, p. 19 à 21, par. 91 à 108.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- aucun fait relatif à une atteinte potentielle aux droits ancestraux ou issus de traité, en application de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, n'a été soulevé;

- la spéculation au sujet d'un éventuel désavantage commercial découlant d'un découpage purement opérationnel est non pertinent pour les fins de la détermination d'une obligation de consulter;
- la responsabilité de consulter et d'accommoder appartient à la Couronne et non pas au Distributeur.

[300] SÉ-AQLPA soulève également des préoccupations à l'égard de la qualité du service dans les réseaux autonomes. Il évalue notamment que la consommation d'électricité par abonnement au Nunavik a diminué de plus de 10 % au cours des 10 dernières années et qu'une telle diminution va se poursuivre pendant au moins 10 ans. En ce qui concerne la continuité du service et la qualité de l'onde, il réitère sa recommandation présentée dans le dossier tarifaire 2017-2018, à savoir que la Régie publie les indices de qualité de service dans chacun de ses réseaux autonomes, à chaque cause tarifaire, ainsi que l'historique des 10 dernières années[193].

[301] Enfin, SÉ-AQLPA demande que le Distributeur cesse d'exiger, par ses appels d'offres, que les soumissionnaires résolvent les problèmes de qualité de service qui existent déjà dans ces réseaux. Il estime que la résolution de tels problèmes devrait être plutôt prise en charge par le Distributeur lui-même. À défaut, ce dernier devrait en tenir compte dans les coûts évités, ceci afin de ne pas artificiellement conclure à la non rentabilité des projets soumis[194].

[302] En réponse à ces recommandations de SÉ-AQLPA, le Distributeur soumet[195] :

- Qu'il n'y a aucun problème de qualité de service dans les réseaux autonomes et que la performance pour le réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik se situe dans la moyenne des villages du Nunavik.

---

193 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 35 à 40.
194 Pièce C-SÉ-AQLPA-0015, p. 41 à 43.
195 Pièce B-0072, p. 21 et 22, par. 109 à 116.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- Qu'il faut examiner la qualité du service dans les réseaux autonomes en fonction de leurs contextes particuliers et des contraintes techniques qui leurs sont propres, notamment leur très faible charge.

- Qu'il n'existe aucune norme spécifique pour les réseaux autonomes et que ce sont les normes encadrant la qualité de l'onde en réseau intégré, en y apportant les ajustements nécessaires, qui sont appliquées.

- Que les constats du rapport de la firme BBA, dont des extraits ont été déposés par la PNW concernant les taux de distorsion harmonique, sont comparables à ceux qu'il a relevés dans son propre rapport d'analyse, et que les valeurs relevées n'étaient pas problématiques.

- Qu'il n'exige pas dans les appels de proposition que les soumissionnaires pallient un quelconque problème de qualité. Les appels de proposition s'assurent de maintenir le même niveau de qualité de service que ce qui est présentement offert aux clients. Les appels de proposition spécifieront les caractéristiques techniques de chaque réseau.

3.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

[303] Dans sa décision D-2015-013 portant, entre autres, sur l'approbation du plan d'approvisionnement dans les réseaux autonomes, la Régie estimait qu'un appel de propositions pour des projets d'énergie propre dans l'ensemble des réseaux autonomes à centrale thermique pourrait permettre d'évaluer des économies d'échelle plus intéressantes que lors de projets pilotes séparés et de connaître le potentiel économique de projets d'énergie propre non encore identifiés dans ces réseaux. Ainsi, la Régie demandait au Distributeur :

> « […] *de considérer un appel de propositions s'appliquant à l'ensemble des réseaux autonomes à centrales thermiques, pour des projets d'énergie propre, incluant la biomasse, le JED, la production décentralisée de chaleur et d'électricité et tout autre projet d'énergie renouvelable et de présenter les résultats de ses analyses lors du prochain plan d'approvisionnement* »[196].

[196] Décision D-2015-013, p. 41, par. 171.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[304] La Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec mentionne ce qui suit :

> « *Le Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec confirme que certains réseaux autonomes seront en déficit de puissance au cours des prochaines années. Afin de continuer d'assurer un approvisionnement stable en électricité aux communautés non reliées au réseau principal d'Hydro-Québec, de nouvelles solutions devront être considérées pour répondre à la demande.*
>
> *Dans ce contexte, Hydro-Québec a entrepris une démarche visant à répondre aux besoins des principales communautés visées, soit Kuujjuarapik, Tasiujaq, Obedjiwan et les Îles-de-la-Madeleine. Cette démarche s'appuie sur trois grands principes :*
>
> - *l'intégration de solutions technologiques permettant de réduire les émissions de GES en tenant compte des particularités de chaque communauté qui recourt à des génératrices au diesel;*
> - *une adhésion de la communauté à la solution proposée, notamment par l'établissement de partenariats entre les promoteurs et les communautés;*
> - *une solution économiquement viable grâce à la mise en concurrence de projets de conversion dans les réseaux autonomes.*
>
> *L'approche préconisée par Hydro-Québec permettra de tirer profit des innovations technologiques dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et des unités de stockage d'énergie de grande capacité. Hydro-Québec soumettra une mise à jour de cette démarche annuellement à la Régie* »[197]. [nous soulignons]

[305] Dans le présent dossier, le Distributeur présente à la Régie un plan d'action afin de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale dans les réseaux autonomes. Il prévoit la conversion totale ou partielle des différents réseaux d'ici 2020. Il indique que les projets devront répondre aux orientations suivantes, soit être[198] :

- techniquement réalisables;
- économiquement rentables;

---

[197] https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf et pièce A-0037, p. 142 et 143.

[198] Pièce B-0072, p. 14, par. 66 et p. 17, par. 84.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

- acceptables d'un point de vue environnemental; et,
- accueillis favorablement par la communauté.

[306] La Régie est satisfaite du plan d'action présenté par le Distributeur de même que ses orientations. Elle ne retient donc pas les recommandations des intervenants. La Régie tient à souligner qu'un suivi sera effectué dans le cadre du dépôt des états d'avancement et du prochain plan d'approvisionnement, et qu'elle sera appelée à approuver les contrats qui découleront de la mise en œuvre du plan d'action.

[307] Enfin, selon la Régie, le succès du plan de conversion des réseaux autonomes du Distributeur passe par une saine communication et par la consultation des communautés concernées. Elle l'encourage à déployer les moyens nécessaires à cette fin.

[308] **En ce qui a trait au réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik, la Régie demande au Distributeur de mettre en place un processus visant la collaboration des deux communautés. Le Distributeur devra faire rapport de l'évolution de ces travaux dans les états d'avancement du Plan.**

[309] La Régie invite également le Distributeur à échanger avec la PNW à propos du différend relatif à la qualité de l'onde. **À cet égard, la Régie demande également au Distributeur de faire un suivi dans les états d'avancements du Plan à ce sujet.**

[310] **Pour les motifs qui précèdent, la Régie approuve le plan d'action du Distributeur et ses orientations relativement à la conversion des réseaux autonomes. Elle ordonne au Distributeur de déposer un suivi détaillé de son évolution dans le cadre des prochains états d'avancement du Plan.**

4. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT[199]

4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[199] Pièces B-0010, p. 12 à 15 et A-0033, p. 229 et 230.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[311] Le Distributeur indique qu'il entend poursuivre sa stratégie actuelle dans le but de faire face aux déficits de puissance prévus sur l'horizon du Plan. Ainsi, il prévoit maintenir une stratégie intégrée visant à assurer la fiabilité à moindre coût des approvisionnements de chaque réseau, en tenant compte de l'ensemble des moyens de gestion dont il dispose du côté de la demande et de l'offre. Il priorisera les interventions en efficacité énergétique. Au besoin, il procèdera au déploiement de moyens lui permettant de retarder l'implantation d'équipements de production permanents.

[312] Le Distributeur explique que ses interventions en matières d'efficacité énergétique visent l'utilisation efficace de l'énergie, les économies d'énergie, la gestion de la demande en puissance et la gestion de l'offre.

Utilisation efficace de l'énergie

[313] Dans sa décision D-2015-013, la Régie approuvait la proposition du Distributeur de traiter l'enjeu de l'utilisation du chauffage d'appoint électrique au Nunavik dans le cadre des prochains dossiers tarifaires[200]. Également, aux fins du présent Plan, la Régie demandait au Distributeur[201] :

- de dresser un portrait précis de l'historique de la contribution du chauffage électrique au bilan d'énergie et de puissance des Îles-de-la-Madeleine;
- d'évaluer l'opportunité de mettre en place des moyens plus efficaces et économiques que les résistances électriques, afin de répondre aux besoins de chauffage des locaux et de l'eau dans les réseaux à centrale thermique au sud du 53e parallèle et de présenter les résultats de ses analyses;

- de proposer une stratégie de réduction du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes à centrale thermique au nord du 53e parallèle incluant, le cas échéant, des propositions de modifications tarifaires.

[314] Le Distributeur soumet que le tarif dissuasif appliqué aux clients situés au nord du 53e parallèle et le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) sont deux importants leviers visant à encourager l'utilisation d'une autre source que l'électricité, produite à partir d'une centrale thermique, pour le chauffage des locaux. Il précise que le

[200] Décision D-2015-013, p. 31, par. 126.
[201] Décision D-2015-013, p. 32 et 33, par. 131, 136 et 138.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

PUEÉ a été élargi, en octobre 2015, au propane pour le marché résidentiel aux Îles-de-la-Madeleine. Le Distributeur souligne qu'il entend s'assurer de la rentabilité économique de ce programme en tenant compte de l'évolution du mode de production de l'électricité dans les réseaux autonomes.

[315] En ce qui a trait à l'utilisation du chauffage électrique d'appoint dans les réseaux autonomes du Nunavik, le Distributeur mentionne qu'un comité de liaison a été créé avec la Société Makivik, l'Administration régionale Kativik et l'Office municipal d'habitation Kativik. Il souligne que ce comité, qui se réunit mensuellement depuis mars 2016, a comme objectif de proposer des mesures en efficacité énergétique et de suivre les projets afin d'assurer leur avancement.

[316] Le Distributeur mentionne que le comité a privilégié les campagnes de sensibilisation au lieu de l'implantation de mesures :

> « *Les campagnes de sensibilisation s'inscrivent dans une stratégie de long terme visant à développer une culture de l'efficacité énergétique et inciter les clients à mieux consommer l'énergie, particulièrement en période hivernale. L'impact de ces campagnes sur les comportements de la clientèle est une mesure qualitative dont l'effet sur la demande en puissance à la pointe est non défini* »[202].

[317] Selon le Distributeur, l'utilisation de chaufferettes au propane comme chauffage d'appoint dans les maisons ou les remises a été écartée en raison de la difficulté d'approvisionnement en combustible (la livraison se fait par bateau) et du risque d'incendie.

[318] Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'un projet pilote de minuteries pour chauffe-moteur est présentement en cours dans trois villages du Nunavik (Kuujjuarapik, Salluit et Umiujaq). Ce projet vise à identifier les paramètres d'adoption de ces minuteries, notamment le type de programmation. Si les résultats sont concluants, le Distributeur indique qu'il a l'intention de déployer cette mesure à toute la clientèle du Nunavik, dès l'hiver 2018.

[319] Le Distributeur fait également état d'une entente, d'une durée de cinq ans, avec le Centre intégré de santé et de services sociaux des Îles-de-la-Madeleine relative à la récupération de la chaleur résultant de la combustion à la centrale de Cap-aux-Meules à des fins de chauffage des espaces.

---

202 Pièce B-0063, p. 7.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[320] Dans le dossier tarifaire 2016-2017, la Régie a questionné le Distributeur quant aux efforts qu'il entendait déployer pour encourager l'adoption des pompes à chaleur de deuxième génération, notamment aux Îles-de-la-Madeleine, comme alternative au chauffage au mazout dans le cadre du PUEÉ. Le Distributeur indiquait ne pas avoir évalué le potentiel technico-économique de cette mesure pour les Îles-de-la-Madeleine parce qu'il la considère non rentable[203].

[321] Dans sa décision D 2016-033, la Régie se questionne sur les raisons pour lesquelles les pompes à chaleur présentent un potentiel technico-économique en réseau intégré alors qu'elles n'en présentent aucun aux Îles-de-la-Madeleine. La Régie demandait au Distributeur de fournir, dans le cadre du présent Plan, une étude d'opportunité pour le développement d'un programme de pompes à chaleur efficaces dans les réseaux autonomes ayant un climat permettant leur installation[204].

[322] À nouveau, le Distributeur explique, en ce qui a trait à l'installation de pompes à chaleur aux Îles-de-la-Madeleine que « *le marché total dans lequel celles-ci sont rentables en regard du coût évité est limité* »[205]. Il présente les résultats au tableau suivant.

TABLEAU 18
POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE DES POMPES À CHALEUR DANS LE RÉSEAU DES ÎLES-DE-LA-MADELEINE

		Potentiel - MWh			Marché du PTÉ - unités		
Nom de la mesure	Segment	Nouveau	Remplacement	Existant	Nouveau	Remplacement	Existant
PAC pour climat froid centrale	Unifamilial syst. central sans appoint	46,1	76,8	361,0	6	10	47
PAC à climat froid centrale	Unifamilial syst. central avec appoint bois	17,6	35,2	158,3	3	6	27
PAC à haute efficacité centrale	Unifamilial syst. central sans appoint	40,5	67,5	324,0	6	10	48
PAC à haute efficacité centrale	Unifamilial syst. central avec appoint bois	15,4	30,8	143,8	3	6	28
	TOTAL	120	210	987	18	32	150

Source : Pièce B-0011, p. 96, tableau 4B-2.

[323] Le Distributeur mentionne que seulement quatre segments de marché ont un potentiel d'économies d'énergie rentables, qui ne représentent que 200 unités. Par

203 Décision D-2016-033, p. 187, par. 709.
204 Décision D-2016-033, p. 188, par. 712.
205 Pièce B-0011, p. 96.

conséquent, le Distributeur est d'avis que le potentiel est insuffisant pour développer un programme[206].

Économies d'énergie

[324] Selon le Distributeur, les programmes d'économie d'énergie représentaient, à la fin de l'année 2015, 16,2 GWh (4 % des ventes) et une diminution des besoins de puissance de 4 MW (4,3 %).

[325] Il mentionne que le remplacement de l'éclairage public par des luminaires à DEL est complété dans tous les réseaux, de même que l'installation d'ampoules fluocompactes au marché résidentiel. Ce remplacement sera complété pour toute sa clientèle d'ici le prochain plan d'approvisionnement.

[326] En ce qui a trait au programme d'offre intégrée relatif à l'isolation de l'entretoit, aux produits économiseurs d'eau et d'énergie et aux DEL pour l'éclairage extérieur, le Distributeur souligne qu'il poursuit ses initiatives aux Îles-de-la-Madeleine et qu'il étend cette offre aux réseaux autonomes, où le potentiel le justifie.

[327] Enfin, le Distributeur maintient ses programmes pour les bâtiments et les systèmes industriels, dont certains volets sont bonifiés dans les réseaux autonomes.

Gestion de la puissance

[328] Le Distributeur mentionne avoir mis en place des campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale dans l'ensemble des réseaux autonomes, notamment au moyen de messages radiophoniques, d'affiches dans les endroits publics et de cartons postaux personnalisés. Il souligne que ces campagnes se poursuivront tant qu'elles auront un impact positif sur les habitudes d'utilisation de l'énergie par sa clientèle.

[329] Par ailleurs, le Distributeur fait état de la réalisation d'un projet pilote au Nunavik avec les clients propriétaires de génératrices dans le but d'effacer leur charge en période de pointe.

Gestion de l'offre

---

206 Pièce B-0011, p. 97.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[330] Le Distributeur soumet qu'il entend déployer, au moment opportun, des moyens qui permettront de retarder l'implantation permanente d'équipements de production[207]. Il pourrait avoir recours à l'utilisation de génératrices mobiles, à l'option interruptible mise en place à Obedjiwan et au stockage d'énergie. Un projet pilote d'implantation d'unités de stockage est également à l'étude.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

4.2 POSITION DES INTERVENANTS

GRAME

[331] Le GRAME recommande, en parallèle au plan de conversion des réseaux autonomes, la mise sur pied d'un projet pilote axé sur le calibrage d'un prix d'achat pour l'énergie solaire photovoltaïque[208]. À cet égard, le Distributeur a confirmé son intention de lancer, dès cette année, un projet pilote selon les modalités mentionnées en audience[209].

[332] Par ailleurs, l'intervenant demande que le Distributeur précise les raisons pour lesquelles les compensations pour le mazout sont élevées au Nunavik, compte tenu de l'*Entente concernant la mise en œuvre de la convention de la Baie-James et du nord québécois en matière de logement au Nunavik* (2015) prévoyant le remboursement des frais d'exploitation, dont les coûts de chauffage et de l'électricité, pour les logements sociaux[210]. Le GRAME soumet que les réponses du Distributeur à ses demandes de renseignements l'ont éclairé, mais considère qu'un suivi des coûts est important[211].

[333] En ce qui a trait au projet pilote avec les clients propriétaires de génératrices, citant la décision D-2015-003, le GRAME demande que le Distributeur fournisse une liste des clients possédant une génératrice qui pourrait être utilisée pour améliorer la fiabilité des réseaux autonomes[212]. Le Distributeur soumet que les informations ont été fournies sans

---

207 Pièce B-0010, p. 15.
208 Pièce C-GRAME-0009, p. 7.
209 Pièce A-0021, p. 140.
210 Pièce C-GRAME-0009, p. 8 et 9.
211 Pièce A-0035, p. 125 et 126.
212 Pièce C-GRAME-0009, p. 20.

toutefois indiquer le nom des clients afin de se conformer à la *Loi sur la protection des renseignements personnels*[213].

[334] Concernant le coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe[214], le GRAME mentionne que le Distributeur présente plutôt les résultats des tests économiques, dont les tests de neutralité tarifaire, mais ne présente pas individuellement le coût unitaire des interventions. Selon l'intervenant, la décision de la Régie indiquait non seulement de présenter une version plus complète du tableau C-2, mais également un coût unitaire pour les mesures de gestion de la demande en puissance à la pointe[215].

[335] Le GRAME est d'avis que pour que le développement des ressources alternatives pour l'alimentation des réseaux autonomes prenne son envol, comme pour le cas des thermopompes, il sera nécessaire de mettre en place une procédure commerciale précise, favorisant la contribution d'agents commerciaux. Une telle procédure devrait être accompagnée d'un crédit à la consommation qui soit à la hauteur des coûts évités, puisqu'il s'agit d'un effacement de la demande[216].

[336] Enfin, le GRAME recommande que le programme *Portes et fenêtres* fasse l'objet d'une évaluation, par un tiers indépendant, concernant son impact énergétique dans les réseaux autonomes[217].

4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[337] La Régie juge pertinente la recommandation du GRAME en ce qui a trait au programme *Portes et fenêtres*. **Elle demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une évaluation de ce programme, réalisée par un tiers indépendant, eu égard à son impact énergétique dans les réseaux autonomes.**

[338] Quant aux autres recommandations du GRAME, la Régie est d'avis qu'elles ne sont pas pertinentes ou sont insuffisamment justifiées. Elle ne les retient donc pas.

---

213 Pièce A-0021, p. 157.
214 Décision D-2015-018, p. 189, par. 751.
215 Pièce C-GRAME-0009, p. 21.
216 Pièce C-GRAME-0009, p. 23.
217 Pièce C-GRAME-0009, p. 27.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[339] **La Régie prend acte de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur et l'encourage à poursuivre sa recherche de gains d'efficience dans les réseaux autonomes.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

5. ARTICLES 72, 74.1 ET 74.2 DE LA LOI

[340] En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur indiquait ce qui suit :

> « *Les dispositions de l'article 74.1 de la* [Loi] *ne s'appliquent pas aux approvisionnements en réseaux autonomes. Par conséquent, le Distributeur n'est pas tenu de faire approuver par la Régie ni les termes et conditions des appels de propositions pour ces réseaux, ni la méthodologie d'évaluation des propositions.*
>
> *Toutefois, bien que la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité ne soit pas applicable, le processus qu'entend mettre en place le Distributeur pour le lancement des appels de propositions et l'analyse des soumissions est comparable,* [...].
>
> *Par ailleurs, le Distributeur souligne que les besoins et modalités entourant ces appels de propositions font l'objet d'un examen par la Régie et les intervenants, notamment, dans le cadre du présent dossier.*
>
> *Enfin, le Distributeur rappelle qu'il soumettra à la Régie pour approbation les éventuels contrats qui découleront des appels de propositions* »[218].

[341] En lien avec cette réponse, la Régie a demandé aux participants de traiter, dans leur plaidoirie, de la question de l'application des articles 72, 74.1 et 74.2 de la Loi aux approvisionnements dans les réseaux autonomes. Elle a également demandé au Distributeur de préciser ce qu'il demande à la Régie d'approuver en ce qui a trait au plan d'approvisionnement de ces réseaux[219].

[342] Les articles 72, 74.1 et 74.2 de la Loi se lisent comme suit :

---

218 Pièce B-0063, p. 22.

219 Pièces A-0031, p. 211 à 215 et 219 à 229, B-0010, p. 6 et B-0071, p. 4.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

« *72.* […], *tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité* […] *doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme, la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte:*

1° des risques découlant de ses choix de sources d'approvisionnement;

2° pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112;

[…]

Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret.

74.1 Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

[…]

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

[…]

74.2 La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement ».

5.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[343] Le Distributeur soumet que l'article 74.1 de la Loi vise les contrats d'approvisionnement requis pour « *satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* » et, par conséquent, ne s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes.

[344] Le Distributeur invoque les articles 52.1 et 52.2 de la Loi relatifs à la tarification et soumet que les coûts d'approvisionnement dans les réseaux autonomes ne sont pas des

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

« *coûts de fourniture* » au sens de l'article 52.1 de la Loi, mais bien des « *coûts pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* ».

[345] À cet effet, il explique que la définition de « *réseau de distribution d'électricité* »[220] inclut, dans le cas des réseaux autonomes, les « *ouvrages de production* ». De plus, selon lui, aux fins du calcul du « *coût de fourniture de l'électricité patrimoniale* », l'article 52.2 de la Loi exclut « *les volumes alloués aux réseaux autonomes* »[221]. En conséquence, le Distributeur conclut que les volumes alloués aux réseaux autonomes ne peuvent « *excéder* » l'électricité patrimoniale, puisqu'ils en sont exclus. Il soumet que cette interprétation a été confirmée par la Régie dans sa décision D-2002-290[222].

[346] Le Distributeur rappelle également que l'article 62 de la Loi a été modifié[223] afin de lui permettre de conclure un contrat d'approvisionnement pour répondre aux besoins dans les réseaux autonomes. Il explique qu'avant cet amendement, il y avait une incertitude quant à cette possibilité en raison du fait que son droit exclusif de distribution inclut également un droit exclusif de production pour répondre à ces besoins. Il souligne que cet amendement n'incluait cependant aucun encadrement global et précis préalablement à la conclusion d'un contrat, tel que celui prévu à l'article 74.1 de la Loi[224].

[347] Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il présente son plan en réseaux autonomes en vertu de l'article 72 de la Loi, mais que le cadre d'application se distingue de celui relatif au réseau intégré car la réalité des réseaux autonomes n'est pas la même. Il explique que le plan pour le réseau intégré est centré sur l'enjeu d'un équilibre entre l'offre et la demande, en fonction duquel sont examinés les besoins d'approvisionnements additionnels et les caractéristiques des contrats d'approvisionnement envisagés à cette fin.

[348] Pour les réseaux autonomes, le Distributeur présente plutôt un plan d'action visant leur conversion totale ou partielle vers des sources d'énergie permettant une réduction des coûts de distribution et ayant une empreinte environnementale plus faible.

[349] Le Distributeur demande donc à la Régie d'approuver la stratégie et les orientations qu'il a définies à cette fin, soit de lancer des appels de propositions visant la

---

220 Article 2 de la Loi.

221 Pièces B-0072, p. 14 à 16, par. 70 à 75 et A-0033, p. 214 à 220 et 253 à 255.

222 Décision D-2002-290, p. 21 et 22.

223 *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, 2006, c. 46, article 40.

224 Pièces B-0072, p. 16, par. 78 et A-0033, p. 220 et 221.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

réalisation de projets « *techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables d'un point de vue environnemental et accueillis favorablement par les comm*unautés »[225]. Il mentionne également que la mise en œuvre d'appels de propositions est en continuité avec une demande formulée par la Régie dans sa décision relative à l'approbation du plan précédent[226] et qu'elle reflète l'orientation énoncée à cet égard dans le plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.

[350] Le Distributeur souligne que, même si l'examen d'un tel plan d'action n'entrait pas dans le cadre de l'article 72 de la Loi, la Régie a une compétence implicite pour l'effectuer[227]. Il convient cependant que, dans le contexte où un contrat serait envisagé pour combler des besoins additionnels en électricité dans un réseau autonome, le Règlement sur le plan[228] pourrait s'appliquer à certains égards[229].

[351] Enfin, le Distributeur confirme qu'il a l'intention d'obtenir l'approbation de la Régie pour les contrats d'approvisionnement qu'il pourrait éventuellement conclure, en vertu de l'article 62 de la Loi, pour les besoins de réseaux autonomes. Il fait état d'une incertitude quant à la disposition législative en vertu de laquelle une telle demande serait faite. Il admet qu'un argument selon lequel cette dernière doive être faite en vertu du deuxième alinéa de l'article 74.2 de la Loi et du *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie*[230] (le Règlement sur les contrats) est soutenable.

[352] Le Distributeur indique toutefois l'importance d'obtenir une telle approbation afin de pouvoir éventuellement faire reconnaître les coûts associés des contrats à son coût de service et à ses revenus requis aux fins de l'établissement des tarifs de distribution d'électricité. Il soumet que, selon cette perspective, d'autres dispositions pourraient être invoquées pour justifier une demande d'approbation, soit les articles 31(1)(5°), 49, 62 et 73 de la Loi[231].

5.2 POSITION DES INTERVENANTS

---

225 Pièces B-0072, p. 17, par. 79 à 84 et A-0033, p. 210 à 215 et 222 à 231.
226 Décision D-2015-013, p. 41, par. 171.
227 Pièce A-0033, p. 215 et 225.
228 RLRQ, c. R-6.01, r. 8.
229 Pièce A-0033, p. 239 à 245.
230 RLRQ, c. R-6.01, r. 1 et pièce A-0033, p. 243 à 245.
231 Pièce A-0033, p. 232 à 234 et 255 à 259.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

GRAME

[353] Selon le GRAME[232], la question soulevée en l'espèce n'a jamais été tranchée par la Régie. Il soumet que l'extrait de la décision D-2002-290 cité par le Distributeur ne doit pas servir de référence car il s'agit d'un *obiter* (remarque incidente) de la Régie émis dans le cadre d'une décision portant sur un tarif de gestion de la consommation, et non sur les approvisionnements dans les réseaux autonomes. L'intervenant cite également la décision D-2006-123, dans laquelle la Régie a évoqué cette question de droit, sans toutefois la trancher[233].

[354] Référant aux articles 52.1 et 74.1 de la Loi, l'intervenant soumet que l'intention du législateur est claire quant au fait que les approvisionnements autres que ceux inclus dans le volume d'électricité patrimoniale devront faire l'objet d'un appel d'offres dont la procédure aura été adoptée par la Régie, et ce, afin d'assurer un traitement équitable et impartial des fournisseurs qui participeront à de tels appels d'offres.

[355] Au soutien de sa position, le GRAME cite un extrait des notes explicatives de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*[234] (en vertu de laquelle les articles 52.1 et 74.1 ont été introduits), qui mentionne que « *le coût de la fourniture d'électricité autre que de l'électricité patrimoniale est établi au moyen d'une procédure d'appel d'offres et d'un code d'éthique soumis à l'approbation de la Régie* »[235].

[356] Le GRAME ajoute que le Distributeur ne peut se soustraire à une telle obligation en prétendant qu'il prévoit procéder à un « *appel de propositions* » ou à un « *appel d'intérêts* ». Enfin, il soumet que les exigences de surveillance de la procédure d'appel d'offres et d'approbation des contrats par la Régie, prévues à l'article 74.2 de la Loi, s'appliquent aux approvisionnements dans les réseaux autonomes.

ROEÉ

---

232 Pièces C-GRAME-0021, p. 4 à 9 et A-0035 p. 113 à 123.
233 Décision D-2006-123, p. 9.
234 2000, c.22.
235 Pièce C-GRAME-0024.

[357] Selon le ROEÉ[236], les exigences des articles 72 et 74.1 de la Loi en matière de planification des approvisionnements du Distributeur et de procédure d'appel d'offres pour les approvisionnements additionnels s'appliquent aux approvisionnements dans les réseaux autonomes. Il est d'avis que la plus-value de l'appel d'offres favorise « *l'équité, la transparence, le coût optimal* […], *la conversion, la faible empreinte environnementale et l'autonomie énergétique en réseaux autonomes* ».

[358] Au soutien de sa position, le ROEÉ soumet que les dispositions de la Loi doivent, suivant les articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation*[237], recevoir « *une interprétation large, libérale et selon leur finalité en tenant compte de l'entièreté du contexte statutaire* ». Dans cette optique, le ROEÉ réfère à un continuum des dispositions du chapitre VI de la Loi, lues de concert avec les définitions de certains termes énoncées à l'article 2 de la Loi.

[359] Il explique qu'en vertu des articles 60 et 62 de la Loi, le Distributeur est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire québécois et que les exigences prévues à la section II du chapitre VI, notamment celles énoncées aux articles 72 et 74.1 de la Loi, constituent une contrepartie de ce monopole.

[360] L'intervenant souligne que ces exigences s'appliquent autant aux réseaux autonomes qu'au réseau intégré, en tant que « *marchés québécois* »[238], y incluant les prescriptions du Règlement sur le plan. Il soumet également que ce règlement ne fait pas de distinction entre un approvisionnement patrimonial et un approvisionnement « *postpatrimonial* » et que la notion d'« *approvisionnement additionnel* » doit inclure les approvisionnements visant à satisfaire les besoins des marchés des réseaux autonomes par des sources de production autres que thermiques.

[361] Plus particulièrement au fait que l'article 74.1 de la Loi réfère aux contrats visant à satisfaire les besoins « *qui excèdent l'électricité patrimoniale* », le ROEÉ mentionne que :

> « […]. *C'est sûr, par définition, qu'est-ce qui est dans les réseaux autonomes, excède, n'est pas accessible et est exclu de l'électricité patrimoniale. Mais ça ne veut pas dire pour autant que les gens dans les réseaux autonomes ne doivent pas bénéficier lorsqu'on fait appel à la production non... qui n'est pas de celle*

236 Pièces C-ROEÉ-0019, p. 2, 5 et 6 et A-0035, p. 144 à 154 et 163 à 180.
237 RLRQ, c. I-16.
238 Le ROEÉ réfère notamment aux paragraphes 64 à 67 de la décision D-2014-174.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *d'Hydro-Québec directement, ne devrai*[en]*t pas bénéficier de la protection au niveau du coût, puis une protection, nous ensemble, au niveau du coût, et aussi sur les différentes technologies qui sont garanties en quelque sorte, la transparence et tout, qui sont garanties par le système d'appel d'offres* »[239].

[362] L'intervenant ajoute que la procédure d'approbation des contrats issus d'un appel d'offres prévue à l'article 74.2 de la Loi s'applique ensuite. Il mentionne que l'exception prévue à l'article 74.3 de la Loi pourrait peut-être s'appliquer, mais que cela implique au préalable l'adoption d'un règlement par le gouvernement, en vertu du deuxième alinéa de cette disposition.

[363] Enfin, le ROEÉ invoque la décision D-2016-105[240]. Il reconnaît que cette dernière a été rendue dans un contexte de réseau intégré, mais soumet qu'elle illustre l'approche « *large* » que la Régie doit adopter dans l'interprétation de la Loi, en ce qui a trait à l'application de la procédure d'appel d'offres pour « *l'électricité extrapatrimoniale* ». Dans cette optique, le ROEÉ invite la Régie à traiter avec prudence les références du Distributeur à la décision D-2002-290 et à l'expression « *appel de propositions* » mentionnée dans la décision D-2015-013[241].

PNW et SÉ-AQLPA

[364] La PNW et SÉ-AQLPA sont d'avis que le Distributeur n'est pas tenu de suivre la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi, puisque cette disposition ne s'applique que pour les « *contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* ». Selon ces intervenants, les besoins en électricité des réseaux autonomes « *ne peuvent évidemment pas « excéder l'électricité patrimoniale », vu qu'ils ne sont pas couvert*[s] *par l'objet de cette électricité patrimoniale* »[242].

[365] À l'instar du Distributeur, ils invoquent l'analyse des articles 52.1 et 52.2 de la Loi effectuée par la Régie dans sa décision D-2002-290, et sa conclusion selon laquelle le fait que des volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale aux fins du calcul des coûts de fourniture de cette dernière fait en sorte que ces volumes ne peuvent l'excéder. Ils ajoutent que les coûts d'approvisionnement pour les volumes de consommation dans

---

239 Pièce A-0035, p. 170.
240 Décision D-2016-105, en particulier les paragraphes 109, 110, 132, 136 et 137.
241 Décision D-2015-013, p. 41, par. 171.
242 Pièces C-PNW-0015, p. 12, C-SÉ-AQLPA-0027, p. 1 à 36 et A-0037, p. 33.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

les réseaux autonomes font plutôt partie des « *revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* », visés à l'article 52.1 de la Loi.

[366] À cet égard, la PNW et SÉ-AQLPA énoncent une mise en garde en ce qui a trait à la conclusion que le GRAME tire des notes explicatives de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*[243]. Ils soumettent que si le législateur avait voulu, aux articles 52.2 et 74.1 de la Loi, viser les contrats pour satisfaire les besoins des marchés québécois autres que ceux satisfaits par l'électricité patrimoniale, il l'aurait ainsi précisé plutôt que d'employer l'expression « *qui excèdent l'électricité patrimoniale* ».

[367] Ils soumettent également que les décisions D-2014-174[244] et D-2016-105[245] n'avaient pas pour objet de traiter de l'applicabilité de l'article 74.1 de la Loi aux volumes de consommation des réseaux autonomes, ou aux volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours.

[368] La PNW et SÉ-AQLPA précisent que, même si la procédure d'appel d'offres n'est pas obligatoire pour des approvisionnements dans les réseaux autonomes, il est cependant loisible au Distributeur d'y recourir, ou de faire des appels de propositions ou conclure des contrats de gré à gré, selon les besoins et le contexte en cause. Ils soumettent également que ce droit existait même avant l'amendement de l'article 62 de la Loi, en 2006, auquel le Distributeur réfère, et ils expriment des réserves, eu égard au doute soulevé à ce propos par la décision D-2006-123[246], antérieurement à l'amendement.

[369] Par ailleurs, la PNW et SÉ-AQLPA indiquent que l'approbation préalable de la Régie est requise, en vertu du deuxième alinéa de l'article 74.2 de la Loi, à l'égard de tout contrat d'approvisionnement visant à combler des besoins d'électricité dans les réseaux autonomes. Selon eux, le deuxième alinéa de cette disposition et le Règlement sur les contrats s'appliquent autant aux contrats pour lesquels la procédure d'appel d'offres n'est pas requise qu'à ceux à l'égard desquels le recours préalable à cette procédure est obligatoire. Ils soulignent le commentaire du Distributeur voulant qu'un argument en ce sens puisse être considéré.

---

243 Pièce C-GRAME-0024.
244 Décision D-2014-174.
245 Décision D-2016-105.
246 Décision D-2006-123.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[370] La PNW et SÉ-AQLPA indiquent toutefois que, même si la Régie en venait à la conclusion que le second alinéa de l'article 74.2 de la Loi ne s'applique pas aux contrats d'approvisionnement dans les réseaux autonomes, elle a le pouvoir d'exiger qu'ils lui soient soumis pour approbation. Ils invoquent le continuum des pouvoirs de surveillance conférés à la Régie en vertu des paragraphes 2°, 2.1° et 5° de l'article 31(1) de la Loi et de ses pouvoirs d'approbation des caractéristiques des contrats d'approvisionnement, dans le cadre de l'examen du plan d'approvisionnement en vertu de l'article 72 de la Loi et du Règlement sur le plan, le tout en tenant compte de l'article 5 de la Loi. Au soutien de cet argument, la PNW et SÉ-AQLPA réfèrent à l'analyse effectuée par la Régie dans sa décision D-2012-142[247].

[371] La PNW et SÉ-AQLPA rappellent également que, dans sa décision D-2011-162 relative au plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie précisait que « *le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité* ». Ils soumettent qu'un plan propre à chaque réseau autonome doit être soumis à la Régie et que cette dernière a la discrétion d'exiger du Distributeur qu'il lui présente les critères de sélection qui seront applicables aux appels de propositions qu'il envisage.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[372] Suivant les principes modernes d'interprétation des lois, l'interprète doit lire « *les termes d'une loi dans leur contexte global en suivant le sens ordinaire et grammatical qui s'harmonise avec l'esprit de la loi, l'objet de la loi et l'intention du législateur* »[248]. Dans le même sens, les articles 41 et 41.1 de la *Loi d'interprétation* mentionnent que :

> « *41. Toute disposition d'une loi est réputée avoir pour objet de reconnaître des droits, d'imposer des obligations ou de favoriser l'exercice des droits, ou encore de remédier à quelque abus ou de procurer quelque avantage.*
>
> *Une telle loi reçoit une interprétation large, libérale, qui assure l'accomplissement de son objet et l'exécution de ses prescriptions suivant leurs véritables sens, esprit et fin.*

---

247 Décision D-2012-142.

248 *Bell ExpressVu Limited Partnership* c. *Rex*, 2002 CSC 42, par. 26 à 30. Voir également *Katz Group Canada Inc.* c. *Ontario*, 2013 CSC 64, *Chieu* c. *Canada (Ministre de la Citoyenneté et de l'Immigration)*, 2002 CSC 3 et *Glykis* c. *Hydro-Québec*, 2004 CSC 60, [2004] 3 R.C.S. 285.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *41.1 Les dispositions d'une loi s'interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l'ensemble et qui lui donne effet* ». [nous soulignons]

[373] En application de ces règles d'interprétation, et pour les motifs énoncés ci-après, la Régie conclut que :

- la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements en électricité dans les réseaux autonomes;
- le Distributeur doit soumettre, pour approbation par la Régie, en vertu de l'article 74.2 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes; et,
- le Distributeur doit présenter, en vertu de l'article 72 de la Loi, un plan d'approvisionnement spécifique et adapté pour les réseaux autonomes, permettant à la Régie de se prononcer sur les besoins qu'il prévoit et sur les moyens qu'il envisage pour y répondre.

[374] La Régie juge utile de rappeler le contexte législatif dans lequel les articles 72, 74.1 et 74.2 ont été incorporés dans la Loi.

5.3.1 HISTORIQUE LÉGISLATIF

[375] À l'origine, la Loi s'appliquait à la fourniture, au transport et à la distribution par Hydro-Québec, qui était titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion de certains territoires desservis par des systèmes municipaux et privés d'électricité et une coopérative[249]. La « fourniture d'électricité » se définissait comme une activité en aval des postes de distribution pour livraison aux clients[250]. La Régie avait une compétence exclusive pour fixer les tarifs et les conditions de transport et de fourniture d'Hydro-Québec et en surveiller les

[249] *Loi sur la Régie de l'énergie*, 1996, c. 61, articles 1, 2 (« *distributeur d'électricité* »), 60 et 62.
[250] *Ibid*. article 2 (« *réseau de distribution d'électricité* »).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

opérations, afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif[251].

[376] La Loi prévoyait l'obligation pour Hydro-Québec de soumettre à l'approbation de la Régie un plan de ressources pour réaliser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité distribuée à ses clients, ainsi que les contrats d'achat ou d'échange d'électricité qu'il prévoyait conclure. Hydro-Québec devait également obtenir l'autorisation de la Régie pour acquérir, construire ou disposer d'actifs destinés à la production, au transport ou à la distribution d'électricité, ou pour étendre ou modifier son réseau de distribution d'électricité[252].

[377] Aux fins de la tarification, la Régie devait, entre autres, tenir compte de la juste valeur des actifs requis pour l'exploitation des équipements de production, de transport et de distribution d'électricité, des coûts d'approvisionnement et des programmes commerciaux d'Hydro-Québec[253].

[378] En ce qui a trait aux programmes commerciaux, l'approbation de la Régie était requise[254]. La Loi prévoyait spécifiquement ce qui suit à l'égard des réseaux autonomes :

> « *74.* […] *Dans un territoire desservi par un réseau autonome de distribution d'électricité, Hydro-Québec peut également soumettre à l'approbation de la Régie des programmes commerciaux* <u>*visant d'autres formes d'énergie*</u> *afin d'assurer que les consommateurs de ce territoire bénéficient d'un* <u>*approvisionnement en énergie*</u> *leur permettant un traitement équitable* <u>*par rapport à tout autre consommateur d'électricité fournie par Hydro-Québec*</u> *pour le chauffage résidentiel et le chauffage de l'eau* ». [nous soulignons]

[379] En 2000, des modifications substantielles ont été apportées à la Loi ainsi qu'à la *Loi sur Hydro-Québec*[255], en vertu de la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*[256], dont les suivantes, les plus pertinentes aux fins de la présente décision.

---

251 *Ibid.*, articles 31(1)(1° et 2°), 48 et 123 (modifiant l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*).

252 *Ibid.*, articles 31(1)(3°), 72, 73 et 74.

253 *Ibid.*, articles 2 (« *équipement de production d'électricité* » et « *réseau de distribution d'électricité* »), 48, 49(1) (1° et 2°) et 51.

254 *Ibid.*, article 74.

255 RLRQ, c. H-5)

256 *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, 2000, c. 22.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[380] Les activités de production d'électricité d'Hydro-Québec (à l'exception de celles requises pour desservir les besoins des marchés des réseaux autonomes) ont été exclues du champ de compétence de la Régie. Ainsi, le concept de « fourniture d'électricité » a été redéfini comme étant « *l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant* ». Le *« distributeur d'électricité »* a été défini comme étant « *Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité* », et le « fournisseur d'électricité » comme étant « *quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité* ». Il a également été précisé que toute fourniture d'électricité par Hydro-Québec au Distributeur « *est réputée constituer un contrat d'approvisionnement* », cette dernière expression signifiant « *un contrat intervenu entre le* [Distributeur] *et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois* »[257].

[381] Par ailleurs, les activités de distribution d'électricité du Distributeur ont été identifiées essentiellement par rapport à une nouvelle définition de « *réseau de distribution d'électricité* » qui incluait, « *dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité* [du Distributeur], *l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité* »[258]. Cette définition n'a pas été modifiée depuis.

[382] La responsabilité des activités de production d'Hydro-Québec pour les besoins des réseaux autonomes a donc été attribuée exclusivement au Distributeur, de même que celle relative aux programmes commerciaux visant d'autres formes d'énergie pour l'approvisionnement en énergie de ces réseaux, tel qu'il apparaît de l'article 74 de la Loi[259] qui n'a pas été modifié depuis. Par ailleurs, le droit exclusif de distribution a été attribué spécifiquement au Distributeur[260].

[383] En parallèle de ces modifications, Hydro-Québec s'est vu imposer l'obligation d'assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale au Distributeur, pour un volume de 165 TWh[261]. Par l'ajout des articles 74.1 et 74.2 de la Loi, une obligation fut prescrite au Distributeur de soumettre à l'approbation de la Régie une procédure d'appel d'offres et d'octroi, et un code d'éthique applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire deux types de besoins, dont les approvisionnements pour les besoins

---

257 *Ibid.*, articles 1, 2 et 6, modifiant respectivement les articles 1, 2 et 31 de la Loi.
258 *Ibid.*, article 2 modifiant respectivement l'article 2 de la Loi (« *réseau de distribution d'électricité* »).
259 *Ibid.*, article 26, modifiant l'article 74 de la Loi.
260 *Ibid.*, article 20, modifiant l'article 62 de la Loi.
261 *Ibid.*, article 2, modifiant l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

« *qui excèdent l'électricité patrimoniale* ». Il fut également précisé que la Régie surveille l'application de cette procédure et de ce code. L'obligation antérieure d'Hydro-Québec d'obtenir l'approbation de la Régie pour ses contrats d'achat ou d'échange d'électricité fut remplacée par l'obligation du Distributeur d'obtenir une telle approbation pour les contrats d'approvisionnement visés par règlement de la Régie[262].

[384] Également, l'obligation d'Hydro-Québec de soumettre pour approbation à la Régie un plan de ressources a été supprimée. Elle a été remplacée par l'imposition d'une obligation au Distributeur de soumettre périodiquement à l'approbation de la Régie un plan d'approvisionnement, selon les modalités prévues par règlement de cette dernière. L'obligation d'obtenir l'autorisation préalable de la Régie, eu égard aux projets visés par l'article 73 de la Loi concernant le réseau de distribution, a été maintenue et attribuée au Distributeur[263].

[385] Enfin, en lien avec ces modifications, la compétence exclusive de la Régie en matière de fixation de tarifs et de surveillance des opérations afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et qu'ils paient selon un juste tarif a été redéfinie pour s'appliquer dorénavant aux activités relatives à la distribution d'électricité par le Distributeur, y incluant celles relatives à la production d'électricité par ce dernier dans les réseaux autonomes[264]. Les articles 52.1 et 52.2 de la Loi ont été ajoutés pour la prise en compte, dans les tarifs de distribution, des coûts de fourniture d'électricité[265].

[386] En résumé, lors de l'entrée en vigueur de la version initiale de la Loi, le concept de fourniture d'électricité visait la livraison d'électricité aux consommateurs par Hydro-Québec, en tenant compte à la fois de ses activités de production, d'achat, d'échange, de transport et de distribution d'électricité. Ce concept incluait également la fourniture du service d'électricité dans les réseaux autonomes, soit la production et la distribution d'électricité à partir de sources thermiques, mais aussi, la responsabilité d'assurer l'approvisionnement en énergie des consommateurs de ces territoires pour les besoins de chauffage résidentiel et de l'eau par d'autres formes d'énergie que l'électricité.

---

262 *Ibid.*, article 27, ajoutant les articles 74.1 et 74.2 de la Loi.

263 *Ibid.*, articles 23 et 24, modifiant respectivement les articles 72 et 73 de la Loi.

264 *Ibid.*, articles 6, 10, 11, 13 et 63, modifiant respectivement les articles 31, 48, 49 et 51 de la Loi et l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*.

265 *Ibid.*, articles 6, 10, 11 à 13, 15 (modifiant respectivement les articles 31, 48, 49 et 51 de la Loi et y ajoutant les articles 52.1 à 52.3) et 63 (modifiant l'article 22.0.1 de la *Loi sur Hydro-Québec*).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[387] Les modifications apportées à la Loi en 2000 ont fait en sorte que les activités de production d'électricité d'Hydro-Québec ont été exclues de la compétence de la Régie, à l'exception de celles requises pour desservir les besoins des réseaux autonomes, dont la responsabilité exclusive a été attribuée au Distributeur. Toutefois, en ce qui a trait aux approvisionnements en électricité pour les besoins de ces réseaux, se pose la question de la portée de l'obligation du Distributeur de procéder par voie d'appel d'offres, en vertu de l'article 74.1 de la Loi.

[388] C'est à la lumière de ce contexte que la Régie procède ci-après à l'analyse de la portée des articles 72, 74.1 et 74.2 de la Loi en ce qui concerne les réseaux autonomes. Les dispositions pertinentes auxquelles elle réfère sont demeurées substantiellement les mêmes depuis 2000. Les modifications qui y ont été apportées n'ont pas d'incidence pour les fins de l'analyse.

5.3.2 LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES PRÉVUE À L'ARTICLE 74.1 DE LA LOI NE S'APPLIQUE PAS AUX APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES

[389] Selon l'article 74.1 de la Loi, le Distributeur doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement[266] pour deux types de besoins, soit :

- pour « *satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* »; et,
- pour « *les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1 du premier alinéa de l'article 112* » de la Loi.

[390] À l'égard du premier type de besoins en approvisionnement, plus pertinent en l'espèce, il y a d'abord lieu de noter que l'article ne fait pas de distinction explicite entre les « *marchés québécois* » desservis par le réseau intégré du Distributeur et ceux desservis par les réseaux autonomes de ce dernier alors que, en vertu des articles 60 et 62 de la Loi, le Distributeur est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble

[266] Cette procédure et le code d'éthique ont été initialement approuvés par la Régie par sa décision D-2001-191. Des modifications y ont été apportées par la suite.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

du territoire du Québec, à l'exception des territoires expressément exclus à l'article 62 de la Loi[267].

[391] Par conséquent, il y a lieu de se demander ce que signifie l'expression « *marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* », les participants ayant des interprétations différentes à cet égard, tel qu'il appert du résumé ci-haut de leurs positions respectives.

[392] En ce qui a trait à la tarification de l'électricité, le législateur utilise la même expression à l'article 52.2 de la Loi. Cette disposition, ainsi que l'article 52.1 de la Loi, sont rédigés comme suit :

> « *52.1. Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie,* […], *la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* […].
>
> […]
>
> *52.2. Les coûts de fourniture d'électricité visés à l'article 52.1 sont établis par la Régie en additionnant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale et les coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.*
>
> *Aux fins du premier alinéa, le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale est établi par l'addition des produits du volume de consommation patrimoniale de chaque catégorie de consommateurs par le coût alloué respectivement à ces catégories de consommateurs en considérant que:*
>
> *1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes*

[267] Tel que constaté antérieurement par la Régie, en particulier dans sa décision D-2014-174, aux paragraphes 64, 65 et 67.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement.* […]*;*
>
> […] ». [nous soulignons]

[393] Ainsi, au premier alinéa de l'article 52.2 de la Loi, le législateur prévoit, pour établir les « *coûts de fourniture d'électricité* » nécessaires à la fixation d'un tarif, l'addition des coûts suivants :

- le « *coût de fourniture de l'électricité patrimoniale* »;
- les « *coûts des contrats d'approvisionnement* » conclus pour « *satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* », ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112 de la Loi.

[394] En ce qui a trait plus particulièrement au « *coût de fourniture de l'électricité patrimoniale* », il est établi en considérant que « *le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures* ». Le législateur indique que ce « *volume exclut* » :

- les « *volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours* »;
- les volumes « *alloués aux réseaux autonomes* »; et,
- les « *volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement* ».

[395] Ainsi, les volumes « *alloués aux réseaux autonomes* » sont exclus du « *volume de consommation patrimoniale* » de 165 TWh et ne sont pas considérés comme « *coût de fourniture d'électricité* » aux fins de la tarification fixée par la Régie en application de l'article 52.1 de la Loi. Ces volumes sont plutôt considérés dans les « *revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* », plus particulièrement, les coûts de production des volumes d'électricité distribuée par le Distributeur dans les réseaux autonomes puisque, tel que mentionné précédemment, l'activité de production d'électricité pour les besoins des réseaux autonomes fait partie de l'exploitation du « *réseau de distribution d'électricité* », défini comme suit, à l'article 2 de la Loi :

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> « *2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par :*
>
> […]
>
> *« réseau de distribution d'électricité » : l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité;* ». [nous soulignons]

[396] Dans sa décision D-2002-290, la Régie a inféré de l'analyse des articles 52.1 et 52.2 de la Loi que le fait que des volumes y « *soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement pas considérés* »[268].

[397] La Régie en a donc conclu que la procédure préalable d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi n'était pas obligatoire à l'égard de l'approvisionnement pour les volumes d'électricité exclus du volume d'électricité patrimoniale, à l'exception des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. Elle mentionnait, ce qui suit :

> « […] *Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel d'offres, il l'aurait prévu expressément.*
>
> *D'ailleurs, c'est exactement ce que le législateur a fait dans le cas des volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. L'article 52.2 exclut ces blocs du volume d'électricité patrimoniale, au même titre que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, mais l'article 74.1 prévoit que la procédure d'appel d'offres s'applique aux besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. La Régie est d'avis que si le législateur avait voulu que la procédure d'appel d'offres s'applique aux volumes découlant des tarifs de*

[268] Décision D-2002-290, p. 21.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *gestion de la consommation, il l'aurait dit spécifiquement à l'article 74.1 de la Loi comme il l'a fait pour les blocs d'énergie* »[269]. [nous soulignons]

[398] Il est exact, comme le souligne le GRAME, que la décision D-2002-290 concerne un tarif de gestion de la consommation et qu'elle ne porte pas spécifiquement sur les volumes alloués aux réseaux autonomes. Toutefois, de l'avis de la Régie, le constat qu'elle y exprime ne constitue pas un *obiter* à l'égard de ces derniers. En effet, l'analyse qu'elle y fait de l'article 74.1 de la Loi concerne expressément les quatre types de volumes exclus de l'électricité patrimoniale en vertu de l'article 52.2 de la Loi, dont ceux alloués aux réseaux autonomes, et la distinction qu'elle établit, eu égard à la présence d'une disposition visant expressément les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie, s'applique non seulement aux volumes découlant d'un tarif de gestion mais aussi à ceux découlant d'un tarif d'énergie de secours et à ceux alloués aux réseaux autonomes.

[399] Dans le présent dossier, la Régie est d'avis que ce constat est toujours valable et qu'il n'y a pas lieu de le modifier à l'égard de l'approvisionnement pour desservir les besoins des réseaux autonomes, pour les raisons présentées ci-après.

[400] Ce constat est cohérent avec les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale fourni par le Producteur, laquelle n'est livrée qu'au réseau intégré du Distributeur. Cela découle du décret relatif à l'électricité patrimoniale[270] (le Décret) que le gouvernement a adopté en vertu de l'article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*, tel que modifié en même temps que les modifications précitées à la Loi et qui prévoit que :

> « *Le gouvernement fixe les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures. Cet approvisionnement doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité* »[271].

[401] Le Décret stipule notamment ce qui suit :

---

269 Décision D-2002-290, p. 21 et 22.

270 *Décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*, (2001) 133 G.O. II, 7706.

271 *Loi sur Hydro-Québec*, article 22 (tel que modifié par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, 2000, c.22, a. 62).

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

« […]

1. L'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale est assuré par la fourniture d'électricité produite ou achetée par [Hydro-Québec] […]*;*

2. L'électricité patrimoniale est livrée au distributeur d'électricité aux points de raccordement du réseau de distribution et, lorsque des clients sont directement raccordés au réseau de transport, aux points de raccordement de ce réseau […]*;*

3. Le volume annuel d'électricité patrimoniale correspondant aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures est établi en soustrayant de la somme des volumes de vente du distributeur et des volumes de pertes de transport et de distribution d'électricité, les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes, ceux approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement ainsi que, le cas échéant, les volumes découlant des contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale;

[…]

5. Le fournisseur d'électricité doit rendre disponible le volume annuel d'électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu'à concurrence de 178,86 térawattheures, présenté au profil des livraisons d'électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissances classées à conditions climatiques normales, annexés au présent décret;

[…]

7. L'énergie associée à la puissance mobilisée en dépassement du profil annuel fait partie de l'électricité patrimoniale tant que le volume de consommation des marchés québécois n'excède pas pour une année donnée 165 térawattheures;

8. À compter de la première année durant laquelle le volume de consommation des marchés québécois excède 165 térawattheures, l'énergie associée à la puissance mobilisée en dépassement du profil annuel ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale;

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

> *9. Le volume d'électricité patrimoniale est mesuré à chaque heure aux points de livraison sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité et est totalisé mensuellement;*
>
> *10. Le coût de l'électricité patrimoniale s'établit en multipliant le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale tel qu'établi en vertu de l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, tel qu'introduit par l'article 15 de la Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives, par le volume mensuel d'électricité patrimoniale fourni par le fournisseur d'électricité. Le produit est imputé mensuellement au distributeur d'électricité* ». [nous soulignons]

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[402] Il ressort clairement de l'article 3 du Décret, non seulement que les volumes alloués aux réseaux autonomes ne font pas partie de l'électricité patrimoniale, mais qu'ils ne font pas, non plus, partie des « *volumes découlant des contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* », puisqu'ils constituent spécifiquement une catégorie de volumes distincts de ces derniers.

[403] Cette conclusion est également cohérente avec le fait que, en vertu des articles 2, 5, 7, 8 et 9 du Décret, l'électricité patrimoniale est l'électricité livrée par le Producteur sur le réseau intégré du Distributeur (ou, dans certains cas, sur le réseau de transport d'Hydro-Québec) et que le volume d'électricité patrimoniale est mesuré sur ces réseaux.

[404] L'électricité livrée qui excède 165 TWh est celle qui est en dépassement du profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, en annexe au Décret. Cela ne peut, de toute évidence, s'appliquer aux réseaux autonomes, dont l'approvisionnement provient, pour chaque réseau, de la production du Distributeur à partir de sources thermiques. Enfin, cette conclusion est cohérente avec la notion d'« *accès au volume d'électricité patrimoniale* » servant à la détermination de la part du volume de consommation patrimoniale annuelle de chaque catégorie de consommateurs dans le calcul du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale[272].

[405] Par conséquent, les « *besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* », souvent qualifiés, comme les approvisionnements requis pour y répondre, de « *postpatrimoniaux* » ou « *extrapatrimoniaux* », ne peuvent être interprétés comme

---

[272] Article 52.2 (2)(1°)de la Loi.

synonymes de « *besoins autres que l'électricité patrimon*iale », malgré l'emploi de cette dernière expression aux notes explicatives de la loi modificatrice de 2000. Si telle avait été l'intention du législateur, il aurait employé le terme « *autre* », à l'article 74.1 de la Loi, comme il l'a fait, ultérieurement, au deuxième alinéa de l'article 71.1 de la Loi[273], en ne faisant pas de distinction entre les catégories de volumes autres que la fourniture d'électricité patrimoniale sur le réseau intégré.

[406] Par ailleurs, la Régie est d'avis que ses décisions D-2014-174 et D-2016-105 ne peuvent servir d'assises pour inférer une conclusion voulant que la procédure d'appel d'offres est requise pour les approvisionnements dans les réseaux autonomes. L'analyse de la Loi dans ces décisions ne traite pas de cette question. La décision D-2014-174 porte sur les approvisionnements relatifs à des blocs d'électricité déterminés par règlements du gouvernement, alors que la décision D-2016-105 concerne des modifications apportées à un contrat d'approvisionnement conclu à la suite d'un appel d'offres.

[407] Il s'ensuit que la conclusion suivante demeure justifiée, à savoir que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements que le Distributeur voudrait acquérir pour les besoins des réseaux autonomes en remplacement ou en supplément de sa propre production. Si le législateur avait voulu assujettir de tels approvisionnements à cette procédure, il l'aurait prévu expressément pour cette catégorie de volumes, comme il l'a fait pour les volumes en excédent de l'électricité patrimoniale et pour les volumes visés par des blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. Il ne l'a pas fait, notamment en 2006, tel que souligné par le Distributeur, lorsqu'il a précisé que le droit exclusif de distribution de ce dernier ne l'empêchait pas de conclure un contrat d'approvisionnement pour combler des besoins dans un réseau autonome[274].

[408] **En conséquence, la Régie est d'avis que la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi ne s'applique pas aux approvisionnements dans les réseaux autonomes.**

5.3.3 LE DISTRIBUTEUR DOIT SOUMETTRE, POUR APPROBATION PAR LA RÉGIE, LES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT QU'IL ENTEND CONCLURE POUR

[273] *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 4 juin 2014 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2015-2016*, 2015, c.8, a. 17, ajoutant l'article 71.1 de la Loi.

[274] *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, 2006, c. 46, a. 40, modifiant l'article 62 de la Loi.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

RÉPONDRE AUX BESOINS DES RÉSEAUX AUTONOMES ET PRÉSENTER UN PLAN D'APPROVISIONNEMENT SPÉCIFIQUE POUR CES RÉSEAUX

[409] L'article 72 de la Loi et le Règlement sur le plan ne font pas de distinction, en ce qui a trait aux « *besoins des marchés québécois* » du Distributeur, entre ceux desservis par le réseau intégré et ceux des réseaux autonomes. Ils ne font également pas de distinction à l'égard des sources d'approvisionnement pour répondre à ces besoins, contrairement à l'article 74.1 de la Loi en ce qui a trait à l'obligation de procéder à un appel d'offres. Il en est de même pour ce qui est de l'article 74.2 de la Loi et du Règlement sur les contrats.

[410] Il est exact, comme le mentionne le Distributeur, que ces dispositions, modifiées en 2000, ainsi que leurs règlements d'application, sont entrés en vigueur alors que la réponse aux besoins des réseaux autonomes était exclusivement fondée sur la production d'électricité à partir de sources thermiques et que certaines exigences qu'ils contiennent sont afférentes à des besoins des marchés desservis par le réseau intégré, qui seront comblés par des contrats d'approvisionnement issus d'un appel d'offres dans les cas prévus à l'article 74.1 de la Loi.

[411] De plus, le fait que l'obligation du Distributeur de soumettre ses contrats à l'approbation de la Régie soit prévue au deuxième alinéa de l'article 74.2 de la Loi, immédiatement après la stipulation énoncée au premier alinéa selon laquelle la Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres, peut laisser entendre que seuls les contrats visant à répondre aux besoins des deux catégories précitées spécifiées à l'article 74.1 de la Loi doivent être soumis à l'approbation de la Régie.

[412] Cependant, l'analyse de l'historique législatif permet de conclure que le Distributeur doit présenter à la Régie, pour approbation, un plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes en vertu de l'article 72 de la Loi, selon la périodicité et les exigences fixées au Règlement sur le plan, ainsi que les contrats d'approvisionnement qu'il prévoit conclure pour répondre aux besoins de ces réseaux, selon les exigences fixées au Règlement sur les contrats.

[413] Tel que mentionné précédemment, les obligations imposées à l'origine à Hydro-Québec de soumettre à l'approbation de la Régie un plan de ressources et ses contrats d'achat d'électricité, et d'obtenir son autorisation pour certaines activités concernant les immeubles ou les actifs destinés à la distribution d'électricité et l'utilisation du réseau de distribution, ont par la suite été transférées au Distributeur, y

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

compris les obligations d'Hydro-Québec relatives à la production et à la distribution d'électricité pour répondre aux besoins des réseaux autonomes.

[414] De même, la compétence exclusive initiale de la Régie en matière de surveillance des opérations d'Hydro-Québec afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants et paient selon un juste tarif a été maintenue, eu égard aux opérations du Distributeur dont, notamment, l'examen des coûts pour desservir les besoins des consommateurs dans les réseaux autonomes aux fins de la fixation des tarifs de distribution[275].

[415] Or, il est de connaissance générale que les coûts de production d'électricité du Distributeur pour desservir les réseaux autonomes sont très élevés, particulièrement ceux situés au nord du 53e parallèle. Le fait que la Loi fasse exception de l'uniformité tarifaire par catégorie de consommateurs pour ces derniers en témoigne[276].

[416] Dans ce contexte, la Régie est d'avis que sa compétence en matière de surveillance des opérations, des approvisionnements et des tarifs du Distributeur doit s'appliquer avec autant de rigueur à l'égard du service d'électricité dans les réseaux autonomes qu'à l'égard de celui en réseau intégré.

[417] De plus, le fait que certaines dispositions du Règlement sur le plan et du Règlement sur les contrats s'appliquent à l'égard d'approvisionnements devant faire l'objet d'un appel d'offres ne modifie pas cette conclusion. Il en est de même en ce qui concerne le fait que l'obligation du Distributeur de faire approuver ses contrats d'approvisionnement soit stipulée au deuxième alinéa de l'article 74.2 de la Loi, immédiatement après l'énoncé relatif à la surveillance de la procédure d'appel d'offres. L'argument basé sur la disposition de ce texte n'est pas péremptoire et doit céder le pas à l'analyse contextuelle des dispositions relatives à la compétence exclusive de la Régie et, surtout, aux objectifs explicites de son pouvoir de surveillance.

[418] Au surplus, la Régie précise que, si elle en était venue à la conclusion que les articles 72 et 74.2 de la Loi ne s'appliquent pas aux approvisionnements en réseaux autonomes, elle aurait néanmoins conclu, à l'instar du Distributeur, qu'elle a une compétence implicite sur les matières visées par ces articles. La Régie réfère à cet égard,

---

275 RLRQ, c. R-6.01., article 31 et *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives*, 2000, c. 22, article 6 modifiant l'article 31 de la Loi.

276 En vertu du troisième alinéa de l'article 52.1 de la Loi, en vigueur et inchangé depuis 2000.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

au continuum de ses pouvoirs, tel que décrit dans sa décision D-2012-142[277], dont la substance s'applique à la réalité du service d'électricité pour les besoins des réseaux autonomes, avec les adaptations requises (compte tenu, notamment, du fait que la procédure d'appel d'offres n'est pas obligatoire pour les approvisionnements requis pour répondre aux besoins de ces réseaux).

[419] Cela dit, la Régie convient avec le Distributeur que le cadre d'analyse relatif au plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes se distingue de celui relatif au réseau intégré. En effet, la réalité des réseaux autonomes n'est pas la même et ce plan vise davantage la conversion des sources d'énergie afin de réduire les coûts pour desservir les marchés de ces réseaux, que des mesures pour répondre à une augmentation de la demande d'électricité.

[420] Ainsi, la Régie conçoit que, selon les besoins à satisfaire et le contexte afférent à chaque réseau autonome, le Distributeur puisse, selon le cas, négocier et conclure de gré à gré un contrat d'approvisionnement ou procéder, au préalable, à un appel d'offres, à un appel de propositions ou à un appel d'intérêts.

[421] La Régie est cependant d'avis que le Distributeur doit être le plus précis possible à ce sujet, lors de la présentation de son plan d'approvisionnement, et ce, pour les différents réseaux autonomes. La description de l'évolution de sa stratégie doit également être la plus précise possible, dans le cadre des états d'avancement de son plan que le Distributeur doit déposer annuellement à la Régie.

[422] **En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur doit soumettre pour approbation, en vertu de l'article 72 de la Loi, les contrats d'approvisionnement qu'il entend conclure pour répondre aux besoins des réseaux autonomes et présenter un plan d'approvisionnement spécifique pour ces réseaux.**

DEMANDE D'ORDONNANCE DE CONFIDENTIALITÉ

[423] Tel que mentionné précédemment, le Distributeur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel en vertu de l'article 30 de la Loi pour interdire

[277] Décision D-2012-142, p. 20 à 38, par. 60 à 106.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

la divulgation, la publication ou la diffusion des informations de nature confidentielle contenues au Tableau 2A-1 de la pièce B-0008, soit les prévisions économiques de long terme du Conference Board du Canada, et de la version intégrale de ce tableau déposée sous pli confidentiel comme pièce B-0012.

[424] La Régie constate que, conformément à l'article 34 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*[278] (le Règlement), le Distributeur a déposé au dossier public de sa demande d'approbation du Plan une version du Tableau 2A-1 où les données provenant du Conference Board du Canada sont caviardées.

[425] Le Règlement prévoit que toute contestation d'une demande de traitement confidentiel doit être déposée au plus tard dans les cinq jours ouvrables suivant le dépôt de la demande[279]. Aucune contestation de la demande d'ordonnance de traitement confidentiel n'a été déposée.

[426] En vertu de l'article 30 de la Loi, la Régie « *peut interdire ou restreindre la divulgation, la publication ou la diffusion de renseignements ou de documents qu'elle indique, si le respect de leur caractère confidentiel ou l'intérêt public le requiert* ».

[427] Au soutien de sa demande d'ordonnance, le Distributeur explique que les prévisions de long terme du Conference Board du Canada incluses au Tableau 2A-1 ont été transmises sous pli confidentiel, en raison de l'obligation de confidentialité à laquelle le Distributeur est tenu et du caractère commercial de cette information pour le Conference Board du Canada.

[428] Dans l'affirmation solennelle du directeur général, il est notamment mentionné que le Conference Board du Canada est un organisme de recherche indépendant et entièrement privé, qui vend et distribue ses produits de prévisions économiques au secteur privé et à plusieurs ministères et organismes gouvernementaux. Hydro-Québec, en tant que cliente de la prévision économique, a accès aux données et rapports d'analyse. Il est également précisé que la prévision provinciale de long terme du Conference Board du Canada ne peut être diffusée publiquement par les clients, les médias et les autres utilisateurs de données, puisque l'organisme vend ce produit et que la base de clients potentiels pour ce type de produit est restreinte. Il ajoute que le travail à cet égard est fait

278 R-6.01, r. 4.1.
279 R-6.01, r. 4.1, article 35.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

une seule fois par année et qu'afin de couvrir les frais encourus, les résultats ne sont pas divulgués publiquement.

[429] La Régie est d'avis que les motifs invoqués par le directeur général du Conference Board du Canada dans son affirmation solennelle justifient l'octroi de l'ordonnance demandée. **En conséquence, elle accueille la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur.**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

FRAIS DES INTERVENANTS

[430] Entre les 16 juin et 5 juillet 2017, la Régie reçoit les demandes de paiement de frais de l'ACEFQ, de la FCEI, du GRAME, de la PNW, du RNCREQ, du ROEÉ, de SÉ-AQLPA et de l'UC.

[431] Le 13 juillet 2017, le Distributeur transmet ses commentaires sur les demandes de paiement de frais. Il s'en remet à la Régie quant au caractère nécessaire des frais demandés et à l'utilité des interventions. Il formule néanmoins des commentaires à l'égard des demandes de paiement de frais déposées par l'ACEFQ, la FCEI, la PNW, le ROEÉ et SÉ-AQLPA.

[432] Entre les 14 et 24 juillet 2017, l'ACEFQ, la PNW, le ROEÉ et SÉ-AQLPA répliquent aux commentaires du Distributeur.

Cadre juridique

[433] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner au Distributeur de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[434] Le *Guide de paiement des frais 2012*[280] (le Guide) ainsi que le Règlement encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut payer ou ordonner de payer.

---

280 Guide de paiement des frais 2012.

[435] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 15 du Guide, et l'utilité de la participation des intervenants en tenant compte des critères prévus à l'article 16 de ce dernier.

[436] Enfin, la Régie prend en considération la conformité, par les intervenants, aux précisions qu'elle a formulées dans ses décisions D-2017-006[281] et D-2017-038[282].

Frais réclamés et frais octroyés

[437] Les demandes de paiement de frais de l'ACEFQ, de la FCEI, du GRAME, de la PNW, du RNCREQ, du ROEÉ, de SÉ-AQLPA et de l'UC totalisent la somme de 524 477,08 $. À ce montant, s'ajoutent les frais demandés par les intervenants pour leur participation à la séance de travail du 14 novembre 2017, soit 400 $ par intervenant avec taxes et frais de déplacement lorsqu'applicables. Cette séance de travail portait sur la gestion des « bâtonnets » de la courbe des puissances classée de l'approvisionnement en électricité patrimoniale[283].

[438] La Régie se prononce, ci-après, sur chacune des demandes de paiement de frais déposées par les intervenants.

ACEFQ

[439] L'ACEFQ demande le paiement de frais totalisant 30 226,37 $ pour sa participation au dossier.

[440] Le Distributeur se dit surpris que cette demande soit supérieure de près de 16 % au budget de participation. Il souligne que certains sujets dont l'ACEFQ entendait traiter ont été écartés par la Régie dans les décisions D-2017-006 et D-2017-038.

[441] L'ACEFQ précise que son budget prévisionnel ne comportait pas de temps pour la préparation et la participation à l'audience. Quant aux frais de l'analyste et de l'avocat, l'intervenante fait état d'une diminution de 21 % et 42 % respectivement par rapport au budget prévisionnel.

---

281 Décision D-2017-006, p. 16.
282 Décision D-2017-038, p. 5 et 6.
283 Décision D-2017-038, p. 6, par. 16.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[442] La Régie juge que les frais réclamés par l'intervenante sont raisonnables et que sa participation a été utile à ses délibérations. Elle lui accorde donc, après ajustement[284], la totalité de frais admissibles, soit 28 602,44 $, taxes incluses.

FCEI

[443] La FCEI demande le paiement de frais totalisant 61 177,67 $ pour sa participation au dossier.

[444] Le Distributeur note que les frais réclamés pour le travail des avocats de la FCEI totalisent plus de 105 heures alors que le budget de préparation prévoyait 46 heures. Il est d'avis qu'aucun sujet particulier dont l'intervenante devait traiter ne peut expliquer ce dépassement.

[445] La Régie constate que les heures consacrées par les avocats de la FCEI, tant pour la préparation que pour l'audience, soit plus de 160 heures, sont de beaucoup supérieures à celles réclamées par les avocats des autres intervenants. À l'instar du Distributeur, la Régie ne peut identifier un sujet particulier traité par l'intervenante qui aurait pu justifier ce nombre d'heures. La Régie rappelle que chaque intervenant doit justifier le montant réclamé. Bien que son intervention ait été utile à ses délibérations, la Régie juge raisonnable d'accorder à la FCEI la somme de 50 000 $, taxes incluses.

GRAME

[446] Le GRAME demande le paiement de frais totalisant 62 618,47$ pour sa participation au dossier. Bien que la participation de l'intervenant ait été utile à ses délibérations, la Régie est d'avis que le total des heures consacrées par les analystes, soit 213,65 heures pour la préparation du dossier et la présence à l'audience est déraisonnable, notamment en raison des enjeux qu'il a traités. La Régie juge raisonnable d'accorder au GRAME la somme 50 000,00 $, taxes incluses.

PNW

[284] Ajustement des taxes selon le statut fiscal ainsi que de la dépense d'hébergement selon le coût réel par nuit, et en fonction d'un montant maximal de 165 $.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[447] La PNW demande le paiement de frais totalisant 69 539,46 $ pour sa participation au dossier.

[448] Le Distributeur réfère à la décision D-2017-006, dans laquelle la Régie jugeait « *déraisonnable le budget proposé* […] *pour traiter un nombre limité d'enjeux ciblés* » et questionnait le recours à trois analystes. Le Distributeur note que les frais demandés sont supérieurs de près de 5 % au budget de participation.

[449] La Régie juge que la participation de la PNW a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi, ainsi que sur la prestation des analystes. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par l'avocat de la PNW est déraisonnable, notamment en raison du nombre d'enjeux limité et du fait qu'il représentait également SÉ-AQLPA, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.

[450] La Régie juge raisonnable d'accorder à la PNW la somme de 50 000 $, taxes incluses.

RNCREQ

[451] Le RNCREQ demande le paiement de frais totalisant 120 895,69 $ pour sa participation au dossier. Les frais admissibles, après ajustement[285], sont de 120 605,93 $.

[452] Bien que la participation de l'intervenant ait été utile à ses délibérations, la Régie est d'avis que le total des heures consacrées par les analystes, soit 213 heures pour la préparation du dossier et la présence à l'audience, est déraisonnable, d'autant plus que la demande portant sur un nouvel indicateur de la performance de la stratégie d'approvisionnement à court terme a fait l'objet d'un examen par la Régie, notamment dans le dossier relatif au mécanisme de règlementation incitative.

[453] En conséquence, la Régie juge raisonnable d'accorder la somme de 80 000 $, taxes incluses, au RNCREQ.

ROEÉ

[285] Ajustement de la dépense d'hébergement selon le coût réel par nuit et de la dépense de transport, laquelle est incluse dans l'allocation forfaitaire de 3 %.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[454] Le ROEÉ demande le paiement de frais totalisant 57 257,02 $ pour sa participation au dossier.

[455] La Régie juge que la participation du ROEÉ a été utile à ses délibérations et que les frais réclamés par l'intervenant sont raisonnables, compte tenu des enjeux traités. Elle lui octroie donc la totalité des frais réclamés.

SÉ-AQLPA

[456] SÉ-AQLPA demande le paiement de frais totalisant 89 610,26 $ pour sa participation au dossier.

[457] Selon le Distributeur, les frais réclamés sont particulièrement élevés. Il estime que le nombre d'heures pour les analystes est considérable eu égard à la preuve administrée, notamment en ce qui a trait à l'analyse portant sur le réseau intégré.

[458] SÉ-AQLPA soulève les mêmes arguments que ceux présentés par la PNW dans sa réplique aux commentaires du Distributeur à l'égard du nombre d'heures consacrées au dossier.

[459] Plus particulièrement, en ce qui a trait à l'analyse portant sur le réseau intégré, SÉ-AQLPA affirme s'être conduit de façon responsable en limitant son intervention après avoir pris connaissance de la preuve déposée au dossier.

[460] La Régie juge que la participation de SÉ-AQLPA a été utile à ses délibérations, notamment en ce qui a trait à la question portant sur l'application de l'article 74.1 de la Loi. La Régie note toutefois que le nombre d'heures réclamé par l'avocat de SÉ-AQLPA est déraisonnable, d'autant plus qu'il représentait également la PNW, dont certains sujets d'intervention se recoupaient.

[461] La Régie juge raisonnable d'accorder à SÉ-AQLPA la somme de 50 000 $, taxes incluses.

UC

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

[462] L'UC demande le paiement de frais totalisant 33 152,14 $ pour sa participation au dossier.

[463] La Régie juge que la participation de l'UC a été utile à ses délibérations et que les frais réclamés par l'intervenante sont raisonnables, compte tenu des enjeux traités. Elle lui octroie donc la totalité des frais réclamés.

Synthèse des frais réclamés, admissibles et octroyés

[464] Les frais réclamés par les intervenants ainsi que les frais admissibles et octroyés par la Régie pour l'ensemble du dossier sont détaillés au tableau suivant. Le montant total des frais octroyés est de 399 011,60 $.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 19
FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS
(TAXES INCLUSES)

Intervenants	Frais réclamés	Frais admissibles	Frais octroyés
ACEFQ	30 226,17 $	28 602,44 $	28 602,44 $
FCEI	61 177,67 $	61 177,67 $	50 000,00 $
GRAME	62 618,47 $	63 911,41 $	50 000,00 $
PNW	69 539,46 $	69 539,46 $	50 000,00 $
RNCREQ	120 895,69 $	120 605,93 $	80 000,00 $
ROEÉ	57 257,02 $	57 257,02 $	57 257,02 $
SÉ-AQLPA	89 610,26 $	89 610,26 $	50 000,00 $
UC	33 152,14 $	33 152,14 $	33 152,14 $
TOTAL	**524 477,08** $	**523 856,33 $**	**399 011,60 $**

[465] À ces montants, s'ajoutent ceux réclamés pour la participation des intervenants à la séance de travail du 14 novembre 2017, tel que présenté ci-après.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

TABLEAU 20
FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS OCTROYÉS
(TAXES INCLUSES)

Intervenants	Frais réclamés ($)	Frais accordés ($)
ACEFQ	739,55	686,24
FCEI	881,00	481,00
GRAME	400,00	400,00
ROEÉ	459,90	459,90
RNCREQ	919,80	459,90
SÉ-AQLPA	459,90	459,90
UC	400,00	400,00
TOTAL	**4 260,15**	**3 346,94**

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

PROGRAMME DE CHAUFFE-EAU INTERRUPTIBLE

[466] Le Distributeur estime que le potentiel du Programme de chauffe-eau interruptible pourrait correspondre à un outil de gestion de la puissance de l'ordre de 450 MW. Cependant, son démarrage est repoussé depuis plus de deux ans en raison de considérations liées à un risque de légionellose[286].

[467] Comme indiqué précédemment par sa décision D-2017-064, la Régie a demandé au Distributeur de déposer une preuve additionnelle présentant un état détaillé de la situation en ce qui a trait au Programme de chauffe-eau interruptible, celle-ci devant particulièrement inclure[287] :

- le potentiel technico-économique du Programme de chauffe-eau interruptible;
- le potentiel commercial réalisable du Programme de chauffe-eau interruptible;
- les enjeux techniques et de santé publique qu'il comporte ainsi que les normes en vigueur qui y sont associées;

[286] Pièce B-0006, p. 21 et dossier R-3980-2016, pièce A-0042, p. 74 et 76.
[287] Décision D-2017-064, p. 7.

- les études dont le Distributeur dispose à l'égard des enjeux techniques et de santé publique;
- tout autre élément de preuve pertinent à l'examen du Programme de chauffe-eau interruptible et des enjeux qu'il soulève;
- les pistes de solutions identifiées pour résoudre ces enjeux.

[468] La Régie a également demandé spécifiquement au Distributeur de consulter les instances suivantes, afin de recueillir leur position à l'égard du Programme de chauffe-eau interruptible pouvant présenter un obstacle à sa réalisation :

- l'Institut national de santé publique du Québec;
- la Direction de santé publique de l'Estrie;
- Hydro-Sherbrooke;
- la Régie du bâtiment;
- la Corporation des maîtres électriciens du Québec;
- la Corporation des maîtres mécaniciens en tuyauterie du Québec;
- toute autre instance intéressée (CanmetÉNERGIE, Institut de recherche d'Hydro-Québec, etc.).

[469] Le 12 octobre 2017, le Distributeur a déposé une preuve additionnelle[288]sur le Programme de chauffe-eau interruptible. La Régie note que le 24 octobre 2017, CaSA Appareils Connectés Ltée a déposé des commentaires à l'égard de cette preuve additionnelle du Distributeur. Elle note également la demande d'intervention déposée le 8 décembre 2017.

[470] La Régie informe les participants qu'elle entend tenir une audience sur cet enjeu en 2018 et qu'elle fixera ultérieurement un échéancier de traitement. Elle se prononcera ultérieurement sur la demande d'intervention de CaSA Appareils Connectés Ltée.

[471] **Considérant ce qui précède,**

[288] Pièce B-0081.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

2017 CanLII 89911 (QC RDE)

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

ACCUEILLE la demande d'ordonnance de traitement confidentiel du Distributeur;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion de la pièce B-0012 ainsi que des informations caviardées au Tableau 2A-1 de la pièce B-0008 ;

OCTROIE aux intervenants les frais indiqués dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Louise Rozon
Régisseur

Simon Turmel
Régisseur

Représentants :

Association coopérative d'économie familiale de Québec (ACEFQ) représentée par Me Denis Falardeau;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par Me André Turmel et Me Jean-Philippe Therriault;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par Me Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par Me Éric Fraser et Me Simon Turmel;

La Première Nation de Whapmagoostui (PNW) représentée par Me Dominique Neuman;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ) représenté par Me Franklin S. Gertler et Me Nicholas Ouellet;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par Me Prunelle Thibault-Bédard;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par Me Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par Me Hélène Sicard.

2017 CanLII 89911 (QC RDE)