

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020
RÉSEAU INTÉGRÉ**

Table des matières

1	CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET SUIVI	7
1.1	RAPPEL DE LA STRATÉGIE PRÉSENTÉE DANS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017	8
1.2	SUIVI DE LA STRATÉGIE	9
2	PRÉVISION DE LA DEMANDE	10
2.1	PRÉSENTATION DU SCÉNARIO MOYEN	10
2.1.1	Hypothèses démographiques, économiques et énergétiques	10
2.1.1.1	Variables démographiques	10
2.1.1.2	Variables économiques	11
2.1.1.3	Prix des combustibles	11
2.1.1.4	Prix de l'électricité	12
2.1.2	Économies d'énergie.....	13
2.1.3	Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation	14
2.1.3.1	Résidentiel et agricole	15
2.1.3.2	Commercial et institutionnel	15
2.1.3.3	Industriel petites et moyennes entreprises	15
2.1.3.4	Industriel grandes entreprises	16
2.1.3.5	Autres	16
2.1.4	Prévision des besoins en énergie et en puissance	17
2.1.4.1	Prévision des besoins en énergie	17
2.1.4.2	Prévision des besoins en puissance	17
2.1.5	Comparaison avec le dernier état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017	17
2.1.5.1	Prévision des ventes par secteurs de consommation	17
2.1.5.2	Prévision des besoins en énergie et en puissance	18
2.2	ALÉAS DE LA DEMANDE	19
3	APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION	22
3.1	CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	22
3.1.1	Contrats de long terme	22
3.1.2	Entente d'intégration éolienne	23
3.1.3	Entente globale cadre	24
3.1.4	Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE	24
3.1.5	Conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur.....	24
3.2	CARACTÉRISTIQUES DES APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION	25
3.2.1	Programme d'achat d'électricité.....	25
3.2.2	Appel d'offres en cours	25
3.3	MOYENS POUR SATISFAIRE LES BESOINS DE POINTE	26
3.3.1	Électricité interruptible.....	26
3.3.2	Groupes électrogènes de secours.....	26
3.3.3	Abaissement de tension.....	26
3.3.4	Contribution des marchés de court terme en puissance	27
3.4	GESTION DE LA CONSOMMATION	28
3.5	ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX	29

4 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE	30
4.1 BESOINS EN ÉNERGIE	30
4.1.1 Déploiement des moyens de gestion existants	31
4.1.1.1 Suspension des livraisons de la centrale de TCE	32
4.1.1.2 Conventions d'énergie différée	32
4.1.2 Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants	33
4.2 BESOINS EN PUISSANCE	34
4.2.1 Critère de fiabilité en puissance.....	34
4.2.2 Taux de réserve requise	35
4.2.2.1 Révision des aléas sur les besoins en puissance	36
4.2.2.2 Modifications au portefeuille d'approvisionnement	36
4.2.2.3 Traitement de l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance	36
4.2.3 Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants	37
4.3 CARACTÉRISATION DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS	38
4.4 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT	41
4.4.1 Stratégie envisagée à court et moyen termes	41
4.4.1.1 Modulation des livraisons de la centrale de TCE	42
4.4.1.2 Mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée	42
4.4.1.3 Négociation d'une entente globale de modulation	43
4.4.1.4 Impact du déploiement de la stratégie de court et moyen termes	43
4.4.2 Stratégie envisagée à plus long terme	46
4.4.2.1 Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins	48
4.4.2.2 Lancer un appel d'offres	49
4.4.2.3 Ordonnancement des actions	51
4.4.3 Bilans après déploiement des moyens	52
5 CRITÈRES DE FIABILITÉ	53
5.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE	53
5.1.1 Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	53
5.1.2 Critère de fiabilité en énergie du Producteur	55
5.2 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT	55
5.3 SERVICES COMPLÉMENTAIRES REQUIS POUR ASSURER LA SÉCURITÉ ET LA FIABILITÉ DU RÉSEAU DE TRANSPORT	55
6 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION	57
6.1 PRINCIPALES MODALITÉS	57

7 STRATÉGIE DE GESTION DES RISQUES	60
7.1 PRINCIPAUX RISQUES	60
7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées	60
7.1.2 Fluctuation des prix de l'électricité	61
7.1.3 Défaut d'une contrepartie.....	62
7.1.4 Risques opérationnels	62
7.2 GARANTIES FINANCIÈRES EXIGÉES DES CONTREPARTIES	62
7.2.1 Pénalités liées à la date garantie de début des livraisons.....	63
7.2.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie	63
7.2.3 Garanties prévues au contrat d'approvisionnement pour couvrir les risques financiers.....	64
7.3 IMPLICATION DE LA VICE-PRÉSIDENTE COMPTABILITÉ ET CONTRÔLE – HYDRO-QUÉBEC	65

1 CONTEXTE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET SUIVI

1 La présentation du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (le Plan) se compose d'un
2 document principal et de plusieurs annexes (ces dernières étant toutes regroupées à la
3 pièce HQD-1, document 2). L'annexe 1A en particulier, permet de localiser facilement
4 l'information demandée au Guide de dépôt d'Hydro-Québec dans ses activités de
5 distribution. L'annexe 1C constitue un lexique de termes techniques ainsi qu'une liste
6 des abréviations utilisés dans le Plan et ses annexes.

7 Depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2008-2017 le 1^{er} novembre 2007, le
8 Distributeur a lancé deux appels d'offres de long terme, visant l'acquisition de 125 MW
9 d'électricité produite par de la cogénération à la biomasse (A/O 2009-01) et de 500 MW
10 de production éolienne (A/O 2009-02), ainsi qu'un programme d'achat d'électricité
11 (PAE 2009-01).

12 Par ailleurs, les besoins en énergie ont connu une forte diminution. Sur l'horizon 2011-
13 2017, la diminution cumulative des besoins prévus se chiffre à 43 TWh¹. Les principaux
14 éléments qui expliquent cette baisse sont la diminution de l'activité industrielle,
15 notamment dans le secteur des pâtes et papiers, le rehaussement de l'objectif des
16 économies d'énergie à l'horizon post 2015 et l'impact anticipé de l'augmentation du prix
17 de l'électricité patrimoniale conformément à la Loi 100². Malgré cette baisse de la
18 prévision de la demande en énergie, les besoins du secteur Résidentiel et agricole
19 connaissent une forte croissance, notamment au cours des mois d'hiver, ce qui a pour
20 conséquence de hausser les besoins en puissance.

21 Afin de s'adapter à cette nouvelle réalité, le Distributeur dispose d'ententes avec ses
22 principaux fournisseurs afin de doter son portefeuille d'approvisionnement de plus de
23 flexibilité. L'augmentation des surplus d'été et la forte croissance des besoins d'hiver
24 incitent le Distributeur à poursuivre dans cette voie.

¹ Voir le tableau 2C-8 de l'annexe 2C de la pièce HQD-1, document 2.

² Loi mettant en œuvre certaines dispositions du discours sur le budget du 30 mars 2010 et visant le retour à l'équilibre budgétaire en 2013-2014 et la réduction de la dette (2010, chapitre 20).

1 L'annexe 1D détaille l'historique des événements qui, depuis le dépôt du précédent plan
2 d'approvisionnement, ont influencé la gestion de l'équilibre entre les besoins en
3 électricité et les ressources déployées pour les satisfaire.

1.1 Rappel de la stratégie présentée dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017

4 Dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur anticipait d'importants
5 surplus en énergie à court terme et des besoins en puissance significatifs dès l'hiver
6 2009-2010. La stratégie en énergie alors élaborée visait principalement la gestion des
7 surplus, notamment par le biais de la suspension des livraisons de la centrale de
8 TransCanada Energy (TCE) à Bécancour (centrale de TCE) pour l'année 2008 et
9 potentiellement 2009, les reventes sur les marchés de court terme et l'option de ne pas
10 programmer le contrat cyclable signé avec Hydro-Québec Production (le Producteur). À
11 plus long terme, le Distributeur prévoyait un bilan en équilibre et n'entrevoit pas de
12 besoins, après le lancement des appels d'offres découlant des blocs d'énergie
13 déterminés par règlement du gouvernement du Québec (le gouvernement)³. Dans la
14 phase 1 du Plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a également déposé
15 une demande d'approbation des conventions d'énergie différée, modifiant les contrats
16 en base et cyclable avec le Producteur⁴.

17 De plus, le Distributeur prévoyait combler ses besoins en puissance de court terme avec
18 l'utilisation de l'électricité interruptible et l'achat de puissance sur les marchés de court
19 terme. Pour des fins de planification, une quantité de 800 MW d'électricité interruptible
20 était alors intégrée au bilan de même qu'une contribution de 500 MW des marchés de
21 court terme. À plus long terme, il était prévu d'augmenter la contribution de ces deux
22 moyens, d'explorer les options de gestion de la consommation et de lancer un appel
23 d'offres après évaluation des besoins.

³ Soit l'appel d'offres pour l'achat d'un bloc de 125 MW d'énergie produite au Québec par cogénération à la biomasse (A/O 2009-01) et l'appel d'offres pour l'achat de deux blocs d'énergie éolienne de 250 MW chacun (A/O 2009-02).

⁴ Décision de la Régie D-2008-076 du 28 mai 2008.

1.2 Suivi de la stratégie

1 Depuis le dépôt du Plan d’approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a dû faire face
2 à plusieurs révisions à la baisse de la prévision de la demande, ce qui a eu pour effet
3 d’accroître les surplus énergétiques réels et prévus, à la fois en volume et en durée.
4 Pour équilibrer le bilan en énergie, les livraisons de la centrale de TCE ont été
5 suspendues pour les années 2008 à 2011, une entente prévoyant le renouvellement de
6 cette option ayant été conclue avec TCE⁵. De même, des amendements aux
7 conventions pour différer l’énergie des contrats en base et cyclable avec le Producteur
8 ont été apportés⁶, prolongeant notamment la durée des conventions et permettant de
9 ramener de façon plus optimale le solde du compte d’énergie différée à zéro.

10 Au niveau de la stratégie couvrant ses besoins en puissance, le Distributeur, suite à
11 l’évaluation de ses ressources et à la révision des besoins, n’a pas eu à lancer d’appel
12 d’offres depuis le dépôt du précédent plan d’approvisionnement. Tel que présenté dans
13 le Plan d’approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a accru le recours aux moyens
14 déjà en place. D’une part, la contribution des marchés de court terme, dont l’évaluation
15 était considérée conservatrice, a été portée à 1 000 MW. D’autre part, le potentiel de
16 puissance acquise avec le programme d’électricité interruptible a été établi à 850 MW,
17 soit 50 MW de plus que celui présenté dans le Plan d’approvisionnement 2008-2017,
18 bien que le Distributeur estimait alors pouvoir l’accroître à 1 000 MW. Malgré l’intérêt de
19 la clientèle pour ce programme, l’historique d’adhésion ne permet pas, à des fins de
20 planification, de justifier l’établissement d’un niveau plus élevé. De plus, depuis le Plan
21 d’approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a précisé le potentiel exploitable
22 commercialement pour les accumulateurs thermiques au secteur commercial et
23 institutionnel à 50 MW. Considérant les enjeux commerciaux non résolus et l’incertitude
24 d’assurer une réduction de puissance coïncidant à ses besoins de pointe, le Distributeur

⁵ Décision de la Régie D-2009-125 du 29 septembre 2009 du dossier R-3704-2009, Demande d’approbation de l’entente relative à la suspension temporaire des activités de production d’électricité à la centrale de Bécancour intervenue entre Hydro-Québec Distribution et TransCanada Energy Ltd.

⁶ Décision de la Régie D-2010-099 du 23 juillet 2010 du dossier R-3726-2010, Demande d’approbation des amendements aux conventions d’énergie différée.

1 ne juge pas opportun de lancer un programme de promotion d'accumulateurs
2 thermiques. Toutefois, le Distributeur considère toujours important de développer le
3 potentiel des options relatives à la gestion de la consommation et poursuit ses activités
4 de prospection dans ce domaine⁷.

2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

5 La prévision de la demande repose sur l'information disponible en août 2010. Les faits
6 saillants de la prévision de la demande sont exposés dans la présente section. Les
7 annexes 2A à 2C en présentent les détails, notamment les prévisions ventilées par
8 usages, les scénarios d'encadrement, ainsi que les comparaisons au dernier état
9 d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017 (état d'avancement 2009) et au
10 Plan d'approvisionnement 2008-2017. Par ailleurs, les données historiques de la
11 demande se retrouvent à l'annexe 2D et les changements de méthodologie ou de
12 paramètres depuis le dernier plan d'approvisionnement sont présentés à l'annexe 2E.

2.1 Présentation du scénario moyen

2.1.1 Hypothèses démographiques, économiques et énergétiques

2.1.1.1 Variables démographiques

13 Selon le scénario moyen de 2010, la population du Québec continuera de progresser au
14 cours des prochaines années, mais à un rythme plus lent que par le passé. Passant de
15 7 894 milliers en 2010, elle atteindra 8 414 milliers d'habitants en 2020, représentant
16 ainsi une croissance de 520 milliers d'habitants en dix ans. La structure vieillissante de
17 la population et un indice de fécondité relativement faible (1,65 enfant par femme)
18 entraîneront un ralentissement de l'accroissement naturel de la population. Sur l'horizon
19 du Plan, le solde migratoire constant permettra de soutenir plus que la moitié de la
20 croissance totale annuelle de la population.

21 Quant à la croissance du nombre de ménages, elle ralentira aussi, mais à un rythme
22 moins rapide que celui de la population, principalement en raison du décalage dans le

⁷ Voir la section 3.4.

1 temps entre les naissances et la formation de ménages. Le nombre de ménages
2 passera de 3 392 milliers en 2010 à 3 755 milliers en 2020, soit un accroissement de
3 362 milliers de nouveaux ménages.

2.1.1.2 Variables économiques

4 Au début 2010, l'économie mondiale est sortie rapidement d'une récession qui aura
5 particulièrement ébranlé les pays occidentaux, notamment les États-Unis, principal
6 partenaire économique du Québec. Au cours de cette récession, les exportations et le
7 secteur manufacturier québécois ont fortement ralenti, mais l'activité économique du
8 Québec a été résiliente. Les grands projets de construction sont arrivés à point nommé
9 et les emplois perdus durant la récession ont été rapidement récupérés, ce qui a permis
10 une forte reprise de la consommation et de la construction résidentielle dès la fin 2009.

11 Toutefois, la récession, qui provient généralement de l'accélération de l'inflation et de la
12 hausse des taux d'intérêt nécessaire pour la contrer, a trouvé cette fois son origine dans
13 une crise financière. Celle-ci menace de ressurgir depuis la divulgation des déficits
14 budgétaires endémiques des gouvernements et de dettes colossales de plusieurs pays,
15 le Québec ne faisant pas exception. Les gouvernements doivent maintenant passer en
16 mode restriction budgétaire et la croissance économique des prochaines années en
17 sera affectée.

18 Par ailleurs, le vieillissement de la population commencera à avoir des effets plus
19 prononcés sur l'économie du Québec, ce qui se traduira notamment par une demande
20 intérieure moins vigoureuse et un ralentissement de la construction résidentielle. La
21 croissance annuelle du produit intérieur brut réel (PIB) québécois devrait passer sous
22 les 2 % entre 2015 et 2020.

2.1.1.3 Prix des combustibles

23 Gaz naturel

24 Le développement du gaz de schiste dans les dernières années a changé radicalement
25 la donne sur le marché gazier nord-américain. Les avancées technologiques ont permis
26 l'exploitation des gaz de schiste à un coût compétitif. Au cours des prochaines années,
27 leur production devrait s'accélérer et compenser pour l'essentiel la baisse de la

1 production de gaz conventionnel. Ainsi, l'apport du gaz naturel liquéfié (GNL) n'est plus
2 aussi essentiel et sa contribution à l'équilibre offre-demande devient marginale. Il n'est
3 donc plus nécessaire d'avoir des prix élevés pour attirer des méthaniers sur le marché
4 américain et d'entrer en compétition avec les prix du gaz ailleurs dans le monde. Dans
5 un tel contexte, le développement du gaz du Nord est différé après 2030.

6 La demande de gaz devrait fortement augmenter dans le secteur industriel (notamment
7 en raison de l'exploitation des sables bitumineux) et pour la production électrique, grâce
8 au prix relativement faible du gaz et à des législations environnementales plus
9 contraignantes qui en favorisent l'utilisation. Néanmoins avec la demande croissante,
10 l'augmentation du prix du pétrole et des coûts de production en raison du durcissement
11 des mesures de sécurité et de protection de l'environnement, le prix à la frontière de
12 l'Alberta atteindrait 7,83 \$CAN/Mpc en 2020.

13 ***Pétrole brut***

14 Alors qu'en 2010, le prix du pétrole brut semble peiner à prendre une direction claire, à
15 moyen terme, le prix du pétrole devrait augmenter fortement. En effet dès 2011, les
16 capacités excédentaires de l'OPEP devraient commencer à fondre et en 2015, elles
17 passeraient à 3,6 millions de barils par jour (mbj) contre 5,8 mbj actuellement. En dépit
18 d'investissements importants, la production de pétrole brut devrait augmenter moins
19 rapidement que la demande de produits pétroliers. La demande des pays hors OCDE
20 devrait croître de 1,0 à 1,5 mbj chaque année d'ici 2015 avec la persistance de prix
21 subventionné et une population croissante dont le revenu per capita dépasse un seuil
22 qui correspond à une phase de décollage de la consommation.

23 À plus long terme, les contraintes physiques qui restreignent la croissance de l'offre se
24 traduiront par une augmentation des coûts de production. Par ailleurs, la part croissante
25 des pays de l'OPEP dans la production mondiale et le durcissement de l'accès aux
26 ressources pétrolières feront aussi grimper le prix. Celui-ci devrait ainsi remonter en
27 2020 à 129 \$US par baril.

2.1.1.4 Prix de l'électricité

28 Sur l'horizon du Plan, la prévision des ventes du Distributeur intègre des hypothèses de
29 hausses tarifaires. Ainsi, le Distributeur utilise la hausse de 0,35 % autorisée par la

1 Régie (décision D-2010-022) pour l'année 2010 et le maintien des tarifs proposé dans
2 son dossier tarifaire R-3740-2010 pour l'année 2011. Ensuite, pour 2012 et 2013, les
3 hausses prévues au Plan stratégique 2009-2013, de 2,5 %, sont maintenues. Enfin,
4 pour les années 2014 et suivantes, des hausses à l'inflation (2,0 %) sont prises en
5 compte.

6 En sus de ces hausses, la prévision des ventes du Distributeur intègre la hausse du prix
7 de l'électricité patrimoniale, annoncée par le gouvernement lors du budget 2010-2011,
8 touchant toutes les catégories tarifaires à l'exception du tarif L industriel et les contrats
9 spéciaux.

2.1.2 Économies d'énergie

10 La prévision de la demande présentée aux sections 2.1.3 et 2.1.4 tient compte de
11 l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. Ces
12 économies d'énergie sont :

- 13 • les économies d'énergie tendanciennes, déjà intégrées dans les modèles de
14 prévision de la demande ;
- 15 • les programmes mis en œuvre par Hydro-Québec au cours des années 1990 ;
- 16 • les interventions en efficacité énergétique en déploiement dont la cible a été
17 fixée à 11 TWh à l'horizon 2015. Dans le cadre du présent plan
18 d'approvisionnement, une progression de la cible a été considérée jusqu'en
19 2020.

20 Le tableau 2.1-1 résume les économies d'énergie prises en compte dans la prévision
21 des ventes et le tableau 2.1-2 présente leur impact sur les besoins en puissance à la
22 pointe d'hiver.

1
2
3

TABLEAU 2.1-1
IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE SUR LA PRÉVISION DES VENTES
(EN TWh)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Économies d'énergie tendanciennes	0,6	1,2	1,8	2,4	3,0	3,6	4,2	4,8	5,4	6,0	6,6
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre *	2,1	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7
Interventions en efficacité énergétique en déploiement *	4,7	5,5	6,5	7,9	9,6	10,9	11,6	12,4	13,4	14,7	16,3
Total	7,4	8,8	10,3	12,3	14,5	16,3	17,6	18,9	20,5	22,4	24,5

4

* Économies d'énergie mensualisées cumulées.

5
6
7

TABLEAU 2.1-2
IMPACT DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE SUR LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
(EN MW)

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Économies d'énergie tendanciennes	100	200	290	380	470	560	650	740	830	930	1 020
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	340	330	320	310	300	300	290	280	270	270	260
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	660	790	920	1 090	1 280	1 440	1 590	1 730	1 900	2 110	2 370
Total	1 100	1 320	1 530	1 790	2 050	2 300	2 530	2 750	3 000	3 300	3 650

8

9
10
11
12
13
14

Les prévisions prennent également en compte l'effacement de charge découlant de la bi-énergie résidentielle. Ce moyen de gestion, qui n'est pas sous le contrôle direct du Distributeur, est traité de la même façon que les économies d'énergie, soit à même la prévision de la demande. L'effacement prévu est en moyenne de 870 MW sur l'horizon du Plan et son impact sur la prévision de puissance s'ajoute à celui des économies d'énergie présenté au tableau 2.1-2.

2.1.3 Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation

15
16
17
18

En 2020, les ventes d'électricité devraient s'élever à 184,4 TWh. Cela représente une augmentation de 12,6 TWh sur la période 2010-2020, soit un taux annuel moyen de croissance de 0,7 % ou environ 1,3 TWh par an. Comparativement à la croissance observée sur la période 2000-2010, cela représente un net ralentissement. En effet, au

1 cours de ces dix années, la croissance totale des ventes normalisées au Québec s'est
2 établie à 18,5 TWh, ce qui correspond à un taux annuel moyen de 1,1 %. Plusieurs
3 phénomènes expliquent ce ralentissement, notamment l'évolution de la démographie au
4 Québec, une croissance économique moindre (en dépit d'une productivité accrue du
5 travail) et le déploiement des interventions en efficacité énergétique.

2.1.3.1 Résidentiel et agricole

6 Au secteur Résidentiel et agricole (37 % des ventes au Québec en 2010), la croissance
7 prévue sur la période 2010-2020 est de 6,0 TWh, ce qui correspond à un taux de
8 croissance annuel moyen de 0,9 %. La croissance dans ce secteur provient
9 essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la hausse
10 du revenu personnel disponible.

2.1.3.2 Commercial et institutionnel

11 Au secteur Commercial et institutionnel (20 % des ventes au Québec en 2010), la
12 croissance prévue sur la période 2010-2020 atteint 1,2 TWh, ce qui équivaut à un taux
13 de croissance annuel moyen de 0,3 %. La croissance des ventes à ce secteur s'explique
14 essentiellement par l'accroissement de la population, du PIB tertiaire et du revenu
15 personnel disponible. À ces facteurs, s'ajoutent les prix de l'électricité et des autres
16 formes d'énergie qui influencent la position concurrentielle de l'électricité.

2.1.3.3 Industriel petites et moyennes entreprises

17 En ce qui a trait aux petites et moyennes entreprises (PME) du secteur Industriel (5 %
18 des ventes au Québec en 2010), les ventes d'électricité sur la période 2010-2020
19 diminuent de 0,8 TWh (ou 0,9 % par an en moyenne). À court terme, les entreprises de
20 ce secteur sont fortement affectées par l'appréciation du dollar canadien par rapport au
21 dollar américain et par la concurrence des pays émergents. Il en résulte une stagnation
22 des ventes d'électricité. À plus long terme, les programmes d'économie d'énergie
23 induisent une baisse des ventes d'électricité à l'industriel PME et ce, malgré
24 l'accroissement du PIB manufacturier.

2.1.3.4 Industriel grandes entreprises

1 Pour ce qui est des grandes entreprises du secteur Industriel (35 % des ventes au
 2 Québec en 2010), la croissance prévue des ventes s'élève à 6,0 TWh sur la période
 3 2010-2020, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,0 %. La
 4 croissance des ventes se retrouve en majeure partie dans l'industrie de l'aluminium, qui
 5 profite d'un projet potentiel d'expansion de 500 MW, à l'horizon 2015-2016. De plus, le
 6 secteur de la sidérurgie et l'industrie minière sont stimulés par la forte augmentation de
 7 la demande mondiale. En revanche, le secteur des pâtes et papiers subira encore des
 8 rationalisations importantes.

2.1.3.5 Autres

9 Le secteur Autres (3 % des ventes au Québec en 2010) regroupe les réseaux de
 10 distribution municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le
 11 transport public. Les réseaux municipaux comptent pour 4,3 TWh ou 82 % du total du
 12 secteur Autres en 2010. Au secteur Autres, la croissance prévue des ventes s'élève à
 13 0,2 TWh entre 2010 et 2020 ou 0,4 % par an en moyenne.

14 **TABLEAU 2.1-3**
 15 **PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET DES BESOINS EN ÉNERGIE**
 16 **SCÉNARIO MOYEN (EN TWh)**

	2010 ¹	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croissance 2010-20 TWh	tx annuel moyen
Résidentiel et agricole	62,9	64,0	64,9	65,0	65,4	66,0	67,0	67,3	67,9	68,3	68,9	6,0	0,9%
Commercial et institutionnel	34,8	35,1	35,8	35,8	35,5	35,4	35,6	35,5	35,6	35,7	36,0	1,2	0,3%
Industriel PME	8,8	8,8	8,8	8,5	8,3	8,2	8,2	8,1	8,1	8,1	8,0	-0,8	-0,9%
Industriel grandes entreprises	60,1	58,4	57,6	58,6	60,3	64,5	66,5	66,8	66,8	66,5	66,1	6,0	1,0%
Autres	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,5	0,2	0,4%
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8	171,7	172,5	173,4	174,9	179,5	182,8	183,3	183,7	184,1	184,4	12,6	0,7%
Pertes de distribution et de transport et autres éléments	13,2	13,2	13,2	13,2	13,3	13,6	13,8	13,8	13,9	13,9	13,9	0,7	0,5%
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	185,0	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3	13,3	0,7%
Incluant l'impact des conditions climatiques au 31 juillet 2010	180,9												

17 ¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2010, normalisées pour les conditions climatiques.

2.1.4 Prévision des besoins en énergie et en puissance

2.1.4.1 Prévision des besoins en énergie

1 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés des ventes
 2 d'électricité et des pertes de distribution et de transport. Le taux de pertes considéré de
 3 2011 à 2020 est de 7,5 %. Le tableau 2.1-3 présente la prévision des besoins en
 4 énergie. À l'année 2020, ces besoins atteindront 198,3 TWh, une augmentation de
 5 13,3 TWh par rapport à l'année 2010.

2.1.4.2 Prévision des besoins en puissance

6 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la
 7 prévision des besoins en énergie. Le tableau 2.1-4 montre que les besoins en puissance
 8 à la pointe atteindront 39 949 MW à l'hiver 2019-2020. Par rapport à l'hiver 2009-2010,
 9 ceci représente une croissance de 3 899 MW. Cette croissance provient essentiellement
 10 du secteur Résidentiel et agricole et du secteur Industriel grandes entreprises.

11
12
13

**TABLEAU 2.1-4
 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
 SCÉNARIO MOYEN (EN MW)**

	2009- 2010 ¹	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	Croissance MW	2009-2019 tx annuel moyen
Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	36 050	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949	3 899	1,0%

14

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.

**2.1.5 Comparaison avec le dernier état d'avancement du Plan
 d'approvisionnement 2008-2017**

2.1.5.1 Prévision des ventes par secteurs de consommation

15 La prévision des ventes d'électricité est révisée à la baisse par rapport à l'état
 16 d'avancement 2009 sur l'horizon 2012-2017. L'écart d'abord positif en 2010 et en 2011

1 (5,6 TWh et 0,7 TWh respectivement) bascule à -1,9 TWh en 2012 et se creuse jusqu'à -
2 3,1 TWh à l'horizon 2017. Cette situation découle des difficultés des secteurs des pâtes
3 et papiers et du pétrole et de la chimie, de la moins bonne performance des petites et
4 moyennes entreprises du secteur Industriel, des impacts additionnels des programmes
5 d'efficacité énergétique et de l'impact de la hausse du prix de l'électricité patrimoniale.
6 En contrepartie, sur l'ensemble de l'horizon, la prévision des ventes au secteur
7 Résidentiel et agricole est revue à la hausse de 1,4 TWh en 2010 à 3,1 TWh en 2017.

2.1.5.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance

8 En raison des changements apportés à la prévision des ventes, les besoins en énergie
9 prévus dans le Plan sont inférieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 à partir de 2012
10 pour finalement présenter un écart de -3,4 TWh en 2017.

11 Par contre, les besoins en puissance sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement
12 2009 pour tous les hivers. L'augmentation atteint 270 MW à l'hiver 2013-2014 et près de
13 280 MW à l'hiver 2016-2017.

14 Ce résultat découle principalement du changement dans la répartition des ventes
15 prévues : moins de ventes au secteur Industriel et plus de ventes dans les autres
16 secteurs, qu'engendrent notamment des besoins additionnels à combler en pointe pour
17 le secteur Résidentiel et agricole. Le tableau 2.1-5 permet d'identifier les secteurs
18 responsables de la croissance des besoins, en plus d'isoler l'impact des interventions en
19 efficacité énergétique en déploiement.

1
2
3

TABLEAU 2.1-5
ÉVOLUTION DES VENTES ET DES BESOINS EN PUISSANCE
DEPUIS L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2009

	Année 2014		Année 2017	
	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)	Ventes (TWh)	Besoins en puissance à la pointe d'hiver ¹ (MW)
Interventions en efficacité énergétique en déploiement	-0,7	-30	-1,4	-120
Industriel ²	-4,8	-680	-4,7	-660
Autres secteurs ²	3,1	980	3,0	1060
TOTAL³	-2,4	270	-3,1	280

¹ Pointe de l'hiver se terminant dans l'année indiquée.

² Écarts de ventes et de besoins nets des impacts des interventions en efficacité énergétique en déploiement.

³ Les totaux sont calculés à partir de chiffres non arrondis au dixième de TWh ou à la dizaine de MW et peuvent ne pas correspondre à la somme des valeurs arrondies présentées dans le tableau.

4

2.2 Aléas de la demande

5 L'analyse de la prévision de la demande présentée dans les sections précédentes a
6 porté sur les besoins énergétiques découlant du scénario moyen, à conditions
7 climatiques normales. Or, ces besoins sont soumis à des aléas importants qu'on divise
8 en deux types :

- 9 • l'aléa découlant des conditions climatiques ;
- 10 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

11 Puisque le critère de fiabilité en énergie s'applique sur un horizon de cinq ans, les aléas
12 sur les besoins en énergie sont illustrés jusqu'à l'année 2015 (voir le tableau 2.2-1).
13 Pour des raisons similaires, les aléas sur les besoins en puissance sont présentés
14 jusqu'à l'hiver 2013-2014, puisque le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon
15 de quatre ans (voir le tableau 2.2-2).

16 Les résultats détaillés de l'évaluation des aléas sont présentés à la section 2 de
17 l'annexe 2B.

1 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en
2 électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales.

3 Pour l'année 2015, l'aléa climatique en énergie comporte un écart type de 2,2 TWh. En
4 puissance, l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver
5 2013-2014 donne un écart type de 1 470 MW. Les résultats sont pratiquement les
6 mêmes pour chacune des années du Plan.

7 L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement
8 l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi que des
9 erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la
10 demande d'électricité.

11 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa
12 sur la demande prévue.

13
14
15

**TABLEAU 2.2-1
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART TYPE (EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015
Aléa climatique	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2
Aléa sur la demande prévue	3,4	4,2	5,1	6,2	7,7
Aléa global	4,0	4,7	5,5	6,6	8,1

16

1
2
3

TABLEAU 2.2-2
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART TYPE (EN MW)

	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014
Aléa climatique	1 390	1 420	1 450	1 470
Aléa sur la demande prévue	710	940	1 140	1 350
Aléa global	1 560	1 700	1 850	1 990

4

L'écart type de l'aléa global sur les besoins en énergie a diminué entre 0,2 TWh et 0,8 TWh par rapport à l'état d'avancement 2009⁸, et ce, en raison d'une diminution de l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales). Cette baisse reflète une réduction de l'incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique. En effet, lors de l'état d'avancement 2009, la situation économique difficile qui prévalait avait comme conséquence d'augmenter l'incertitude quant à l'évolution de la conjoncture économique. Ainsi, l'incertitude associée aux variables explicatives, dont le PIB, sur lesquelles est fondée l'évaluation de l'aléa de la demande prévue est réduite par rapport à ce qui était considéré dans l'état d'avancement 2009.

Par ailleurs, l'aléa global sur les besoins en puissance du Plan est inférieur à celui de l'état d'avancement 2009. La diminution de l'écart type de l'aléa global varie entre 130 MW et 190 MW et découle d'une révision à la baisse de l'aléa sur la demande prévue et de l'aléa climatique à la pointe d'hiver. La réduction de l'aléa sur la demande prévue en puissance est due aux mêmes raisons expliquant les changements de l'aléa en énergie. Pour ce qui est de la révision à la baisse de l'aléa climatique, elle s'explique essentiellement par une mise à jour de l'année de référence permettant de produire les 252 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions

⁸ Voir le tableau 2B-12 de l'annexe 2B de la pièce HQD-1, document 2.

1 climatiques. Cette mise à jour produit, sur l'ensemble de l'horizon, une diminution
2 d'environ 160 MW de l'écart type de l'aléa climatique en puissance à la pointe d'hiver.
3 Les explications au sujet du changement de l'année de référence sont présentées à la
4 section 2.1 de l'annexe 2E.

3 APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS OU EN COURS D'ACQUISITION

3.1 Caractéristiques des approvisionnements existants

3.1.1 Contrats de long terme

5 La contribution maximale de l'électricité patrimoniale au bilan en énergie s'élève à
6 178,9 TWh. La livraison de l'électricité patrimoniale est caractérisée par un profil annuel
7 préétabli de valeurs horaires de puissances classées, dont la valeur maximale est fixée
8 à 34 342 MW.

9 Puisque l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et généralement
10 reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité⁹, le Producteur est amené à maintenir
11 une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale au profil des
12 livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW.

13 À ce jour, le Distributeur dispose de 36 contrats d'approvisionnement de long terme en
14 vigueur représentant plus de 4 000 MW de puissance installée. Le tableau 3.1-1
15 présente un sommaire des contrats signés.

16 Par rapport à l'état d'avancement 2009, le Distributeur a signé neuf nouveaux contrats
17 d'approvisionnement de long terme. Six de ces contrats résultent de l'appel d'offres
18 A/O 2009-01 visant l'acquisition d'énergie produite par de la cogénération à la biomasse
19 et trois contrats sont reliés au programme d'achat d'électricité provenant de petites
20 centrales hydroélectriques de 50 MW et moins (PAE 2009-01).

21 La liste détaillée des contrats est présentée à l'annexe 3E.

⁹ En 2005, les services concernés ont fait l'objet d'une entente entre le Distributeur et le Producteur, laquelle est présentée à l'annexe 3A.

1
2

**TABLEAU 3.1-1
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS SOUS CONTRAT**

	Nombre de contrats signés	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Énergie annuelle (TWh)							
				2011	2012	2013	2014	2015	2016	...	2020
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1 107 + 40 en pointe	1 147	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
A/O 2003-01 - Biomasse I	1	16 à 19 MW, selon le mois	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolien I	7	840	252	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2005-03 - Éolien II	15	2 005	602	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3
A/O 2009-01 - Biomasse II	6	52	52	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	3	23	23	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
TOTAL	36	+ de 4000	2 100	11,4	13,7	16,2	17,7	18,4	19,3	19,3	19,3

3

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance. L'énergie éolienne inclut la contribution de l'entente d'intégration, soit 35%, jusqu'en décembre 2011. À compter de 2012, la contribution en puissance est de 30%.

4
5
6
7
8
9
10

Par ailleurs, deux contrats ont été résiliés : le contrat associé au parc éolien de Les Méchins, qui devait être mis en service en décembre 2009, et le contrat de production à la biomasse avec Bowater Produits forestiers du Canada inc. (Bowater), qui était en service depuis le mois d'avril 2006. Le contrat de Les Méchins a été résilié puisque le projet était devenu irréalisable. La résiliation du contrat avec Bowater fait suite à une demande du fournisseur à cet effet, dans le cadre de sa restructuration corporative.

11
12
13
14

Au-delà de la contribution de l'électricité patrimoniale et des contrats d'approvisionnement de long terme, le Distributeur dispose de quatre ententes afin d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement et, dans certains cas, d'en assurer la fiabilité par des apports complémentaires de puissance :

15
16
17
18

- entente d'intégration éolienne ;
- entente globale cadre ;
- entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ;
- conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur.

3.1.2 Entente d'intégration éolienne

19
20

En vigueur depuis 2006, l'entente d'intégration éolienne actuelle prendra fin en février 2011.

1 Dans l'état d'avancement 2009, le Distributeur annonçait sa volonté de mettre en place
2 une nouvelle entente d'intégration éolienne qui permettrait des retours mensuels
3 d'énergie davantage conformes au profil de livraisons des éoliennes et de ses besoins.

4 Les discussions avec le Producteur ont permis au Distributeur d'explorer de nouvelles
5 avenues qui lui permettraient d'assurer un meilleur appariement entre l'offre et la
6 demande. Les options explorées peuvent comporter des impacts importants qu'il
7 convient d'évaluer correctement, tant sur les activités du Distributeur que sur celles du
8 Producteur.

9 Compte tenu de l'importance des enjeux qui en découlent et du court délai avant
10 l'expiration de l'entente actuelle, le Distributeur et le Producteur ont convenu de
11 prolonger les dispositions de l'entente d'intégration actuelle pour le reste de l'année
12 2011.

13 Les principaux objectifs et paramètres des nouvelles avenues explorées sont décrits à la
14 section 6.

3.1.3 Entente globale cadre

15 En février 2009, le Distributeur a conclu une nouvelle entente globale cadre avec le
16 Producteur. Approuvée par la Régie le 21 août 2009, l'entente d'une durée de cinq ans
17 est en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 et se terminera le 31 décembre 2013.

3.1.4 Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE

18 En juin 2009, le Distributeur a conclu avec TCE une nouvelle entente de suspension de
19 ses livraisons. Selon les termes de cette entente, la période de suspension peut être
20 prolongée année après année, selon les besoins du Distributeur.

21 Conformément à cette entente, la production de la centrale de TCE a été suspendue
22 pour l'année 2010 (D-2009-125) et pour l'année 2011 (D-2010-109).

3.1.5 Conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur

23 En juillet 2010, la Régie a approuvé, par sa décision D-2010-099, les nouvelles
24 conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW et 250 MW en vigueur
25 avec le Producteur. Les nouvelles conventions ajoutent davantage de flexibilité au

1 portefeuille d'approvisionnement, notamment en raison des changements apportés à
2 leur durée et aux modalités des retours d'énergie, ainsi que par l'introduction d'une
3 garantie de puissance associée aux retours d'énergie en période de pointe hivernale.
4 Les conventions d'énergie différée permettent au Distributeur de différer une partie de
5 ses surplus d'énergie et de combler des besoins, en énergie et en puissance.

3.2 Caractéristiques des approvisionnements en cours d'acquisition

3.2.1 Programme d'achat d'électricité

6 Le 15 juillet 2009, le Distributeur a mis en place un programme d'achat d'électricité
7 provenant de petites centrales hydroélectriques de 50 MW et moins (programme d'achat
8 d'électricité), développées en partenariat avec les communautés locales et autochtones.

9 La date limite pour soumettre un projet dans le cadre de ce programme était le 16 mars
10 2010. Le programme d'achat d'électricité a permis au Distributeur de retenir treize
11 projets pour un total de 150 MW de puissance installée. Trois contrats ont déjà été
12 signés pour une puissance installée de 23 MW. Les dix autres projets seront mis sous
13 contrat au cours des prochains mois, suite à la conclusion des conventions d'avant-
14 projet ou des ententes de raccordement entre les fournisseurs et le Transporteur.

15 Les mises en service de l'ensemble des projets s'étaleront de 2011 à 2014
16 inclusivement.

3.2.2 Appel d'offres en cours

17 Le 30 avril 2009, le Distributeur a lancé un appel d'offres (A/O 2009-02) pour l'achat de
18 deux blocs d'énergie éolienne distincts de 250 MW chacun, l'un issu de projets dans les
19 communautés autochtones et l'autre de projets communautaires.

20 L'ouverture des soumissions a été réalisée le 7 juillet 2010 et le Distributeur a reçu
21 quarante-quatre soumissions qui sont à l'étude actuellement.

22 L'annonce des soumissions retenues est prévue en décembre 2010 et le Distributeur
23 entend signer les contrats au cours de l'année 2011. Les mises en service de ces
24 projets s'échelonneront de 2013 à 2015 inclusivement.

1
2
3

**TABLEAU 3.2-1
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS EN COURS D'ACQUISITION
(EN MW ET EN TWh)**

	Puissance totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Livraisons prévues d'énergie (TWh)							
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	...	2020
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	127	127	0,0	0,0	0,2	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
A/O 2009-02 - Éolien III ⁽²⁾	500	150	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6
TOTAL		277	0,0	0,0	0,3	0,9	1,6	2,2	2,2	2,2

4 (1) Puissance inscrite au bilan en puissance
(2) La contribution en puissance est de 30% alors que la contribution en énergie est de 36%.

3.3 Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

3.3.1 Électricité interruptible

5 Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront
6 permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis
7 l'hiver 2003-2004. Compte tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le
8 Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW
9 provenant du programme d'électricité interruptible.

10 Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel.
11 Le cas échéant, le potentiel inscrit au bilan de puissance sera ajusté en conséquence.

3.3.2 Groupes électrogènes de secours

12 L'expérience des dernières années avec les groupes électrogènes démontre que le
13 programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et que
14 sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance.

15 Le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance.

3.3.3 Abaissement de tension

16 À chaque année, depuis 2006, le Transporteur procède à des essais d'abaissement de
17 tension. L'objectif de cette opération consiste à vérifier la disponibilité des équipements,
18 à identifier les artères de distribution où de telles manœuvres posent des problèmes

1 chez la clientèle et à évaluer la persistance de l'abaissement de tension et son impact
2 en puissance.

3 Le résultat de ces essais démontre que le Distributeur peut compter sur une réserve
4 d'exploitation, associée à l'abaissement de tension, de 250 MW.

3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance

5 Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses approvisionnements de long
6 terme auprès de ses fournisseurs, le Distributeur fait appel aux marchés de court terme.
7 L'évaluation du potentiel, actuellement établi à 1 000 MW, s'appuie sur deux
8 considérations :

- 9 • La marge de manœuvre dont dispose la zone de réglage du Québec au-delà des
10 ressources requises pour le respect du critère de suffisance des ressources en
11 puissance.
- 12 • La capacité ferme d'interconnexion, disponible à la pointe, avec les juridictions
13 voisines susceptibles d'offrir des approvisionnements en puissance fiables et où
14 un marché concurrentiel est en place; actuellement, la capacité d'interconnexion
15 avec le marché de New York (particulièrement le chemin MASS-HQT) constitue
16 le principal lien disponible à cet effet.

17 Le Distributeur effectue un suivi continu des changements qui surviennent dans les
18 marchés ainsi que sur le réseau de transport du Québec, de manière à mettre à jour la
19 contribution potentielle des marchés de court terme. Un inventaire complet des
20 capacités disponibles sur les interconnexions est d'ailleurs présenté à l'annexe 4A.

21 Les principales observations susceptibles d'amener le Distributeur à revoir à la hausse
22 son estimation actuelle sont :

- 23 • L'interconnexion de Dennison (chemin DEN-HQT) de 100 MW, récemment mise
24 en place et reliée au transformateur à fréquence variable, s'avère un moyen
25 d'importation fiable avec l'État de New York.
- 26 • La marge de manœuvre en puissance dont dispose la zone de réglage du
27 Québec sera rehaussée suite à la réalisation du projet de centrale La Romaine.

- 1 • Un nouveau projet d'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre a été annoncé.
- 2 • Malgré les règles actuelles dans le marché ontarien donnant un droit de rappel
- 3 de l'Independent Electric System Operator (IESO) en cas de difficulté
- 4 d'alimentation de la charge locale, des opportunités d'achat de puissance à
- 5 travers le réseau ontarien pourraient exister. Une description détaillée des
- 6 problématiques d'importation à partir de l'Ontario est présentée à l'annexe 4B.

7 Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel

8 d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la

9 capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1 100 MW. Le

10 Distributeur considère que ce potentiel demeure prudent, compte tenu des possibilités

11 additionnelles qu'offrent les marchés autres que celui de New York, décrites

12 précédemment. Le Distributeur a à cet effet désigné l'interconnexion Dennison à titre de

13 ressource pour alimenter la charge locale.

3.4 Gestion de la consommation

14 Le Distributeur considère important de poursuivre ses initiatives pour définir le potentiel

15 des opportunités en gestion de la consommation afin de mieux gérer et réduire l'appel

16 de puissance de sa clientèle.

17 Les infrastructures de mesurage avancé représentent une opportunité pour le

18 Distributeur dans la gestion de la consommation. Une meilleure connaissance

19 temporelle des profils de consommation des clients apportera au Distributeur l'occasion

20 d'exploiter de nouvelles opportunités et de développer des solutions qui tiennent compte

21 de la réalité de la clientèle, tout en étant avantageux pour les clients et le Distributeur.

22 Aussi, il lui serait possible d'offrir à sa clientèle des équipements, des accessoires et des

23 mesures ayant trait au comportement.

24 Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet

25 de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. Le projet LAD consiste au remplacement du parc

26 de compteurs existants à court terme, l'installation d'une infrastructure de mesurage

27 avancé et le déploiement d'une plateforme de télécommunications. Lorsque la Régie

28 aura, le cas échéant, approuvé ce projet majeur, le Distributeur pourra qualifier les

1 opportunités d'affaires prometteuses et développer éventuellement l'offre d'options en
2 gestion de la consommation, dans la mesure où celles-ci répondent, de façon
3 économique, à des besoins réels. D'ici ce moment, le Distributeur poursuit ses activités
4 de vigie et de prospection.

3.5 Attributs environnementaux

5 Lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, plusieurs intervenants
6 avaient suggéré que le Distributeur puisse accréditer ses projets de production d'énergie
7 renouvelable afin d'en revendre les attributs environnementaux sur le marché des
8 certificats d'énergie renouvelable (« Renewable Energy Certificates » ou RECs),
9 particulièrement en Nouvelle-Angleterre.

10 Les règles de certification des projets d'énergie renouvelable ne sont pas uniformes sur
11 l'ensemble du territoire américain, pas plus qu'elles ne le sont au sein d'une même
12 région, comme celle de la Nouvelle-Angleterre. Ainsi, la plupart des États de la
13 Nouvelle-Angleterre tentent de définir des critères de qualification qui restreignent la
14 certification des projets qui sont implantés à l'extérieur de leurs frontières respectives.
15 En effet, plusieurs intervenants de l'industrie électrique considèrent que l'implantation de
16 projets d'énergie renouvelable dans chacun des États constitue un élément central de la
17 mise en place des portefeuilles d'énergie renouvelable. Il n'est donc pas surprenant que
18 chaque État prenne action afin de favoriser le développement d'une industrie locale
19 reliée à la réalisation de ces projets, tout comme c'est le cas au Québec. En outre, la
20 présence de producteurs provenant d'États voisins n'est généralement pas bienvenue et
21 a récemment donné lieu à des contestations judiciaires.

22 Certains autres réseaux procèdent à des appels d'offres centralisés où l'introduction de
23 critères favorisant la production locale rend pratiquement impossible la qualification des
24 projets provenant de l'extérieur de l'État. Dans l'État de New York, par exemple, dans le
25 cadre du processus de sélection des offres mis en place par le NYSERDA¹⁰, 30 % du
26 pointage est directement relié à des critères de retombées économiques dans cet État.
27 En plus, tout projet ayant bénéficié d'une aide gouvernementale, même si cette aide

¹⁰ New York State Energy Resource and Development Authority.

1 provient d'un gouvernement étranger, ne peut se qualifier dans le processus d'appel
2 d'offres.

3 Finalement, toute vente de RECs liés aux projets d'énergie renouvelable du Distributeur
4 déplacerait forcément la réalisation de tels projets dans le Nord-Est des États-Unis,
5 puisque la quantité de RECs que doivent détenir les distributeurs est fixée par
6 règlement. Ainsi, la conséquence ultime de la vente des RECs par le Québec serait
7 d'encourager le maintien d'une plus grande quantité de production thermique dans les
8 marchés voisins.

9 Pour l'ensemble de ces raisons, la vente des attributs environnementaux reliés aux
10 projets d'énergie renouvelable du Distributeur ne s'avère pas, dans le contexte actuel,
11 une option réaliste et intéressante. Ainsi, le Distributeur n'entend pas, pour le moment,
12 entreprendre des démarches d'accréditation de ses projets dans les États du Nord-Est
13 américain. Si les conditions de mises en marché des attributs environnementaux
14 devaient changer de manière importante, le Distributeur pourrait réévaluer la situation.
15 Enfin, le Distributeur effectuera une vigie afin de demeurer à l'affût des changements qui
16 pourraient survenir et améliorer les perspectives de mise en valeur des attributs
17 environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable.

4 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE

4.1 Besoins en énergie

18 Le bilan en énergie présenté au tableau 4.1-1 est issu des besoins et du portefeuille
19 d'approvisionnement, décrits aux sections 2.1.4 et 3 respectivement, avant déploiement
20 des moyens de gestion existants.

21 Ce bilan intègre l'impact de la suspension des livraisons de la centrale de TCE pour
22 l'année 2011 uniquement et de la prolongation de l'entente d'intégration éolienne jusqu'à
23 la fin de l'année 2011. Au-delà de 2011, aucun service d'intégration éolienne n'est inclus
24 et la contribution prévue des parcs éoliens suit le profil-type de production mensuelle
25 établi selon les résultats d'analyses réalisées par la firme de consultants en énergie

1 éolienne Hélimax Énergie¹¹. Enfin, le bilan n’inclut aucune utilisation des conventions
 2 d’énergie différée.

3 **TABLEAU 4.1-1**
 4 **BILAN EN ÉNERGIE AVANT DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS**
 5 **(EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
- Volume d’électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5
- Approvisionnements non patrimoniaux de long terme	7,1	13,7	16,4	18,5	20,0	21,4	21,4	21,4	21,4	21,5
• TransCanada Energy	-	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
• HQP - Base et cyclable	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II (125 MW)	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique (150 MW)	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
= AAR (Surplus) avant déploiement	(0,9)	(6,7)	(8,6)	(9,3)	(5,9)	(3,7)	(3,2)	(2,7)	(2,3)	(2,0)

6
 7 Le bilan fait état d’importants surplus d’énergie, notamment de 2012 à 2016. La stratégie
 8 élaborée, présentée dans les sections suivantes, permettra de rétablir l’équilibre offre-
 9 demande, tout en minimisant les transactions sur les marchés de court terme et ce,
 10 dans une perspective continue d’accroître la flexibilité du portefeuille
 11 d’approvisionnement du Distributeur.

4.1.1 Déploiement des moyens de gestion existants

12 Le Distributeur est confronté à des surplus d’énergie importants en période d’été et à
 13 des besoins d’énergie et de puissance en période d’hiver. Afin de rétablir l’équilibre
 14 offre-demande de ses bilans d’énergie et de puissance, le Distributeur dispose
 15 d’ententes avec ses principaux fournisseurs, soit TCE et le Producteur.

¹¹ Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW); Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Décembre 2008; 61 pages.
 Hélimax Énergie Inc.; Reconstitution de séries historiques de production éolienne - Appel d’offres pour 2000 MW; Préparé pour Hydro-Québec Distribution; Juin 2009; 74 pages.

4.1.1.1 Suspension des livraisons de la centrale de TCE

1 Compte tenu de la situation énergétique, la suspension des livraisons d'électricité de la
2 centrale de TCE est maintenue jusqu'en décembre 2016 inclusivement, et ce,
3 strictement à des fins de planification.

4.1.1.2 Conventions d'énergie différée

4 La baisse de la demande à long terme est telle que, malgré la suspension des livraisons
5 d'électricité de la centrale de TCE, le Distributeur prévoit que le solde du compte serait
6 de plus de 28 TWh à l'échéance des contrats en base et cyclable avec le Producteur en
7 février 2027. Un tel résultat serait obtenu si les conventions d'énergie différée étaient
8 utilisées, sans égard à l'impact sur le solde du compte d'énergie différée en fin de
9 contrat.

10 Pour faire face à cette situation, le Distributeur a donc pris des mesures pour gérer le
11 solde du compte d'énergie différée afin d'avoir une plus grande assurance qu'il puisse
12 être ramené à zéro avant l'échéance des conventions. Les mesures préconisées par le
13 Distributeur visent à réduire les volumes d'énergie différée.

14 ***Utilisation du contrat cyclable***

15 Conformément aux dispositions du contrat original, les livraisons d'énergie du contrat
16 cyclable (250 MW) seront programmées en fonction des besoins du Distributeur. Le
17 Distributeur ne prévoit donc plus, pour le moment, différer l'énergie associée au contrat
18 cyclable sur l'horizon du Plan.

19 L'utilisation de cette mesure est sujette à l'évolution de la prévision de la demande et au
20 niveau du solde du compte d'énergie différée. En cas de réalisation d'un scénario de
21 demande plus élevée, à moyen et long termes, le Distributeur pourrait être amené à
22 revoir sa stratégie au sujet de l'utilisation du contrat cyclable et recommencer à en
23 différer les livraisons.

24 ***Utilisation du contrat en base de 350 MW***

25 Compte tenu du contexte actuel de surplus d'énergie et de l'importance des quantités
26 impliquées, le Distributeur a temporairement cessé de différer les livraisons du contrat

1 en base et a plutôt convenu d'une transaction de vente avec le Producteur. Celle-ci
2 permet de prendre livraison de l'énergie seulement lorsque le besoin est requis, tout
3 comme c'est le cas pour les livraisons du contrat cyclable. L'entente, lorsque requise,
4 couvrira chacune des périodes décrites dans les conventions (été, automne et hiver).
5 Les quantités non requises par le Distributeur seront revendues au Producteur à
6 quelques heures d'avis, selon un indice de marché. Avec cette transaction, le
7 Distributeur accroît sa flexibilité sur des horizons de très court terme. En effet, il évite
8 ainsi de revendre des quantités importantes sur les marchés de court terme, qu'il
9 pourrait avoir à racheter en partie en cas de variation de la demande afin de combler
10 ses besoins.

4.1.2 Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants

11 Le bilan en énergie présenté au tableau 4.1-2 intègre le déploiement des moyens de
12 gestion présentés à la section 4.1.1. Les quantités rappelées dans le cadre des
13 conventions d'énergie différée ont été limitées aux 400 MW de puissance garantie, afin
14 de refléter le caractère incertain des 400 MW additionnels. Toutefois, pour la pointe
15 hivernale 2010-2011, le Distributeur intègre à ses bilans les quantités rappelées en vertu
16 des dispositions des conventions d'énergie différée, telles qu'acceptées par le
17 Producteur. Le *taux de livraison majoré* des deux contrats (en base et cyclable
18 combinés) atteindra 1 150 MW, ce qui correspond à des retours d'énergie de 550 MW,
19 soit 150 MW de plus que la puissance garantie par ces conventions.

1
2
3

TABLEAU 4.1-2
IMPACT DU DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS
(EN TWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AAR (Surplus) avant déploiement	(0,9)	(6,7)	(8,6)	(9,3)	(5,9)	(3,7)	(3,2)	(2,7)	(2,3)	(2,0)
- Moyens de gestion déployés	(1,3)	(6,8)	(7,2)	(7,3)	(6,4)	(6,0)	(2,6)	(2,5)	(2,4)	(2,4)
• Suspension des livraisons de TCE	-	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	(4,3)	-	-	-	-
• Conventions d'énergie différée	1,4	(1,1)	(1,4)	(1,4)	(0,9)	(0,6)	(1,2)	(1,1)	(1,1)	(1,1)
<i>Dont énergie différée</i>	-	(1,9)	(2,2)	(2,2)	(1,8)	(1,8)	(2,0)	(2,0)	(2,0)	(2,0)
<i>Dont énergie rappelée</i>	1,4	0,8	0,7	0,8	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9
• Transaction de vente avec HQP	(2,0)									
• Contrat cyclable (250 MW)	(0,7)	(1,4)	(1,5)	(1,5)	(1,2)	(1,1)	(1,4)	(1,3)	(1,3)	(1,3)
AAR (Surplus) après déploiement des moyens existants	0,4	0,1	(1,4)	(2,0)	0,5	2,3	(0,6)	(0,2)	0,1	0,4
• Achats de court terme	0,4	0,8	0,9	0,9	1,6	2,5	1,7	1,9	2,1	2,1
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,0)	(0,2)	(2,3)	(2,1)	(2,0)	(1,7)

4

5 Malgré le déploiement des moyens de gestion existants, d'importants surplus d'énergie
6 demeurent présents au bilan, ceux-ci étant concentrés d'avril à octobre. Parallèlement,
7 de nouveaux approvisionnements seront requis en période hivernale.

4.2 Besoins en puissance

4.2.1 Critère de fiabilité en puissance

8 Pour assurer sa fiabilité en puissance, le Distributeur doit maintenir une réserve
9 suffisante pour faire face aux aléas de la demande et aux probabilités d'indisponibilité de
10 ses ressources. À cet effet, le Distributeur a la responsabilité de démontrer à la Régie
11 qu'il possède suffisamment de ressources pour répondre aux besoins à satisfaire. Il doit
12 aussi rendre compte auprès du « Northeast Power Coordinating Council » (NPCC) de la
13 fiabilité de l'alimentation de la zone de réglage du Québec¹².

¹² La conciliation des données entre le bilan du Distributeur, du Producteur et des données soumises au NERC et au NPCC, ainsi que la démonstration des critères de fiabilité en énergie et en puissance seront transmises à la Régie dans le cadre du suivi annuel de novembre 2010. L'annexe 3B présente les différences méthodologiques entre le bilan du Distributeur et les rapports remis au NPCC et au NERC.

1 Pour respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, la probabilité de perte de
2 charge dans une zone de réglage ne doit pas excéder une fois par dix ans¹³, ce qui
3 équivaut à une espérance de délestage de 0,1 jour par année.

4 Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en
5 fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des
6 caractéristiques des moyens de production déployés par le Distributeur.

4.2.2 Taux de réserve requise

7 Le taux de réserve requise correspond au ratio entre la réserve requise et les besoins à
8 la pointe du réseau. Le tableau 4.2-1 présente l'évolution des taux de réserve depuis le
9 dépôt du Plan d'approvisionnement 2008-2017.

10 **TABLEAU 4.2-1**
11 **ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR**
12 **RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2008-2017	9,8%	10,2%	10,6%	11,0%
État d'avancement 2008	9,7%	10,1%	10,6%	11,1%
État d'avancement 2009	9,5%	10,2%	10,7%	11,2%
Plan d'approvisionnement 2011-2020	9,5%	9,9%	10,4%	10,9%

13

14 Si la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle retenue lors
15 du précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur a cependant procédé à la
16 révision de l'aléa global sur les besoins en puissance, a modifié son portefeuille
17 d'approvisionnement et a ajouté une provision pour prendre en compte les changements
18 apportés au traitement de l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en
19 puissance. Les impacts de ces trois éléments sur le taux de réserve requise sont
20 précisés dans les sections suivantes.

¹³ Source : NPCC «Directories#1 Design and Operation of the BPS»
<http://www.npcc.org/documents/regStandards/Directories.aspx>

4.2.2.1 Révision des aléas sur les besoins en puissance

1 La baisse de l'aléa global sur les besoins en puissance¹⁴ entraîne une baisse de 0,6 %
2 du taux de réserve pour l'année en cours et de 0,7 % à l'horizon trois ans.

4.2.2.2 Modifications au portefeuille d'approvisionnement

3 Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a
4 connu les changements suivants :

- 5 • signature de six contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse,
6 totalisant 51,9 MW. Ce résultat remplace une estimation basée sur les objectifs
7 du décret qui visait l'acquisition de 150 MW de puissance produite par de la
8 biomasse ;
- 9 • ajustements liés aux soumissions retenues dans le cadre du programme d'achat
10 d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques. Sur la base des
11 caractéristiques des soumissions retenues, le taux de réserve de ce moyen a été
12 ajusté à 60 % au lieu de 40 % prévu initialement ;
- 13 • retrait du contrat de biomasse de Bowater (14 MW) ;
- 14 • retrait du contrat éolien de Les Méchins (150 MW) ;
- 15 • diminution du potentiel de l'option d'électricité interruptible de 1 000 MW à
16 850 MW¹⁵.

17 L'impact combiné de ces modifications sur le taux de réserve est faible, de +0,2 % à
18 -0,2 % selon l'horizon visé.

4.2.2.3 Traitement de l'incertitude sur la demande dans les exercices de fiabilité en puissance

19 Le Distributeur a entrepris des travaux afin de revoir son évaluation des risques dans
20 ses exercices de fiabilité en puissance. Ces travaux portent plus spécifiquement sur le
21 traitement de l'incertitude entourant les besoins de puissance qui est prise en compte
22 dans le modèle d'évaluation de la fiabilité (Modèle MARS)¹⁶. Ce modèle considère la

¹⁴ Voir la section 2.2.

¹⁵ Voir la section 3.3.1.

¹⁶ Multi-Area Reliability Simulation Model, commercialisé par General Electric.

1 demande de façon déterministe et utilise l'aléa global sur les besoins pour générer
2 différents scénarios de demande autour du scénario moyen.

3 Les analyses préliminaires réalisées par le Distributeur indiquent que la pondération
4 attribuée aux scénarios de la demande qui s'éloignent du scénario moyen pourrait être
5 sous-évaluée dans les exercices de fiabilité. Suite à ce constat, le Distributeur a
6 entrepris des évaluations complémentaires afin de mieux documenter et évaluer
7 l'occurrence de ces différents scénarios de la demande. Dans l'attente des résultats, il
8 ajoute une provision sur la réserve requise afin de prendre en compte ce facteur de
9 risque. Cette provision s'élève à 100 MW pour l'année courante et atteint 250 MW à
10 moyen terme. Cela entraîne une augmentation du taux de la réserve requise de 0,3 %
11 pour l'année courante et de 0,7 % pour l'horizon trois ans.

12 L'équilibre serré du bilan en puissance lors des prochaines années et le peu de marge
13 de manœuvre dont dispose le Distributeur pour augmenter les approvisionnements de
14 court terme – le potentiel de 1 100 MW étant pleinement exploité dès l'hiver 2012-2013
15 – font ressortir la nécessité de porter une attention particulière aux différents paramètres
16 et hypothèses utilisés dans ses exercices de fiabilité.

17 Les modifications nécessaires seront incorporées, le cas échéant, dans l'état
18 d'avancement 2011 du présent plan d'approvisionnement.

4.2.3 Bilan en puissance après déploiement des moyens de gestion existants

19 Le bilan en puissance présenté au tableau 4.2-2 intègre le déploiement des moyens de
20 gestion dont dispose le Distributeur pour combler les besoins de puissance. Le bilan
21 tient compte de la réserve requise nécessaire au respect du critère de fiabilité, telle que
22 présentée à la section 4.2.2.

23 Tel que décrit à la section 4.1.1, les moyens existants déployés par le Distributeur
24 incluent la suspension, jusqu'en décembre 2016 inclusivement, des 547 MW associés à
25 la production de la centrale de TCE et l'ajout de 400 MW de puissance garantie par les
26 conventions d'énergie différée. Pour la pointe hivernale 2010-2011 seulement, les
27 quantités rappelées correspondent à celles acceptées par le Producteur, tel qu'indiqué à
28 la section 4.1.2.

1
2
3

**TABLEAU 4.2-2
BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS
(EN MW)**

	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 218	4 298	4 382	4 401	4 417	4 424
= Puissance requise	40 091	40 904	41 533	42 130	42 784	43 596	43 947	44 141	44 297	44 373
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 649	3 462	4 091	4 688	5 342	6 154	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 484	2 751	3 011	3 187	3 329	3 876	3 876	3 876	3 876
• TCE	-	-	-	-	-	-	547	547	547	547
• HQP - Base et cyclable	1 150	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
<i>Dont : Puissance rappelée garantie</i>	550	400	400	400	400	400	400	400	400	400
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
• Éolien (3 344 MW) ⁽¹⁾	156	337	549	726	861	1 003	1 003	1 003	1 003	1 003
• Biomasse II (125 MW)	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
• Petite hydraulique (150 MW)	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	220	980	1 340	1 680	2 160	2 830	2 630	2 820	2 980	3 060
- Contribution des marchés de court terme	220	980	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise (besoins arrondis)	-	-	240	580	1 060	1 730	1 530	1 720	1 880	1 960

Note (1) : Le contrat de Les Méchins (150MW) est exclus.

Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec HQP.
À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%.

4

5 Le bilan en puissance fait état de besoins excédant la contribution des marchés de court
6 terme, dès l'hiver 2012-2013. L'élaboration d'une stratégie visant à développer de
7 nouveaux moyens pour satisfaire ces besoins est donc requise.

8 La section 4.3 fait état des caractéristiques des besoins additionnels à satisfaire et la
9 section 4.4 présente la stratégie qu'entend mettre de l'avant le Distributeur pour
10 satisfaire ces besoins.

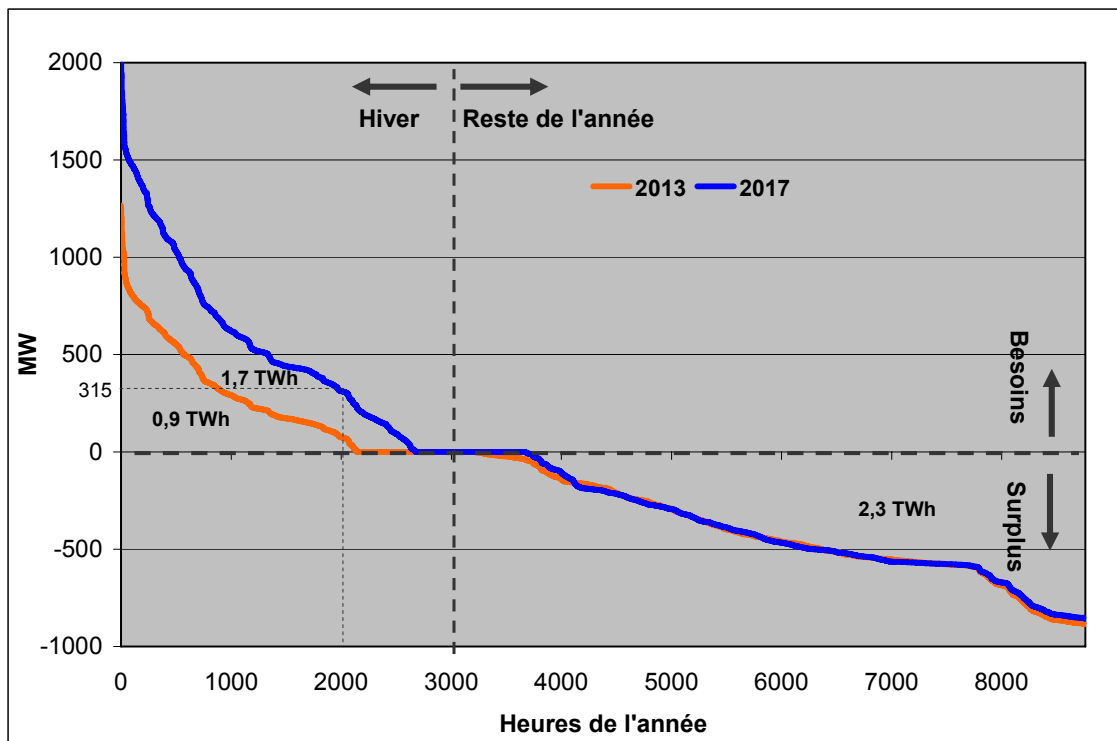
4.3 Caractérisation des approvisionnements requis

11 Afin de présenter le profil et les caractéristiques des approvisionnements requis, le
12 Distributeur a utilisé l'année 2017 comme année de référence, puisque tous les moyens
13 d'approvisionnement, incluant ceux provenant de TCE, y sont employés. Quelques
14 analyses sont également présentées pour l'année 2013, afin de caractériser également
15 une année plus rapprochée. Le choix de ces années permet d'éviter les années

1 bissextiles¹⁷, ces dernières exigeant des étapes additionnelles en matière de traitement
2 des données.

3 La planification de nouveaux moyens requiert entre autres que les besoins additionnels
4 à satisfaire soient caractérisés en termes saisonniers car, sur l'horizon de planification,
5 le Distributeur devra gérer des surplus en été et des besoins d'énergie en hiver. Les
6 graphiques 4.3-1 et 4.3-2 illustrent les achats et les reventes pour les années 2013 et
7 2017 dans un scénario moyen à conditions climatiques normales.

8 **GRAPHIQUE 4.3-1**
9 **COURBES DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS HORAIRE CLASSÉS**
10 **APRÈS MOYENS DE GESTION EXISTANTS (EN MW)**
11 **ANNÉES 2013 ET 2017**



12

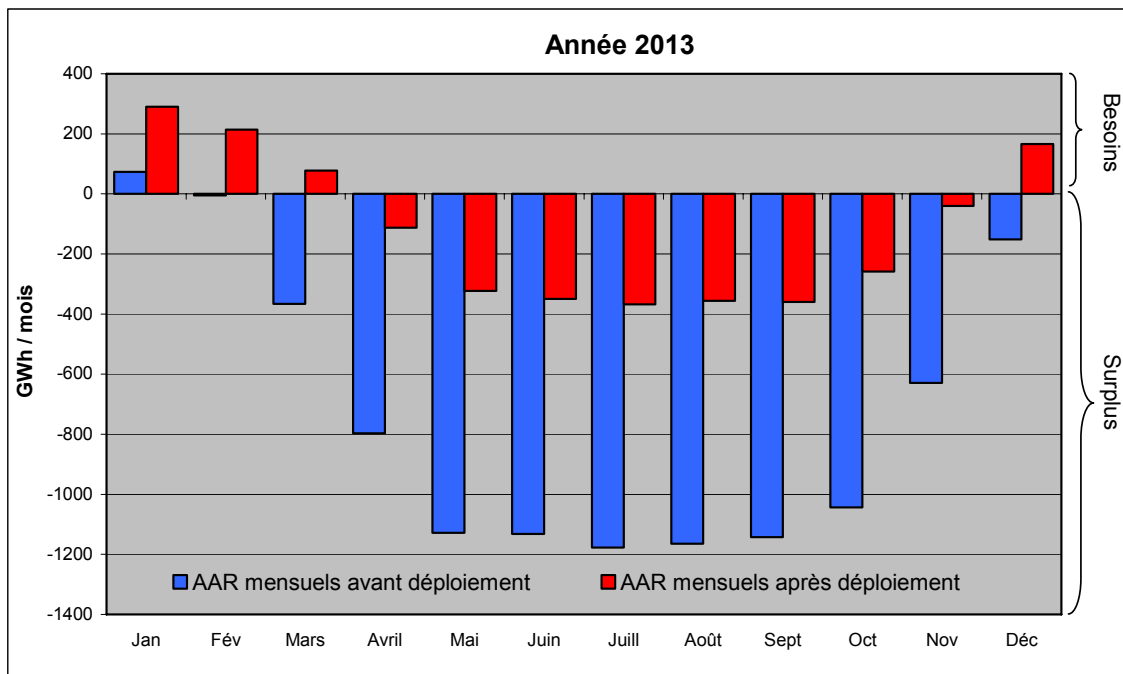
13 Au graphique 4.3-1, les besoins et les surplus sont présentés, pour chacune des heures
14 de l'année, après utilisation des moyens de gestion existants. Ainsi, pour l'année 2017,
15 des achats oscillant entre un peu plus de 300 MW et un peu plus de 1 500 MW sont

¹⁷ L'année 2020 est une année bissextile.

1 requis pendant les 2 000 heures de plus forte charge en hiver. Les besoins d'hiver de
 2 2013 sont par contre moins importants. Le reste de l'année, des reventes sont requises
 3 afin d'équilibrer le bilan en énergie et elles s'étalent sur plus de 5 000 heures. À certains
 4 moments, pendant les heures de l'année où la charge est moins élevée, elles excèdent
 5 500 MW.

6 Les deux graphiques suivants présentent, pour les années 2013 et 2017, les
 7 transactions mensuelles d'achat et de revente requises pour équilibrer le bilan en
 8 énergie ainsi que l'impact des moyens de gestion existants.

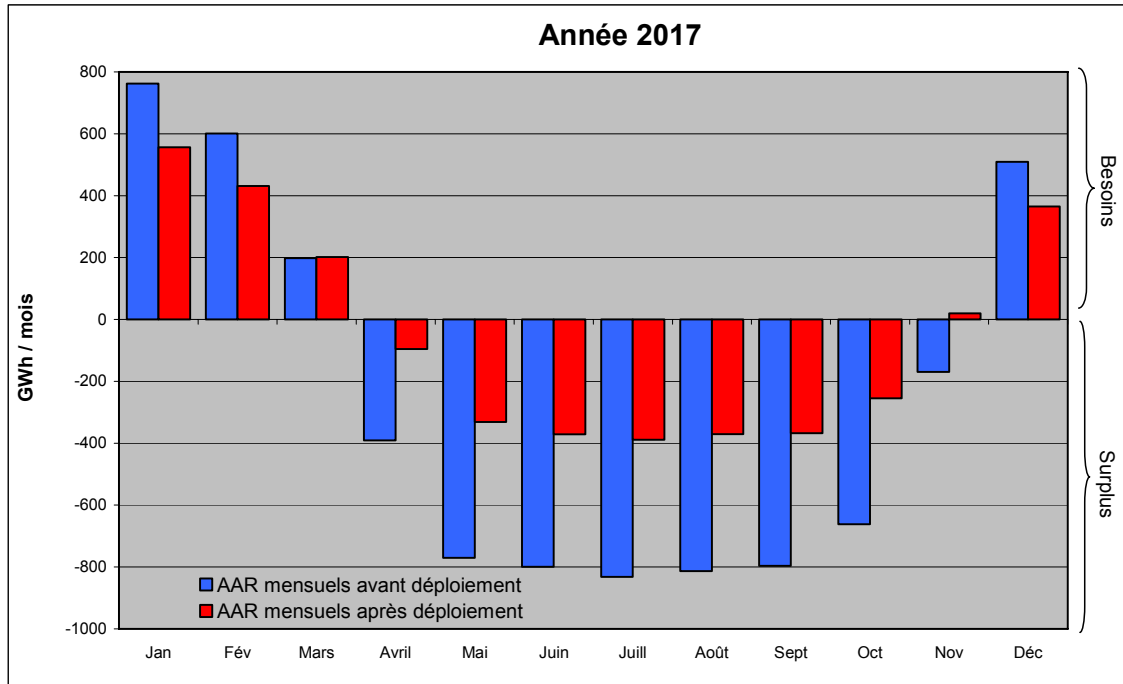
9 **GRAPHIQUE 4.3-2A**
 10 **PROFIL MENSUEL DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS (EN GWh/MOIS)**
 11 **AVANT ET APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS – ANNÉE 2013**



12

1
2
3

GRAPHIQUE 4.3-2B
PROFIL MENSUEL DES APPROVISIONNEMENTS REQUIS (EN GWh/MOIS)
AVANT ET APRÈS DÉPLOIEMENT DES MOYENS DE GESTION EXISTANTS – ANNÉE 2017



4

4.4 Stratégie d’approvisionnement

4.4.1 Stratégie envisagée à court et moyen termes

5 L’analyse des bilans en énergie et en puissance présentés aux sections 4.1 et 4.2
6 montre que le Distributeur doit gérer à la fois des surplus en énergie, générés pour la
7 plupart en été, et des besoins en puissance assortis d’une contribution requise variable
8 en énergie en période d’hiver. Les moyens existants, déployés de façon optimale, ne
9 suffisent plus à rétablir l’équilibre offre-demande, tant en énergie qu’en puissance.

10 La stratégie envisagée doit donc fournir puissance et énergie en hiver, sans générer de
11 surplus additionnels en énergie le reste de l’année. Conséquemment, pour les
12 premières années du Plan, la stratégie d’approvisionnement du Distributeur mise sur le
13 déploiement de trois moyens additionnels :

- 1 1. la modulation des livraisons de la centrale de TCE ;
- 2 2. la mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité
- 3 des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée ;
- 4 3. la négociation d'une entente globale de modulation.

4.4.1.1 Modulation des livraisons de la centrale de TCE

5 Le Distributeur est intéressé à accroître la flexibilité du contrat avec TCE en visant un
6 apport de sa centrale à Bécancour spécifiquement en période d'hiver. Des discussions
7 se poursuivront avec TCE en vue de parvenir à une option de suspension qui admettrait
8 des livraisons modulables, selon la période de l'année, et qui permettrait que le contrat
9 avec TCE contribue à la satisfaction des besoins en puissance et en énergie en hiver.

10 Dans le cas où les discussions avec TCE ne permettraient pas de conclure une entente,
11 que ce soit pour des considérations techniques ou commerciales, le Distributeur
12 envisagera toute autre alternative lui permettant d'équilibrer ses bilans en énergie et en
13 puissance.

4.4.1.2 Mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée

14 Les conventions d'énergie différée avec le Producteur prévoient la fourniture d'une
15 puissance pouvant atteindre 800 MW au-delà des 600 MW associés aux contrats
16 originaux, incluant un bloc de 400 MW dont la disponibilité demeure sujette à une
17 confirmation par le Producteur au cours de l'automne précédent la pointe hivernale.
18 Étant donné son caractère moins certain, la puissance additionnelle du bloc de 400 MW
19 est considérée comme une ressource supplémentaire, susceptible de contribuer aux
20 bilans en énergie et en puissance. Elle n'a donc pas été incluse dans le bilan après
21 déploiement des moyens de gestion existants (voir le tableau 4.2-2). Dans le cas où
22 cette ressource supplémentaire ne pourrait être accessible, des quantités additionnelles
23 devraient alors être achetées sur le marché de court terme. Le Distributeur aurait alors
24 recours aux marchés plus éloignés, en utilisant des services de passage offerts par le
25 Nouveau-Brunswick ou l'Ontario. Tel qu'établi à l'annexe 4B, ces services peuvent
26 comporter certains risques de coûts plus élevés, surtout lorsque la puissance sous
27 contrat comporte une contribution plus importante en énergie. Afin de minimiser

1 l'exposition à ce type de risques, l'énergie associée à la puissance provenant des
2 marchés éloignés devrait être appelée le moins souvent possible, en ayant recours, en
3 priorité, aux autres moyens présents dans le portefeuille de ressources du Distributeur.

4.4.1.3 Négociation d'une entente globale de modulation

4 Le Distributeur développe actuellement un nouveau type de produit, soit un service
5 global de modulation, qui remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne et qui
6 aurait une portée beaucoup plus large. Un tel service permettrait de moduler la plupart
7 des contrats d'approvisionnement du Distributeur, assurant ainsi une meilleure
8 adéquation entre les besoins du Distributeur et certains de ses approvisionnements.
9 Ainsi, les transactions de court terme nécessaires pour rééquilibrer le bilan offre-
10 demande, sur une base saisonnière, journalière et horaire, pourraient être réduites.
11 Cette entente pourrait, par exemple, permettre au Distributeur d'utiliser l'énergie
12 générée lors des périodes de surplus en été pour combler des besoins en hiver.

13 Cette entente permettrait également au Distributeur de compter sur une puissance
14 complémentaire s'ajoutant à la contribution en puissance propre des contrats qui
15 seraient inclus dans l'entente. Le niveau de puissance complémentaire ainsi ajouté
16 pourrait s'élever à environ 15 % (ou possiblement jusqu'à 25 %, selon l'issue des
17 négociations) de la puissance installée des parcs éoliens en service.

18 Le Distributeur entend déposer une demande d'approbation à cet effet au cours du
19 printemps 2011.

20 Les principaux paramètres de cette nouvelle entente, telle qu'elle est envisagée pour le
21 moment, sont présentés à la section 6.

4.4.1.4 Impact du déploiement de la stratégie de court et moyen termes

22 Les tableaux 4.4-1 et 4.4-2 présentent l'impact sur l'équilibre en énergie et en puissance
23 des moyens décrits dans la section 4.4.1. Par contre, puisque les négociations au sujet
24 de l'éventuelle entente globale de modulation ne sont pas suffisamment avancées, il est
25 prématuré pour l'instant de quantifier l'impact qu'une telle entente aura, particulièrement
26 sur les volumes de transactions d'énergie. Ainsi, le tableau 4.4-1, portant sur le bilan en
27 énergie, ne tient pas compte de l'impact relié à ce moyen et le tableau 4.4-2, portant sur

1 le bilan en puissance, tient compte du seuil minimal visé par le Distributeur quant à la
 2 puissance complémentaire associée à une telle entente, soit l'équivalent de 15 % de la
 3 puissance éolienne installée. En conséquence, les reventes d'énergie substantielles en
 4 2013 et 2014, ainsi que les achats de court terme qui figurent au tableau 4.4-1, pourront
 5 être atténués par la mise en place de l'entente globale de modulation.

6 **TABLEAU 4.4-1**
 7 **IMPACT EN ÉNERGIE DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION**
 8 **(EN TWh)**

	Court terme		Moyen terme			Long terme				
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AAR (Surplus) après moyens existants	0,4	0,1	(1,4)	(2,0)	0,5	2,3	(0,6)	(0,2)	0,1	0,4
- Nouveaux moyens de gestion déployés	-	0,3	0,2	0,2	1,1	1,8	(1,2)	(1,0)	(0,9)	(1,0)
• Modulation de TCE (547 MW)	-	-	-	-	1,1	1,4	(2,9)	(2,9)	(2,9)	(2,9)
• Conventions d'énergie différée (rappels additionnels jusqu'à 400 MW)	-	0,4	0,2	0,2	0,1	0,5	1,4	1,5	1,6	1,5
<i>Dont énergie différée</i>	-	-	-	-	0,0	0,0	(0,4)	(0,4)	(0,4)	(0,4)
<i>Dont énergie rappelée</i>	-	0,4	0,2	0,2	0,2	0,5	1,0	1,1	1,2	1,2
• Transactions de ventes avec HQP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrat cyclable (250 MW)	-	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(0,2)	(0,1)	0,3	0,4	0,4	0,3
= AAR (Surplus) après déploiement des nouveaux moyens	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)	0,5	0,6	0,8	1,0	1,4
• Achats de court terme	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0,7	1,0	1,2	1,3	1,8
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,1)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,4)

10 **TABLEAU 4.4-2**
 11 **IMPACT EN PUISSANCE DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION**
 12 **(EN MW)**

	Court terme		Moyen terme			Long terme				
	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020
= Puissance additionnelle requise après déploiement des moyens existants	220	980	1 340	1 680	2 160	2 830	2 630	2 820	2 980	3 060
- Nouveaux moyens prévus	-	469	475	563	1 123	1 394	902	902	902	902
• Modulation de TCE ⁽¹⁾	-	-	-	-	492	492	-	-	-	-
• Entente globale de modulation	-	169	275	363	431	502	502	502	502	502
• Conventions d'énergie différée (rappels additionnels jusqu'à 400 MW)	-	300	200	200	200	400	400	400	400	400
= Puissance additionnelle requise	220	510	870	1 110	1 030	1 430	1 730	1 920	2 080	2 150
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 030	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Nouveaux moyens requis (besoins arrondis)	-	-	-	-	-	330	630	820	980	1 050

14 (1) La puissance inscrite pour la centrale de TCE correspond à la contribution nette, après la prise en compte de la
 15 réserve.

1 Les deux tableaux précédents permettent de constater que les marchés de court terme
2 suffiront pour ajuster les déséquilibres résiduels en énergie, sur l'horizon du Plan, et
3 couvrir les besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2014-2015.

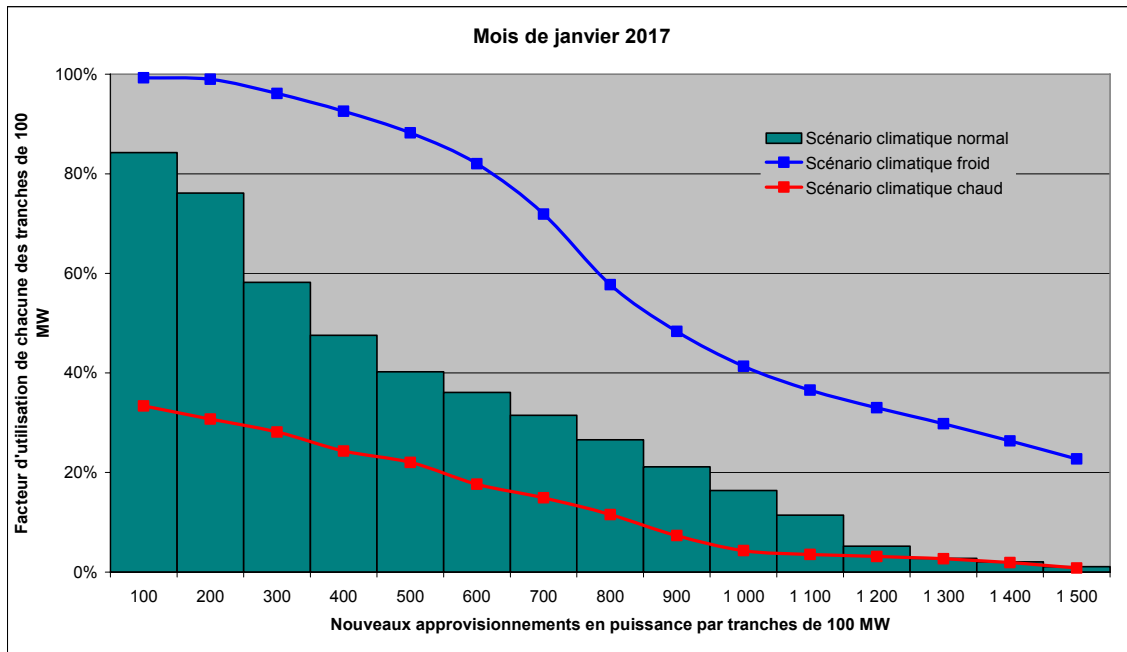
4 Par ailleurs, considérant le faible volume et la variabilité de ses transactions de court
5 terme, le nombre limité de contreparties et les coûts qui y seraient associés, le
6 Distributeur ne juge pas opportun de développer et d'exploiter une plateforme
7 électronique pour ses transactions de court terme.

8 Au-delà de l'horizon 2014-2015, les besoins substantiels en puissance nécessiteront la
9 mise en place de nouveaux moyens sur l'horizon de long terme. Afin d'établir les
10 caractéristiques des produits ainsi recherchés, le facteur d'utilisation (F.U.) de la
11 puissance requise procure une information primordiale. À titre d'exemple, des besoins
12 en puissance dont le F.U. est très faible peuvent être comblés par des déplacements de
13 consommation. À l'opposé, des besoins dont le F.U. est très élevé, quel que soit le
14 scénario climatique simulé, devront plutôt être satisfaits par des moyens à forte
15 contribution en énergie.

16 À cet effet, le graphique 4.4-1 montre l'utilisation de la puissance requise selon un cas
17 de climatologie normale, un cas de scénario climatique froid (besoins moyens plus un
18 écart type) et un cas de scénario climatique chaud (besoins moyens moins un
19 écart type). Chacun des trois cas est présenté pour le mois de janvier 2017, par tranche
20 de 100 MW.

1
2
3
4

GRAPHIQUE 4.4-1
FACTEUR D'UTILISATION ASSOCIÉ À LA PUISSANCE ADDITIONNELLE REQUISE,
PAR TRANCHE DE 100 MW
APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION



5

6 Le graphique 4.4-1 montre que les F.U. du scénario moyen sont d'environ 70 % pour les
7 trois premières tranches de 100 MW. L'analyse des cas contrastés permet toutefois de
8 constater que le nombre d'heures d'utilisation est appelé à varier de manière importante
9 en fonction des besoins réels à chacun des hivers. Dans le cas d'un scénario climatique
10 chaud, la contribution des trois premières tranches de 100 MW s'établirait à des F.U. de
11 moins de 30 %, alors que ces F.U. seraient supérieurs à 90 % dans le cas d'un hiver
12 plus froid. Cette analyse démontre que les besoins de puissance nécessiteront la mise
13 en place de moyens qui pourraient en outre permettre de combler une portion des
14 besoins en énergie en période d'hiver, conformément à la stratégie décrite à la
15 section 4.4.2.

4.4.2 Stratégie envisagée à plus long terme

16 Sur l'horizon du Plan, aucun appel d'offres de long terme n'est requis pour acquérir de
17 nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base. Par contre, le bilan

1 en puissance montre des besoins pour lesquels de nouveaux approvisionnements sont
2 requis à partir de l'horizon 2015-2016.

3 Pour combler les besoins en puissance, le Distributeur privilégiera, dans un premier
4 temps, le déploiement de moyens de gestion de la consommation. À cet effet, le
5 Distributeur sollicitera l'intérêt des différents fournisseurs potentiels de services pour une
6 éventuelle participation dans le cadre d'un appel d'offres ciblé en gestion de la
7 consommation. Cette sollicitation permettra de mieux cerner l'offre de tels services, ainsi
8 que les conditions auxquelles ils peuvent être livrés.

9 Par ailleurs, puisque la gestion de la consommation vise le déplacement de
10 consommation entre les créneaux horaires, ce moyen ne pourrait satisfaire qu'une
11 portion des besoins d'hiver, ces derniers impliquant une contribution potentielle
12 importante en énergie.

13 Toutefois, compte tenu de l'incertitude quant au potentiel lié à la gestion de la
14 consommation, la stratégie de déploiement des moyens additionnels devra faire l'objet
15 de souplesse afin de s'adapter à l'évolution réelle des besoins, après la prise en compte
16 de la gestion de la consommation.

17 Par ailleurs, l'analyse menée par le Distributeur sur le potentiel d'approvisionnement en
18 puissance à partir de chaque marché (voir l'annexe 4B) fait ressortir l'intérêt de recourir
19 aux moyens disponibles dans les marchés voisins. L'État de New York et la Nouvelle-
20 Angleterre sont particulièrement intéressants car d'importantes quantités de ressources
21 y sont disponibles en hiver, lors de la pointe des besoins québécois. Compte tenu de ce
22 constat, la stratégie d'acquisition de nouvelles ressources implique deux démarches :

- 23 • accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux
24 voisins ;
- 25 • lancer un appel d'offres.

26 Ces démarches doivent être menées en parallèle et ne sont pas indépendantes l'une de
27 l'autre. À titre d'exemple, la conclusion d'un contrat de long terme avec un fournisseur
28 situé dans le marché de New York doit nécessairement être accompagnée d'un
29 accroissement de la capacité d'importation en pointe l'hiver. Dans le cas contraire, la
30 signature d'un contrat de long terme se traduirait simplement par la réduction du

1 potentiel d'approvisionnement sur les marchés de court terme fixé à 1 100 MW au bilan
2 de puissance¹⁸.

4.4.2.1 Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins

3 L'accès à de plus grandes quantités de puissance provenant des marchés hors Québec,
4 notamment de l'État de New York et de la Nouvelle-Angleterre, requiert nécessairement
5 la mise à niveau des équipements en place ou la mise en place de nouveaux
6 équipements de transport. Afin d'amorcer les démarches qui pourraient éventuellement
7 donner lieu aux investissements requis, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin
8 d'obtenir des évaluations des modalités et des conditions auxquelles la capacité
9 d'importation en pointe à partir des réseaux voisins peut être augmentée.

10 Parallèlement, le Distributeur entreprendra des démarches avec les réseaux voisins,
11 notamment avec celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales
12 applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contrainte à ce type
13 de produit. Une telle uniformisation pourrait permettre à tous les producteurs, sans
14 égard au marché où leurs ressources sont localisées, de participer aux marchés de
15 puissance au Québec. À cet égard, le Distributeur souhaiterait être en mesure
16 d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser
17 l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à
18 l'Ontario. Le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel
19 d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario.

¹⁸ Tel que mentionné à la section 3.3.4, les seuls liens actuellement disponibles en pointe, donnant accès à un marché où plusieurs fournisseurs sont actifs et où des approvisionnements fermes et garantis peuvent être disponibles, représentent une capacité d'importation de 1 100 MW, exclusivement avec l'État de New York.

1 Le potentiel d’approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins qui
2 s’avèrera économiquement intéressant permettra au Distributeur de déterminer les
3 volumes de puissance qu’il pourra acquérir sur ces marchés, soit par suite d’un
4 processus d’appel d’offres de long terme ou par l’augmentation du potentiel d’achat sur
5 les marchés de court terme, au-delà du 1 100 MW déjà inscrit au bilan de puissance.

4.4.2.2 Lancer un appel d’offres

6 Étant donné les besoins soutenus en puissance qui apparaissent à partir de l’hiver
7 2015-2016, un appel d’offres pour de nouveaux moyens devrait être lancé au plus tard
8 en 2013. Tel que constaté à la section 4.4.1.4, la puissance acquise devra présenter
9 peu de restrictions quant à son nombre d’heures d’utilisation.

10 En vue du lancement de cet appel d’offres, le Distributeur explore actuellement toutes
11 les possibilités afin d’accroître son bassin de ressources potentielles, que celles-ci
12 soient directement raccordées au réseau du Transporteur ou qu’elles proviennent des
13 réseaux voisins. À cet effet, il appert que peu de production non liée par contrat et
14 disponible auprès de contreparties autres que le Producteur soit actuellement en place
15 sur le réseau du Transporteur, alors que des quantités importantes sont disponibles en
16 hiver dans les réseaux voisins.

17 Compte tenu de ce constat, le Distributeur considère que des offres de puissance en
18 provenance de nouveaux équipements ne pourraient concurrencer celles associées à
19 des équipements existants. Il est donc improbable qu’un éventuel appel d’offres pour un
20 produit de puissance, sans engagement ferme de prendre livraison de quantités fixes
21 d’énergie, puisse favoriser la construction d’un nouvel équipement au Québec. Pour
22 cette raison, il y a peu d’avantages à lancer un appel d’offres comportant un long délai
23 entre l’octroi des contrats et le début des premières livraisons. En considérant
24 également que de courts délais permettent une meilleure connaissance des
25 caractéristiques et du niveau des besoins, un appel d’offres aura tout avantage à être
26 lancé assez tardivement avant l’échéance des premiers besoins. Cet aspect est d’autant
27 plus important que d’éventuels programmes de gestion de la consommation pourraient
28 influencer le volume de puissance requise.

1 Le Distributeur devra en outre composer avec l'incertitude quant à la date de
2 disponibilité des nouvelles capacités d'importation. Une échéance à cet égard sera
3 connue lorsque les évaluations préalables seront complétées. La section 4.4.2.3 décrit
4 la problématique de gestion des échéances plus en détail.

5 ***Paramètres de l'appel d'offres***

6 Pour les fins de l'appel d'offres visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements en
7 puissance à compter de décembre 2015, le Distributeur cherchera à conclure des
8 contrats dont les caractéristiques devraient se conformer aux conditions énumérées ci-
9 dessous.

10 Exigences communes à tous les contrats :

- 11 • point de livraison sur le réseau du Transporteur ou à n'importe quel point
12 d'interconnexion avec les réseaux voisins ;
- 13 • durée minimum de cinq ans ;
- 14 • puissance garantie sur une base continue entre le 1^{er} décembre et le 31 mars ;
- 15 • aucun engagement ferme du Distributeur à accepter les livraisons d'énergie ;
- 16 • dépôt de garanties par les fournisseurs à la signature des contrats.

17 Les caractéristiques régissant l'appel de l'énergie associée à la puissance pourraient
18 différer d'un contrat à l'autre. Les soumissionnaires seront toutefois incités à imposer le
19 moins de restrictions possible quant au nombre d'heures d'appel de l'énergie par hiver
20 et à proposer de courts délais d'appel.

21 Les soumissionnaires pourraient également être invités à proposer une option qui
22 permettrait de modifier la date de début des livraisons afin que le Distributeur soit en
23 mesure de faire face plus facilement à des scénarios de croissance différents de ceux
24 prévus actuellement.

25 ***Processus d'analyse des soumissions***

26 Tel que mentionné à la section précédente, le Distributeur prévoit que la production
27 existante, notamment dans les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre,

1 représentera la solution la plus concurrentielle, compte tenu des quantités qui y sont
2 disponibles en période d'hiver.

3 Dans le contexte de l'utilisation de moyens de production existants, le processus
4 d'analyse des soumissions devra être adapté. À cet égard, un processus de sélection,
5 conforme à celui appliqué dans les appels d'offres du Distributeur pour les contrats
6 d'une durée d'un an et moins, semble une piste intéressante. Ainsi, l'introduction de
7 critères à incidence non monétaire, tels qu'appliqués dans le cadre des appels d'offres
8 de long terme, n'apparaît pas appropriée. En effet, un appel d'offres pour le type de
9 produit visé ne conduira vraisemblablement pas à la mise en place d'une nouvelle
10 ressource, surtout dans le contexte où la capacité de production d'électricité en hiver
11 existe en quantité suffisante dans le Nord-Est américain. En plus, l'ouverture de l'appel
12 d'offres à la production prenant sa source dans une zone de réglage voisine rend le suivi
13 de l'application de critères qualitatifs, comme ceux reliés au développement durable,
14 beaucoup plus difficile et moins pertinent.

4.4.2.3 Ordonnancement des actions

15 Préalablement au lancement d'un appel d'offres, le Distributeur s'adressera au
16 Transporteur afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des
17 investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des
18 différentes alternatives d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des
19 réseaux voisins. Ces informations permettront de fixer la date la plus tardive à laquelle
20 une décision doit être prise par le Distributeur afin que les capacités de transport
21 requises soient mises en place. La date de lancement de l'appel d'offres sera donc
22 déterminée en conséquence.

23 Le coût des différentes offres dans la zone de réglage du Québec pourra être comparé
24 aux offres proposées à partir des réseaux voisins, en combinant les prix proposés par
25 les soumissionnaires et les coûts de transport issus des évaluations du Transporteur.

26 Les résultats de l'appel d'offres pourront également permettre de baliser les
27 investissements que le Distributeur pourrait devoir consentir afin de déployer d'autres
28 moyens pour satisfaire des besoins en puissance qui se présenteront ultérieurement,
29 dont :

- 1 • les nouveaux programmes de gestion de consommation ;
- 2 • l'accroissement de la capacité d'importation avec des réseaux voisins afin
- 3 d'augmenter le potentiel d'approvisionnement en puissance sur les marchés de
- 4 court terme.

4.4.3 Bilans après déploiement des moyens

5 Les tableaux 4.4-3 et 4.4-4 présentent les bilans détaillés, en énergie et en puissance

6 respectivement, après le déploiement des moyens décrits à la section 4.4.1. Ils

7 incorporent ainsi les nouveaux moyens que le Distributeur entend mettre de l'avant afin

8 de combler la totalité des besoins de sa clientèle, tout en respectant les critères de

9 fiabilité.

10 **TABLEAU 4.4-3**

11 **BILAN EN ÉNERGIE APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION**

12 **(EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins visés par le Plan d'approvisionnement	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
- Volume d'électricité patrimoniale	178,6	178,6	178,8	178,8	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du patrimonial	6,2	7,0	7,8	9,3	14,2	17,7	18,2	18,7	19,1	19,5
- Approvisionnements non patrimoniaux de long terme	5,8	7,2	9,4	11,5	14,7	17,2	17,7	17,9	18,1	18,1
• TransCanada Energy	-	-	-	-	1,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
• HQP - Base et cyclable	4,0	3,1	2,5	2,5	3,2	3,9	4,4	4,6	4,8	4,8
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• Éolien I : 990 MW	1,4	2,3	2,6	2,6	2,6	2,7	2,6	2,6	2,6	2,7
• Éolien II : 2000 MW	0,1	1,4	3,3	4,7	5,5	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3
• Éolien III : 500 MW	-	-	0,0	0,4	1,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Biomasse II : 125 MW	-	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Petite hydraulique : 150 MW	0,1	0,1	0,3	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
= AAR (Surplus) après déploiement des nouveaux moyens	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)	0,5	0,6	0,8	1,0	1,4
• Achats de court terme	0,4	0,5	0,7	0,7	0,5	0,7	1,0	1,2	1,3	1,8
• Reventes	(0,0)	(0,8)	(2,3)	(2,9)	(1,1)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,3)	(0,4)

13

1
2
3

**TABLEAU 4.4-4
BILAN EN PUISSANCE APRÈS DÉPLOIEMENT DES NOUVEAUX MOYENS DE GESTION
(EN MW)**

	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020
Besoins à la pointe visés par le Plan	36 625	37 232	37 613	37 976	38 566	39 298	39 565	39 740	39 880	39 949
+ Réserve requise pour respecter le critère de fiabilité	3 466	3 672	3 920	4 154	4 273	4 353	4 382	4 401	4 417	4 424
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 649	3 462	4 091	4 688	5 397	6 209	6 505	6 699	6 855	6 931
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 431	2 953	3 226	3 574	4 364	4 778	4 778	4 778	4 778	4 778
• TCE	-	-	-	-	547	547	547	547	547	547
• HQP - Base et cyclable	1 150	1 300	1 200	1 200	1 200	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
<i>Dont : Puissance rappelée</i>	550	700	600	600	600	800	800	800	800	800
• Contrats de biomasse (incluant Tembec)	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
• Éolien (3 344 MW) ⁽¹⁾	156	337	549	726	861	1 003	1 003	1 003	1 003	1 003
• Biomasse II (125 MW)	-	-	51	52	52	52	52	52	52	52
• Petite hydraulique (150 MW)	-	23	27	109	150	150	150	150	150	150
• Entente globale de modulation	-	169	275	363	431	502	502	502	502	502
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	220	510	870	1 110	1 030	1 430	1 730	1 920	2 080	2 150
- Contribution des marchés de court terme	220	510	870	1 100	1 030	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
= Puissance additionnelle requise <i>(besoins arrondis)</i>	-	-	-	-	-	330	630	820	980	1 050

Note (1) : Le contrat de Les Méchins (150MW) est exclus. Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec HQP. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%.

4

5 CRITÈRES DE FIABILITÉ

5.1 Critère de fiabilité en énergie

5 Dans sa planification des moyens d'approvisionnement, le Distributeur doit s'assurer du
6 respect de deux critères de fiabilité en énergie, l'un spécifique à ses approvisionnements
7 et l'autre spécifique au volume d'électricité patrimoniale fourni par le Producteur.

5.1.1 Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

8 Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur, tel qu'accepté par la Régie, est formulé
9 comme suit :

10 « Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario
11 moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans
12 encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance
13 supérieure à 5 TWh par année. » (D-2005-178)

1 L'aléa global s'élève à 8,1 TWh sur un horizon de cinq ans (voir la section 2.2). Le
2 tableau 5.1-1 présente, d'une part, l'impact sur les besoins à approvisionner lorsqu'on
3 considère un écart type au-delà du scénario moyen et, d'autre part, des moyens qui
4 peuvent être mis en place pour assurer le respect du critère de fiabilité.

5 **TABLEAU 5.1-1**
6 **CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR**
7 **(EN TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015
Aprovisionnements additionnels requis (AAR)					
Après déploiement des moyens (réf. Tableau 4.4-3)	0,4	(0,2)	(1,6)	(2,2)	(0,5)
+ Aléa d'un écart type (réf. Tableau 2.2-1)	4,0	4,7	5,5	6,6	8,1
AAR + 1 écart type	4,4	4,5	4,0	4,4	7,5
Moyens disponibles (potentiel maximal)	2,7	7,7	8,0	8,0	6,5
Utilisation accrue de TCE	-	4,3	4,3	4,3	3,2
Utilisation accrue du contrat cyclable	0,7	1,4	1,5	1,5	1,4
Utilisation accrue du contrat en base	2,0	1,9	2,2	2,2	1,9
AAR après gestion	1,7	(3,2)	(4,0)	(3,7)	1,0

8

9 Le niveau des besoins à satisfaire atteint son maximum en 2015 et s'élève à 7,5 TWh.
10 Par ailleurs, les moyens mis en place avant le recours aux marchés de court terme hors
11 Québec dépassent les besoins à satisfaire, sauf en 2011 et 2015 où les marchés de
12 court terme pourraient contribuer, dans un tel scénario, mais toujours à des niveaux
13 sous le seuil de 5 TWh. Outre les moyens mentionnés, le Distributeur pourrait aussi
14 procéder à des rappels plus importants du compte d'énergie différée. Le Distributeur
15 dispose donc actuellement de suffisamment de moyens pour assurer le respect du
16 critère de fiabilité en énergie.

17 Par ailleurs, une entente globale de modulation pourrait contribuer au comblement d'une
18 portion des besoins d'hiver dans la mesure où des surplus seraient encore présents en
19 période d'été.

5.1.2 Critère de fiabilité en énergie du Producteur

1 La plus grande partie des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
2 patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est presque
3 essentiellement hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal
4 fournisseur soit en mesure de répondre à ses obligations tout en respectant les
5 standards de fiabilité acceptés par la Régie.

6 Dans sa décision D-2008-133 du 20 octobre 2008 relative au Plan d'approvisionnement
7 2008-2017 du Distributeur, la Régie a accepté le critère de fiabilité en énergie applicable
8 au volume d'électricité fourni par le Producteur, à savoir le maintien d'une réserve
9 énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur
10 deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives.

11 À la demande de la Régie, le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce
12 critère auprès de son fournisseur. Une attestation à cet effet est déposée et rendue
13 publique, en mai, août et novembre de chaque année¹⁹.

14 Les documents concernant le suivi de novembre 2010 seront transmis à la Régie dès
15 qu'ils seront disponibles.

5.2 Critère de conception du réseau de transport

16 Le réseau de transport est conçu pour être en mesure d'acheminer des besoins prévus
17 par le scénario moyen de la demande plus 4 000 MW. L'évolution de la situation depuis
18 le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce
19 critère.

5.3 Services complémentaires requis pour assurer la sécurité et la fiabilité du réseau de transport

20 En février 2005, le Distributeur concluait avec le Producteur une « Entente concernant
21 les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité

¹⁹ Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse Internet suivante :
http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_CriteresFiabilite_D-2008-133.html

1 de l'approvisionnement patrimonial »²⁰. Cette entente prévoit des niveaux de prestation
2 associés à différents services que le Producteur doit fournir afin de permettre au
3 Transporteur de gérer le réseau électrique de manière stable et sécuritaire. Les niveaux
4 de services déterminés dans cette entente visaient à satisfaire une demande
5 correspondant au volume et au profil associés à l'électricité patrimoniale.

6 Lorsque les premiers contrats de production éolienne ont été approuvés, le Distributeur
7 s'est intéressé aux impacts que pouvait avoir cette production sur le niveau requis de
8 services complémentaires. Les démarches ont débuté par l'identification des services
9 complémentaires affectés. Il s'agit des services de réglage de fréquence, de réglage de
10 production et de la provision pour aléas. Par la suite, lors du dépôt de l'état
11 d'avancement 2009, le Distributeur produisait trois études²¹ sur le sujet. Celles-ci ont
12 permis de constater que non seulement la production éolienne affectait le niveau de
13 services requis, mais que des dépassements des niveaux de prestation de service
14 inscrits dans l'entente actuelle sont régulièrement enregistrés, même en l'absence des
15 éoliennes.

16 Puisque la prestation de ces services est étroitement reliée à la fourniture de l'électricité
17 patrimoniale, elle doit nécessairement faire l'objet d'une négociation entre le Distributeur
18 et le Producteur. Les deux parties ont donc convenu d'aborder cet enjeu dans le cadre
19 d'une éventuelle entente globale de modulation, dont les grandes lignes sont présentées
20 à la section 6.

²⁰ Voir l'annexe 3A.

²¹ Ces trois études sont :

« Impact de la production éolienne sur le service de régulation de la fréquence »
Disponible sur Internet à l'adresse suivante : http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Regulation%20de%20la%20fr%C3%A9quence.pdf

« Impact de la production éolienne sur le service de réglage de la production (suivi de la charge) »

Disponible sur Internet à l'adresse suivante : http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Reglage%20de%20production%20-%203000MW%20%C3%A9ol.pdf

« Évaluation de la provision pour aléas en considérant les erreurs de prévision de la production éolienne » Disponible sur Internet à l'adresse suivante : http://www.regie-energie.gc.ca/audiences/EtatApproHQD/Rapport_Provisions%20pour%20al%C3%A9as.pdf

6 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

1 Le Distributeur vise à mettre en place une nouvelle entente qui remplacerait l'actuelle
2 entente d'intégration éolienne. Cette entente aurait une portée beaucoup plus large en
3 permettant de moduler les livraisons de la totalité des contrats découlant des
4 approvisionnements postpatrimoniaux, à l'exception de ceux conclus avec le
5 Producteur. Elle couvrirait les livraisons provenant de la centrale de TCE, des projets
6 éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques (ci-
7 après, les contrats assujettis). Les contrats en base et cyclable avec le Producteur
8 seraient exclus étant donné qu'ils font déjà l'objet de conventions visant à accroître leur
9 flexibilité. L'entente permettrait ainsi d'optimiser les livraisons d'énergie associées aux
10 contrats concernés en favorisant une meilleure concordance avec les besoins du
11 Distributeur. En effet, selon le fonctionnement prévu, l'entente permettrait de mieux
12 répartir, à chacune des heures, l'énergie annuelle provenant des approvisionnements
13 postpatrimoniaux.

14 Le service de modulation ne constituant pas un nouvel approvisionnement, l'entente
15 globale de modulation ne serait pas visée par la procédure d'appel d'offres. De plus, les
16 contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne, il
17 ressort que seul le Producteur pourrait agir comme fournisseur dans le cadre de
18 l'entente globale de modulation. Par ailleurs, tel que précisé à la section 5.3, cette
19 entente couvrirait l'ensemble des dépassements aux services complémentaires, qu'ils
20 soient causés ou non par la production éolienne.

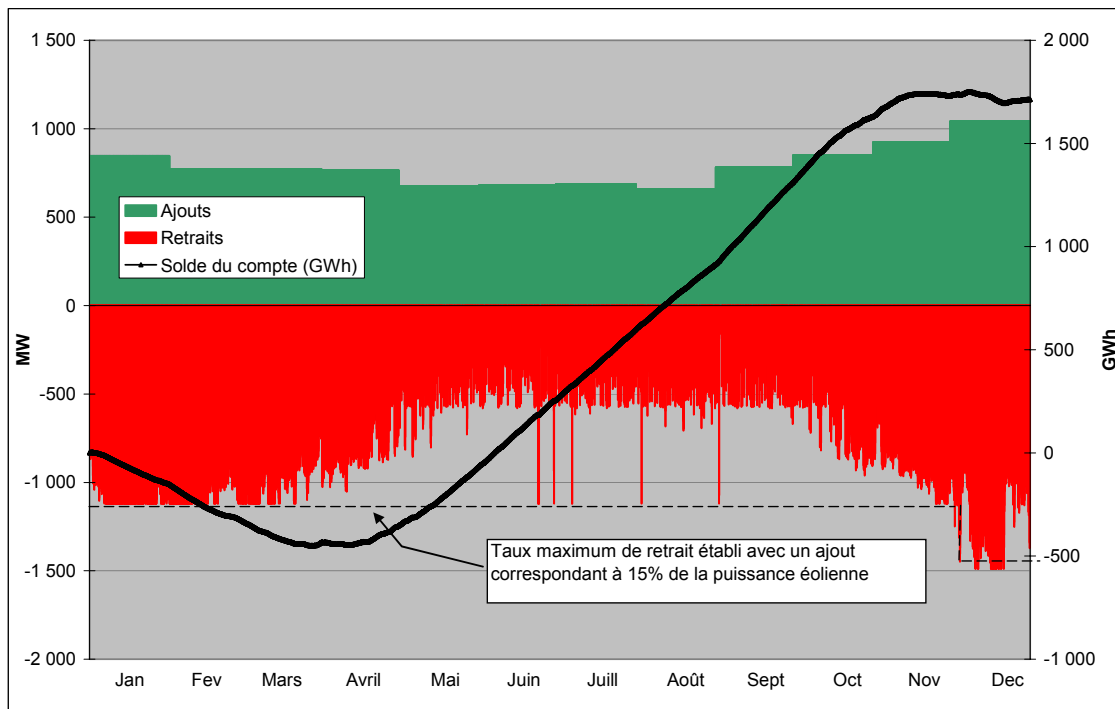
21 L'entrée en vigueur de l'entente globale de modulation est planifiée pour le 1^{er} janvier
22 2012, soit au moment où les livraisons associées aux contrats visés par l'entente
23 atteindront des niveaux plus substantiels.

6.1 Principales modalités

24 Selon l'option actuellement envisagée par le Distributeur, l'établissement d'une entente
25 globale de modulation impliquerait la création, auprès du Producteur, d'un compte
26 annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des
27 contrats assujettis. En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette

1 énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance
 2 par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévus de la charge locale, au-delà de
 3 l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, tel
 4 qu'illustré aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2. Cette livraison d'énergie correspondrait à un
 5 retrait du compte de modulation. Le solde du compte de modulation varierait d'heure en
 6 heure selon les ajouts et les retraits.

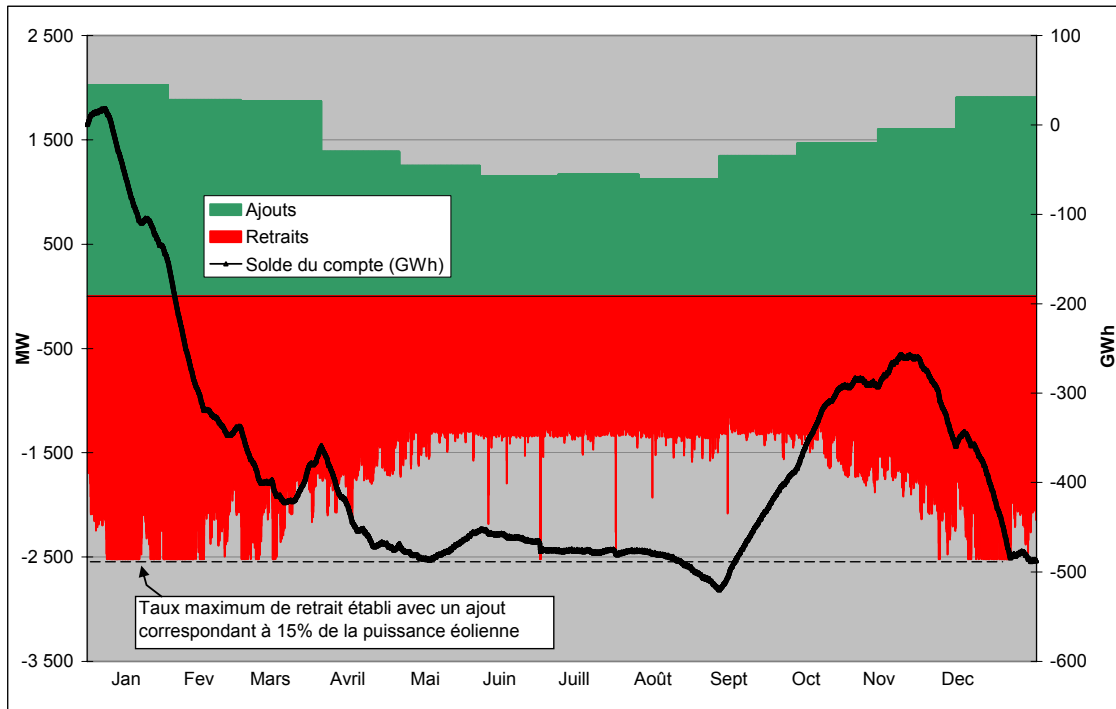
7 **GRAPHIQUE 6.1-1**
 8 **ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2013**



9
 10 Note : Pour des fins d'illustration, la production éolienne est représentée selon des taux de livraison
 11 mensuels constants.

1
2

GRAPHIQUE 6.1-2
ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2017



3

Note : Pour des fins d'illustration, la production éolienne est représentée selon des taux de livraison mensuels constants.

6

Certaines limites viendraient toutefois encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation, notamment :

9

- le plafonnement des retraits horaires ;

10

- le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer.

11

12

Les retraits horaires seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis²², à laquelle s'ajouterait une contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installée des parcs éoliens.

14

²² Dont une contribution de 30 % pour les projets éoliens.

1 Tel que mentionné à la section 4.4.1.3, le Distributeur souhaiterait que cette contribution
2 en puissance complémentaire soit supérieure à 15 % et puisse atteindre 25 %.

7 STRATÉGIE DE GESTION DES RISQUES

7.1 Principaux risques

3 Les principaux risques spécifiques aux activités d’approvisionnement de long terme du
4 Distributeur se regroupent en quatre catégories :

- 5 • incertitude quant aux quantités requises et livrées ;
- 6 • fluctuation des prix de l’électricité ;
- 7 • défaut d’une contrepartie ou risque de crédit ;
- 8 • risques opérationnels.

9 Il s’agit de risques spécifiques qui doivent être gérés par le Distributeur.

7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées

10 La planification des approvisionnements comporte des incertitudes reliées à la demande
11 (principalement des aléas climatiques et des aléas de croissance de la consommation),
12 ainsi qu’à l’offre, qui peut s’avérer restreinte (peu de contreparties) ou insuffisante par
13 rapport aux quantités requises. Par ailleurs, après l’octroi d’un contrat, il existe un risque
14 de défaut relié à la possibilité que le fournisseur ne respecte pas les dates de début des
15 livraisons ou ne livre pas les quantités minimales prévues.

16 Cependant, puisque le Distributeur fait présentement face à d’importants surplus
17 d’énergie, le risque associé aux quantités livrées dans les contrats de long terme revêt
18 une importance moindre, notamment en dehors des pointes d’hiver. Ainsi, le fait que les
19 quantités offertes par les soumissionnaires n’ont pas atteint le niveau recherché dans
20 l’appel d’offres A/O 2009-01 pour de l’énergie produite par de la cogénération à la
21 biomasse, ou que certains contrats ont dû être résiliés, ne compromet en rien l’équilibre
22 du bilan en énergie du Distributeur.

7.1.2 Fluctuation des prix de l'électricité

1 Les prix de l'électricité dans les marchés du Nord-Est des États-Unis se caractérisent
2 par une forte volatilité et sont influencés par les variations du taux de change.

3 La majeure partie des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
4 patrimoniale. Il s'agit d'une source d'approvisionnement dont le coût est relativement
5 faible et indépendant des fluctuations de prix de marché. Le Distributeur procède
6 normalement à des appels d'offres pour combler les besoins au-delà de l'électricité
7 patrimoniale. Ils peuvent porter sur des contrats d'approvisionnement à court ou long
8 terme.

9 Les prix des contrats de long terme sont souvent ajustés en fonction de différents
10 indices tels que l'indice des prix à la consommation (IPC) ou le prix du gaz naturel. Le
11 coût d'un contrat indexé au prix du gaz naturel ou libellé en dollars américains est sujet
12 à des fluctuations, puisque ces indices sont volatils.

13 Une approche possible en matière de gestion active des risques reliés aux fluctuations
14 de prix des commodités consisterait à utiliser des dérivés financiers (par exemple des
15 contrats à terme se rapportant à l'électricité ou au gaz naturel) pour fixer d'avance le
16 coût d'approvisionnement et, ainsi, éliminer le risque associé aux fluctuations de prix.
17 Toutefois, cette stratégie n'est pas sans coût et ne comporte aucune espérance de
18 réduction de coût lorsqu'elle est répétée sur une longue période. Le Distributeur dispose
19 plutôt d'un compte de frais reportés, qui, dans ces conditions et considérant que le
20 portefeuille comporte peu d'approvisionnements dont le prix est volatil, constitue l'outil le
21 plus approprié afin de réduire l'impact des fluctuations de coûts.

22 En plus, l'utilisation de dérivés financiers, dans une situation où les quantités requises
23 sont très incertaines, peut présenter un accroissement des risques du Distributeur et
24 revêt un caractère spéculatif. Le Distributeur ne propose donc pas l'utilisation de ce type
25 d'instrument financier dans le contexte actuel.

7.1.3 Défaut d'une contrepartie

1 Dans le contexte d'approvisionnement du Distributeur, le risque relatif au défaut d'une
2 contrepartie à l'égard du non respect de ses engagements contractuels correspond à
3 l'écart entre le prix contractuel de l'électricité et sa valeur marchande de remplacement.

4 Dans le but d'assurer la réalisation des transactions de court terme et d'accorder les
5 délais de paiement conformes aux pratiques de l'industrie, chacune des contreparties
6 avec lesquelles le Distributeur effectue des transactions courantes est sujette à des
7 limites maximales de crédit. Le niveau de la limite de crédit effectivement accordé est
8 déterminé périodiquement pour chaque contrepartie en tenant compte notamment des
9 notations de crédit, telles qu'émissions par les agences de notation reconnues et des
10 volumes de transactions anticipés avec celle-ci.

7.1.4 Risques opérationnels

11 Le Distributeur a adopté diverses mesures afin de se prémunir contre les risques
12 opérationnels, notamment en matière de sécurité et de confidentialité. Des pratiques ont
13 été mises en place pour assurer l'application du code d'éthique du Distributeur,
14 notamment par la formation continue des employés sur le sujet. Par ailleurs, des
15 contrôles ont été mis en place afin d'assurer que la sélection des fournisseurs, et les
16 outils et procédures en place aux fins de la gestion des approvisionnements, respectent
17 les encadrements en vigueur.

7.2 Garanties financières exigées des contreparties

18 Les transactions à long terme sont effectuées conformément au cadre établi par l'appel
19 d'offres et approuvé par la Régie. Par exemple, les méthodes de calcul des pénalités en
20 cas de défaut et les montants de garantie à déposer (cautionnement ou lettres de crédit)
21 sont spécifiés dans la documentation relative aux appels d'offres.

22 Toutefois, une exception a été introduite dans le cadre du programme d'achat
23 d'électricité auprès des petites centrales hydrauliques, où le Distributeur n'exige pas de
24 garanties financières, compte tenu de la finalité de ce programme et de la nature des
25 entités visées.

7.2.1 Pénalités liées à la date garantie de début des livraisons

1 Les contrats signés pour des approvisionnements de long terme, à l'exception des
2 contrats découlant du programme d'achat d'électricité auprès des petites centrales
3 hydrauliques, contiennent des clauses comportant des pénalités liées à la date garantie
4 de début des livraisons. Ainsi, les fournisseurs doivent assumer les risques associés à la
5 réalisation de leur projet et ils doivent s'assurer que les exigences environnementales
6 sont satisfaites tout comme l'obtention des permis requis à cet égard.

7 Les contrats impliquent normalement la construction d'une nouvelle centrale et prévoient
8 des dates butoirs reliées à des étapes critiques de la réalisation des centrales. Le non-
9 respect de ces dates butoirs entraîne un droit de résiliation par le Distributeur. Ainsi, si le
10 contrat est résilié avant l'expiration d'un délai de douze mois suivant la date de sa
11 signature, des dommages liquidés doivent être payés au Distributeur par le fournisseur
12 en défaut. Si la résiliation se produit douze mois ou plus après la date de signature du
13 contrat, des dommages liquidés plus importants seront réclamés au fournisseur.

14 Les contrats prévoient également que si la date de début des livraisons survient après la
15 date garantie de début des livraisons, une pénalité quotidienne est applicable.

7.2.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie

16 Le Distributeur insère dans ses contrats des clauses comportant des pénalités liées au
17 maintien de la contribution en énergie. Ainsi, après la date de mise en service, les
18 fournisseurs doivent garantir leur contribution effective en énergie annuelle.

19 Par exemple, dans les contrats signés relativement à l'appel d'offres A/O 2009-01 pour
20 de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, lorsque les fournisseurs sont
21 en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle prévue au contrat, ils doivent payer des
22 dommages à chaque année. Le montant des dommages correspond au produit de la
23 quantité d'énergie manquante multipliée par la différence entre, d'une part, la moyenne
24 du coût de remplacement de l'énergie et, d'autre part, le prix que le Distributeur aurait
25 payé au fournisseur en vertu du contrat.

26 Si un fournisseur est incapable de respecter l'énergie contractuelle, la quantité d'énergie
27 contractée peut être révisée à la baisse. Dès lors, des dommages liquidés sont payés

1 par le fournisseur sur la base de la différence entre la quantité contractée et la quantité
2 révisée. Le montant des dommages liquidés s'élève à 35 000 \$/MW, si la révision
3 intervient avant le dixième anniversaire de la date de début des livraisons et de
4 60 000 \$/MW, lorsque l'événement survient à partir du dixième anniversaire de la date
5 de début des livraisons.

6 Les dommages liquidés et pénalités, de même que les droits de résiliation du contrat
7 protègent le Distributeur contre les principaux préjudices prévisibles découlant d'un
8 défaut de la part d'un fournisseur. L'ensemble des protections qui sont prévues aux
9 contrats en faveur du Distributeur constituent, pour les fournisseurs, des incitatifs à
10 respecter leurs engagements.

7.2.3 Garanties prévues au contrat d'approvisionnement pour couvrir les risques financiers

11 Pour garantir le paiement des dommages liquidés et des pénalités en cas de défaut de
12 respecter leurs obligations contractuelles préalablement à la date de début des
13 livraisons, les fournisseurs doivent déposer des garanties dès la signature du contrat et
14 des garanties additionnelles après l'écoulement d'un délai précis après la date de
15 signature du contrat.

16 Habituellement, ces garanties de début des livraisons sont échangées pour des
17 garanties d'exploitation lors du début des livraisons, après que les pénalités de retard,
18 lorsqu'applicables, aient été payées par le fournisseur.

19 Par exemple, dans les contrats signés relativement à l'appel d'offres A/O 2009-01 pour
20 de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, afin de garantir l'exécution
21 de leurs obligations contractuelles, depuis la date de début des livraisons et jusqu'à la
22 fin du contrat, les fournisseurs doivent déposer des garanties d'exploitation de
23 35 000 \$/MW à la date de début des livraisons et des garanties additionnelles de
24 25 000 \$/MW au dixième anniversaire de la date de début des livraisons.

25 De façon générale, les fournisseurs ont également l'obligation de renflouer les garanties
26 lorsque le Distributeur les exerce en totalité ou en partie. Les garanties à être fournies
27 par les fournisseurs prennent généralement la forme d'une lettre de crédit irrévocable et
28 inconditionnelle.

1 Dans un contrat de long terme, lorsqu'un soumissionnaire est coté par l'une des
2 agences de notation reconnues, les montants des garanties à déposer sont diminués en
3 fonction des limites maximales de crédit qui figurent à l'annexe 6, lesquelles sont
4 établies en fonction de la notation accordée à une entreprise. À cet égard, un
5 soumissionnaire peut fournir une garantie d'une société-mère ou d'une société affiliée,
6 s'il dépose une convention de cautionnement qui garantit ses obligations.

7.3 Implication de la vice-présidence Comptabilité et contrôle – Hydro-Québec

7 L'activité d'approvisionnement en énergie du Distributeur comporte des risques de crédit
8 et de marché. À cet égard, l'évaluation des risques de marché et de crédit par du
9 personnel indépendant de ceux directement responsables de l'activité commerciale
10 constitue une pratique saine et prudente.

11 En place depuis le début de 2007, l'équipe spécialisée en gestion des risques de la vice-
12 présidence Comptabilité et contrôle d'Hydro-Québec a pour mandat d'évaluer et
13 d'assurer le suivi des risques de marché et de crédit se rapportant aux activités
14 d'approvisionnement du Distributeur.

15 En collaboration avec le Distributeur, l'équipe de gestion des risques a procédé à
16 l'élaboration d'un programme de gestion des risques des activités d'approvisionnement
17 du Distributeur (PGRAA-HQD). Déposé à la Régie le 19 décembre 2008, le PGRAA-
18 HQD s'applique aux risques de marché et de crédit des approvisionnements de court
19 terme du Distributeur et établit les encadrements nécessaires afin d'en assurer une
20 saine gestion.