

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023
RÉSEAU INTÉGRÉ**

3. INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

1 Depuis de nombreuses années, le Distributeur œuvre à promouvoir une culture de
2 l'efficacité énergétique au Québec. La longévité et l'ampleur du déploiement des
3 programmes et activités dans ce domaine ont influencé de façon durable des
4 changements de comportement dans plusieurs marchés.

5 Les interventions du Distributeur en efficacité énergétique visent essentiellement
6 l'économie d'énergie et la gestion de la demande en puissance (GDP). Elles peuvent être
7 déployées selon différentes approches :

- 8 • **Programmes commerciaux** qui incitent directement les clients à réduire ou
9 déplacer dans le temps leur consommation énergétique ;
- 10 • **Tarifs ou options tarifaires** qui incitent les clients, par un signal de prix, à réduire
11 ou déplacer leur consommation ;
- 12 • **Financement de tiers** ou recours à des **appels d'offres auprès d'intermédiaires**
13 pour réaliser des programmes ou activités¹ ;
- 14 • **Autres activités** structurantes en amont : activités de recherche et
15 développement (R&D), innovation technologique, appui à la normalisation et à la
16 réglementation.

17 La flexibilité de ces interventions, par rapport à d'autres moyens pour assurer l'équilibre
18 offre-demande, constitue un atout sur lequel le Distributeur continuera de miser dans sa
19 planification.

3.1. Interventions en économie d'énergie

20 Lancé en 2003, le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) a permis de réaliser des
21 économies d'énergie cumulées atteignant près de 7 TWh à la fin de 2012. Avec les
22 investissements prévus pour les années 2013 à 2015, le Distributeur s'assure d'atteindre
23 la cible de 8 TWh. Jumelé au projet CATVAR et aux activités du Bureau de l'efficacité et

¹ Le financement d'une partie des activités et programmes d'économie d'énergie du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ) constitue un exemple de cette approche.

1 de l'innovation énergétique (BEIÉ), ce sont environ 10 TWh en économies d'énergie
2 électrique qui seront implantés à l'horizon 2015.

3 À compter de l'année 2016, et ce, afin de tenir compte de l'état évolutif du contexte de
4 l'équilibre offre-demande, le Distributeur propose de combler le tiers de la croissance des
5 ventes par des interventions en économie d'énergie. Sur la base de la prévision des
6 ventes actuelle, cela représente des économies annuelles implantées variant de 0,6 TWh
7 à 1,0 TWh sur l'horizon du Plan. Une telle modulation des interventions en économie
8 d'énergie offre de la souplesse au Distributeur, mais exige aussi une planification
9 soutenue de façon à s'ajuster rapidement au marché en temps opportun afin de capter le
10 maximum d'opportunités au moindre coût.

11 Pour réaliser ces économies d'énergie, le Distributeur s'appuiera en premier lieu sur les
12 acquis en visant l'amélioration du portefeuille existant. À court terme, il mettra l'emphase
13 sur de nouvelles orientations favorisant les approches en sensibilisation tout en aidant les
14 clients à mieux comprendre et gérer leur consommation d'électricité par des outils et des
15 conseils appropriés. Au marché affaires, il bonifiera l'offre de services-conseils et
16 d'accompagnement et élaborera un portefeuille d'interventions davantage ciblées par
17 secteur. La priorité sera mise sur les interventions ayant pour effet d'accroître la
18 compétitivité des entreprises québécoises. La démarche du Distributeur s'inscrit ainsi dans
19 une volonté de moderniser son offre en efficacité énergétique et ce, tout en poursuivant
20 ses activités de R&D.

21 À plus long terme, le Distributeur s'appuiera sur des stratégies visant des changements de
22 comportement durables et la transformation de marché. Pour y parvenir, le Distributeur
23 élargira sa gamme d'interventions et travaillera en complémentarité avec ses partenaires.
24 Par exemple, l'expertise et l'influence du Distributeur dans l'évolution des normes, codes
25 et règlements touchant l'efficacité énergétique devraient permettre d'assurer la pérennité
26 des gains dans certains marchés ayant atteint leur maturité.

27 Par ailleurs, compte tenu de l'évolution des bilans en énergie et en puissance, le
28 Distributeur priorisera les interventions en économie d'énergie ayant un impact important
29 sur la réduction des besoins en puissance.

3.2. Interventions en gestion de la demande en puissance

1 Diverses interventions sont déployées pour réduire les besoins à la pointe du réseau. Les
2 interventions dont la réduction de puissance n'est pas sous le contrôle du Distributeur sont
3 intégrées à même la prévision des besoins (par exemple, la biénergie résidentielle et les
4 chauffe-eau à trois éléments), alors que celles dont la réduction de puissance est sous le
5 contrôle du Distributeur sont considérées comme des moyens permettant d'équilibrer le
6 bilan en puissance (par exemple, l'électricité interruptible).

7 Le Distributeur maintient sa volonté d'augmenter la contribution des moyens de gestion de
8 la demande pour répondre aux nouveaux besoins de puissance. Au cours des prochaines
9 années, le Distributeur tiendra compte de son contexte d'affaires et du développement
10 rapide de nouveaux outils technologiques dans l'élaboration de tels moyens.

11 La stratégie de déploiement des moyens de GDP s'articule en deux phases selon l'horizon
12 de planification des travaux. À court et moyen termes, le Distributeur tablera sur les
13 activités suivantes :

- **Maximiser l'utilisation des moyens existants**

14 Pour la biénergie résidentielle, le Distributeur poursuivra ses activités de sensibilisation
15 pour fidéliser la clientèle au tarif DT. Cette option tarifaire permet une diminution des
16 besoins en puissance de 640 MW à la pointe. De plus, suite à la décision D-2013-177,
17 les exploitations agricoles sont admissibles au tarif DT depuis le 31 octobre 2013.

18 Le Distributeur continuera également à susciter l'intérêt des grands clients industriels
19 pour l'électricité interruptible. Le Distributeur maintient l'hypothèse d'une contribution
20 de 850 MW provenant de ce programme dans le bilan en puissance. À cette quantité
21 s'ajoute un bloc interruptible lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette. La
22 charge interruptible d'Aluminerie Alouette s'établit à 150 MW pour l'hiver 2013-2014 et
23 elle devrait augmenter à 300 MW à l'hiver 2016-2017, et enfin atteindre 450 MW à
24 l'hiver 2019-2020.

- **Améliorer les approches de sensibilisation à la notion de pointe et poursuivre les appels au public**

1 Le Distributeur poursuivra activement la sensibilisation des clients afin de les inciter à
2 consommer judicieusement l'électricité en période de pointe.

3 De plus, il continuera à recourir aux appels au public lorsque nécessaire. Le
4 Distributeur vise à augmenter la notoriété de ce moyen et à analyser l'évolution de
5 l'impact des appels au public sur plusieurs hivers successifs.

- **Poursuivre les travaux d'innovation de l'IREQ**

6 Le Distributeur poursuivra ses travaux de R&D avec l'IREQ en gestion de la demande
7 en puissance, particulièrement ceux reliés à l'interruption de charges à distance sur de
8 courtes périodes. À plus long terme, les travaux de l'IREQ cibleront également des
9 moyens de réduction de puissance de plus longue durée.

- **Développement de nouvelles interventions et poursuite de la vigie**

10 Le Distributeur poursuivra l'analyse du potentiel commercialement réalisable des
11 mesures identifiées dans le PTÉ de gestion de la demande en puissance. Cette
12 analyse permettra de définir l'ensemble des paramètres requis pour la conception de
13 nouvelles interventions.

14 Le Distributeur poursuit également sa vigie des tendances du marché des nouvelles
15 technologies permettant aux entreprises de services publics de déployer de nouveaux
16 moyens de GDP.

17 À plus long terme, le Distributeur compte sur l'ajout de 300 MW de nouveaux moyens de
18 gestion de la demande en puissance sur l'horizon du Plan, à hauteur de 50 MW par année
19 dès l'hiver 2016-2017. Ce déploiement sera révisé en fonction des résultats des travaux
20 de l'IREQ, de l'évolution des outils technologiques et des conditions de marché.

21 Tel que présenté au tableau 3.1, l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du
22 Distributeur contribuera à réduire les besoins en puissance de près de 3 000 MW à l'hiver
23 2013-2014, soit environ 8 % des besoins, et de plus de 4 500 MW à l'hiver 2022-2023.

TABLEAU 3-1
CONTRIBUTION DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LA RÉDUCTION DES
BESOINS DE PUISSANCE (MW)

	2013- 2014	2022- 2023
Électricité interruptible	1 000	1 300
Biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments	640	650
Nouvelles interventions en GDP	-	300
Impact en puissance des interventions en économie d'énergie	1 300	2 290
TOTAL	2 940	4 540

4. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

4.1. Caractéristiques des approvisionnements existants

1 La contribution maximale de l'électricité patrimoniale au bilan en énergie s'élève à
 2 178,9 TWh. La livraison de l'électricité patrimoniale est caractérisée par un profil annuel
 3 préétabli de valeurs horaires de puissances classées, dont la valeur maximale est fixée à
 4 34 342 MW. Puisque l'électricité patrimoniale inclut tous les services nécessaires et
 5 généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité², le Producteur est amené
 6 à maintenir une réserve de planification de 3 100 MW, au-delà de la valeur maximale au
 7 profil des livraisons, ce qui porte la puissance inscrite au bilan à 37 442 MW.

8 Le Distributeur dispose également de 58 contrats d'approvisionnement de long terme en
 9 vigueur représentant plus de 4 600 MW de puissance contractuelle. Depuis le dépôt de
 10 l'état d'avancement 2012, cinq parcs éoliens ont été mis en service, pour une puissance
 11 de 730,0 MW, ainsi que six centrales de cogénération à la biomasse, pour une puissance
 12 de 75,4 MW, et une petite centrale hydroélectrique de 25,0 MW. Par ailleurs, le
 13 gouvernement du Québec a annoncé l'annulation de six projets de petites centrales
 14 hydroélectriques, représentant 82 MW à terme. Le tableau 4-1 présente un sommaire des
 15 contrats signés et une liste détaillée est présentée à l'annexe 3C.

TABLEAU 4-1
SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE LONG TERME SOUS CONTRAT

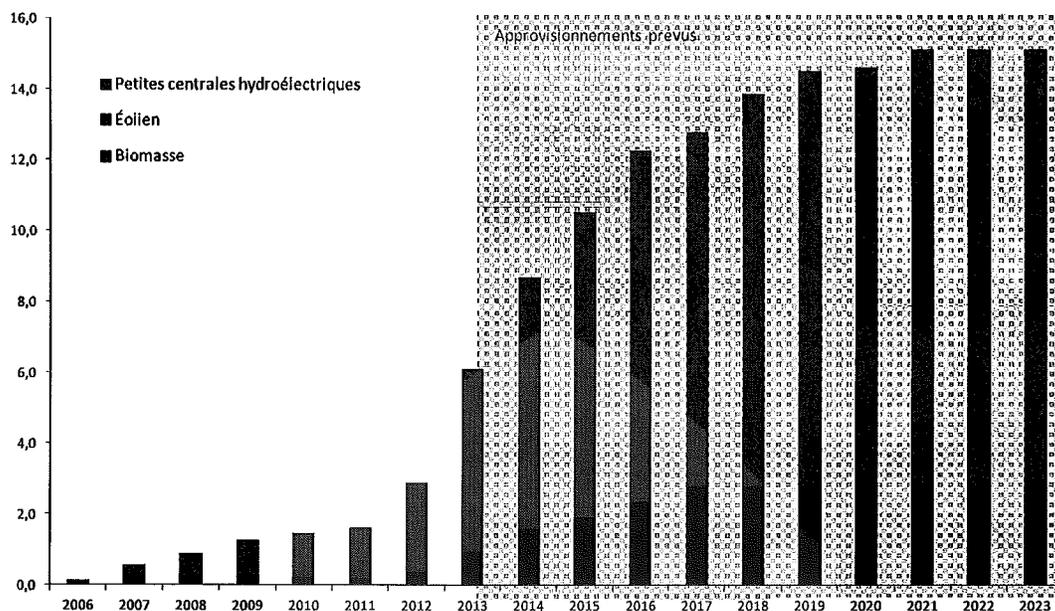
	Nombre de contrats signés	Puissance contractuelle totale (MW)	Puissance à la pointe ⁽¹⁾ (MW)	Énergie annuelle (TWh)						
				2014	2015	2016	2017	2018	...	2023
A/O 2002-01 - Toutes sources d'énergie	3	1 107 + 40 en pointe	1 147	5,3	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
A/O 2003-01 - Biomasse I	1	16 à 19 MW, selon le mois	16	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2003-02 - Éolien I	7	840	294	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
A/O 2004-02 - Cogénération	1	8	8	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2005-03 - Éolien II	15	2 009	703	4,2	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
A/O 2009-01 - Biomasse II	6	53	53	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
PAE 2009-01 - Petite hydraulique	5	64	64	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
A/O 2009-02 - Éolien III	12	288	101	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
PAE 2011-01 - Biomasse III	8	205	205	1,0	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
TOTAL	58	+ de 4 600	2 591	14,0	20,1	21,5	21,5	21,5	...	21,5

(1) Puissance inscrite au bilan en puissance. Dans le cas de l'énergie éolienne, il s'agit de la contribution associée à l'entente d'intégration, soit l'équivalent de 35 % de la puissance contractuelle.

² En 2005, les services concernés ont fait l'objet d'une entente entre le Distributeur et le Producteur, laquelle est présentée à l'annexe 3B.

1 Le portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux du Distributeur a beaucoup évolué
2 depuis 2006. En effet, l'énergie associée aux blocs déterminés par le gouvernement du
3 Québec a connu une forte croissance qui se poursuivra sur l'horizon du Plan, tel qu'il
4 appert de la figure 4-1. L'énergie associée à ces approvisionnements est passée d'environ
5 0,2 TWh en 2006 à près de 3,0 TWh en 2012, et devrait atteindre 15,1 TWh en 2023. De
6 ces quantités, environ 80 % est issue de la production éolienne.

FIGURE 4-1
ÉVOLUTION DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX
DÉCOULANT DES RÈGLEMENTS ADOPTÉS PAR LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC
2006-2023 (TWH)



7 Au-delà des contrats de long terme, le Distributeur dispose de quatre ententes négociées
8 afin d'accroître la flexibilité, la sécurité et la fiabilité de son portefeuille
9 d'approvisionnements, soit :

- 10 • l'entente globale cadre ;
- 11 • l'entente d'intégration éolienne ;
- 12 • l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ;
- 13 • les conventions d'énergie différée.

4.1.1. Entente globale cadre

1 Approuvée par la Régie en août 2009, l'entente globale cadre en vigueur actuellement,
2 d'une durée de cinq ans, prendra fin le 31 décembre 2013.

3 Le renouvellement de l'entente globale cadre, débutant le 1^{er} janvier 2014 pour une
4 période de trois ans, a été conclue avec le Producteur. La demande d'approbation de cette
5 entente a été déposée à la Régie en septembre 2013³ et le dossier est présentement à
6 l'étude. Les termes et les conditions de cette entente sont essentiellement les mêmes que
7 ceux de l'entente globale cadre en vigueur.

4.1.2. Entente d'intégration éolienne

8 L'entente d'intégration éolienne conclue en 2005 a été renouvelée jusqu'à l'obtention d'un
9 nouveau service par le Distributeur.

10 En juin 2013, le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'approbation des
11 caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de
12 l'acquisition de ce service⁴. Le service défini par le Distributeur comporte essentiellement
13 les mêmes caractéristiques que le service actuellement en vigueur, soit un service
14 d'équilibrage éolien assorti d'une puissance complémentaire en hiver. Le service, tel que
15 défini, répond aux besoins du Distributeur et est conforme aux décrets à l'égard des blocs
16 d'énergie éolienne déterminés par le gouvernement du Québec.

17 Le dossier est présentement à l'étude par la Régie.

4.1.3. Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE

18 Selon les termes de l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE en
19 vigueur, approuvés par la Régie en août 2009, la période de suspension des livraisons
20 peut être prolongée année après année, selon les besoins du Distributeur. La production
21 de la centrale de TCE est suspendue depuis le 1^{er} janvier 2008.

22 Selon la planification actuelle, les livraisons de TCE ne sont plus requises en base et
23 auraient contribué à peine deux mois par hiver et ce, à compter de 2022 seulement. Par

³ Dossier R-3861-2013, *Demande d'approbation de l'entente globale cadre.*

⁴ Dossier R-3848-2013, *Demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne.*

1 conséquent, le Distributeur a entrepris des discussions avec TCE visant la recherche
2 d'une solution à plus long terme. Le Distributeur poursuivra ses démarches en ce sens et
3 avisera la Régie des développements à ce sujet, au moment opportun. D'ici là, le
4 Distributeur exercera son option de suspension annuelle, le cas échéant, et déposera à
5 cet effet des demandes d'approbation à la Régie.

4.1.4. Conventions pour différer l'énergie des contrats en base et cyclable avec le Producteur

6 Le Distributeur dispose de conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW
7 (contrat en base) et 250 MW (contrat cyclable) avec le Producteur. Les termes de ces
8 conventions permettraient au Distributeur de différer une partie de ses surplus d'énergie et
9 de combler des besoins, en énergie et en puissance.

10 Or, depuis le dépôt à la Régie de la demande d'approbation des amendements aux
11 conventions d'énergie différée⁵, les besoins en énergie du Distributeur ont diminué de
12 175 TWh sur la période 2013-2027. De plus, le Distributeur a vu son portefeuille de
13 moyens d'approvisionnement s'accroître à la suite de l'adoption de nouveaux blocs
14 d'énergie renouvelable par le gouvernement du Québec, pour un total de 51 TWh. La
15 conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre, soit 226 TWh, a
16 pour effet de réduire la capacité du Distributeur à rappeler l'énergie accumulée dans le
17 compte d'énergie différée.

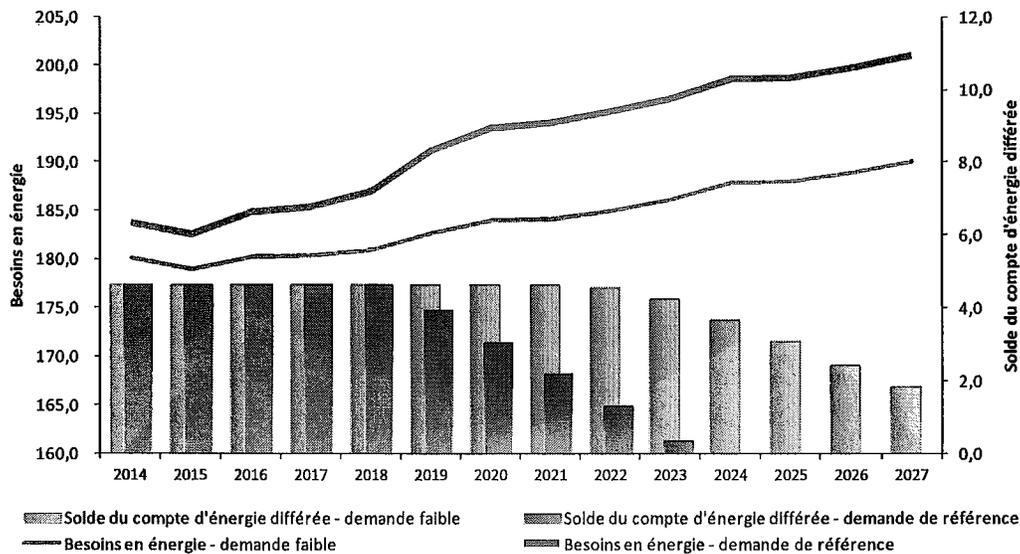
18 Compte tenu de cette situation, le Distributeur doit d'abord et avant tout prendre les
19 moyens requis pour s'assurer que les quantités cumulées dans le compte d'énergie
20 différée puissent être utilisées pour alimenter les besoins attendus du marché québécois.
21 À cet égard, le Distributeur doit gérer différents risques liés à l'évolution des besoins et
22 des moyens, notamment la possibilité d'un scénario de demande plus faible et l'ajout de
23 nouveaux approvisionnements.

24 Par exemple, dans le scénario de demande de référence, si aucune quantité additionnelle
25 n'était différée et aucun bloc d'énergie additionnel à ceux planifiés par le Distributeur
26 n'était ajouté, le solde serait entièrement écoulé en 2024. Par contre, dans un scénario de
27 demande faible, les besoins du Distributeur justifieraient le rappel de seulement 2,7 TWh

⁵ Dossier R-3726-2010, *Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée.*

1 d'ici la fin des conventions et un solde de 1,9 TWh ne pourrait alors être écoulé. La
2 figure 4-2 présente l'évolution du solde du compte d'énergie différée, si aucune quantité
3 n'était différée d'ici l'échéance des conventions, selon les scénarios de demande de
4 référence et faible⁶.

FIGURE 4-2
GESTION DU COMPTE D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ÉVOLUTION DU SOLDE SELON DEUX SCÉNARIOS DE DEMANDE
(EN TWH)



5 Par conséquent, et dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur ne
6 planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin
7 des conventions. En effet, celles-ci ne peuvent plus être utilisées conformément à leur
8 finalité, soit de reporter des livraisons qui permettent de combler des besoins futurs tout en
9 s'assurant de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant l'échéance des
10 conventions.

⁶ Le détail des quantités différées et rappelées selon les scénarios de demande de référence et de demande faible est présenté à l'annexe 4C.

4.1.5. Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

1 Au-delà de la contribution en puissance des approvisionnements de long terme, le
2 Distributeur compte sur les moyens suivants afin de satisfaire les besoins de pointe :

- 3 • l'électricité interruptible, tel que présenté à la section 3.2 ;
- 4 • une quantité de 250 MW relative à l'abaissement de tension (l'établissement de
5 cette quantité est validé chaque automne suite aux essais d'abaissement de
6 tension réalisés par le Transporteur, lequel en évalue notamment la persistance et
7 son impact en puissance).

4.2. Approvisionnements projetés

8 Le gouvernement du Québec a annoncé le 10 mai 2013 sa volonté de poursuivre le
9 développement de la filière éolienne avec l'attribution de 800 MW de nouveaux projets de
10 centrales éoliennes au Québec. Ce bloc de 800 MW vise notamment le développement de
11 projets initiés par des communautés locales ou des coopératives, en partenariat avec des
12 développeurs privés.

13 L'adoption de la Loi 16⁷, en juin 2013, dispense le Distributeur de recourir à un appel
14 d'offres pour la conclusion de contrats relatifs à un bloc d'énergie éolienne avec les
15 communautés autochtones.

16 Le 28 août 2013, le gouvernement du Québec a émis un projet de règlement visant le
17 lancement d'un appel d'offres en vue de l'acquisition d'un bloc de 450 MW, composé de
18 300 MW issus de projets provenant des régions du Bas-Saint-Laurent ou de la Gaspésie-
19 Îles-de-la-Madeleine et de 150 MW issus de projets dans l'ensemble du Québec.

4.3. Équilibre offre-demande en énergie et stratégie

20 Sur l'ensemble de la période couverte par le Plan, les approvisionnements sous contrat
21 seront supérieurs aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 75,0 TWh. Le
22 bilan en énergie est présenté au tableau 4-2.

⁷ Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012, chapitre 1, article n° 5 :
<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=5&file=2013C16F.PDF>

**TABLEAU 4-2
BILAN EN ÉNERGIE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
▪ TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
▪ HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
▪ Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
▪ Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
▪ Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
▪ Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
▪ Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

1 À l'exception des livraisons du contrat cyclable, les engagements d'achat de long terme du
 2 Distributeur sont fermes (contrats de type « *take-or-pay* ») et les livraisons ne peuvent être
 3 réduites. Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le Distributeur compte
 4 principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen
 5 pour disposer des surplus énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long
 6 terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale
 7 est sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts appelés à croître au
 8 cours des prochaines années en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale.

4.4. Équilibre offre-demande en puissance et stratégie

9 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 4-3. Il tient compte de la
 10 réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité, laquelle est présentée à la section 6.

**TABLEAU 4-3
BILAN EN PUISSANCE**

En MW	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 562	3 647	3 922	4 125	4 167	4 242	4 372	4 408	4 441	4 474
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements non patrimoniaux ⁽¹⁾	2 844	3 114	3 338	3 588	3 769	4 298	4 498	4 618	4 668	4 668
* TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
* HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
* Autres contrats de long terme ⁽¹⁾	994	1 264	1 488	1 538	1 669	1 748	1 748	1 818	1 818	1 818
* Biomasse (Incluant Tembec)	181	265	326	376	376	376	376	376	376	376
* Éolien : 4000 MW ⁽¹⁾	766	935	1 098	1 098	1 229	1 308	1 308	1 378	1 378	1 378
* Petite hydraulique : 150 MW	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
* Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
* Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
* Contrats d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
* Autres interventions en gestion de la demande en puissance	0	0	0	50	100	150	200	250	300	300
* Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	650	360	750	1 050	1 290	1 530	1 830	2 070	2 370	2 700
* Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	0	0	0	0	0	30	330	570	870	1 200

Note (1) : La puissance associée aux approvisionnements éoliens tient compte du raffermissement en puissance associé au service d'intégration qui établit une contribution totale garantie équivalente à 35 % de la puissance contractuelle.

- 1 Les moyens dont dispose le Distributeur, jumelés à la contribution des marchés de court
- 2 terme, suffisent à couvrir les besoins en puissance pour les premières années du Plan. À
- 3 plus long terme, la stratégie en puissance du Distributeur s'appuie d'abord sur la gestion
- 4 de la demande en puissance, puis sur la contribution des marchés de court terme.

Gestion de la demande en puissance

- 5 L'essentiel de la stratégie d'approvisionnement en puissance du Distributeur repose sur la
- 6 réduction et le déplacement de la consommation d'électricité de ses clients en période de
- 7 pointe. À cette fin, la démarche exposée à la section 3.2 vise notamment à maximiser
- 8 l'utilisation des moyens existants et à développer de nouvelles interventions en gestion de
- 9 la demande en puissance.

Contribution des marchés de court terme

- 10 La stratégie du Distributeur inclut l'acquisition de produits de puissance sur les marchés
- 11 de court terme, lesquels sont requis afin de respecter le critère de fiabilité. Ces achats
- 12 assurent la disponibilité des ressources pour combler les besoins en pointe. Sans

1 engagement contractuel de la part du Distributeur, ces quantités pourraient autrement être
2 engagées auprès d'autres marchés ou encore être rendues indisponibles, par exemple,
3 faute d'un approvisionnement adéquat en combustible.

4 L'évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la
5 marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les
6 approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins⁸. Le Distributeur considère
7 que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage
8 du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins
9 d'approvisionnements de court terme en puissance. De plus, outre le potentiel de
10 1 100 MW identifié sur le marché de New York, le Distributeur considère que la mise en
11 commun des autres marchés constitue désormais un bassin d'approvisionnements
12 potentiels comportant les caractéristiques d'un marché compétitif qui lui est accessible.
13 Par conséquent, le Distributeur ajoute une contribution des marchés de court terme de
14 400 MW au bilan de puissance, portant le potentiel à 1 500 MW.

15 Les approvisionnements en puissance sur les marchés de court terme ont l'avantage
16 d'être flexibles et de pouvoir être engagés dans un court délai avant le début de l'hiver,
17 réduisant ainsi le risque d'acheter des quantités trop élevées. Le Distributeur s'assurera
18 néanmoins de réaliser ses achats sur les marchés de court terme avec un délai
19 suffisamment long (pouvant aller d'un an à trois ans) afin de permettre au marché de
20 garantir la disponibilité des ressources requises, particulièrement lorsque les besoins de
21 puissance additionnelle atteindront des niveaux importants. De ce fait, le Distributeur
22 évaluera la possibilité de procéder à un appel d'offres dès 2014 afin de couvrir une portion
23 des besoins de puissance de l'hiver 2016-2017.

24 Par ailleurs, et afin de s'assurer que le potentiel d'achat de puissance sur les marchés de
25 court terme demeure accessible, le Distributeur intensifiera ses démarches en vue
26 d'accroître le nombre de fournisseurs susceptibles de disposer de ressources suffisantes
27 et desquels il sera en mesure d'acquérir de la puissance.

⁸ La disponibilité des ressources, de même que les capacités des interconnexions, ont été revues afin d'établir la contribution en puissance des marchés de court terme pouvant être inscrite au bilan de puissance du Distributeur. Le détail de cette analyse est présenté à l'annexe 4D.

4.5. Développement de nouveaux marchés

1 Le 7 octobre 2013, le gouvernement du Québec a annoncé le lancement de la Politique
 2 économique *Priorité Emploi*. Parmi les mesures mises de l'avant par cette politique figure
 3 l'utilisation des surplus énergétiques du Distributeur au cours des dix prochaines années
 4 afin de stimuler la création d'emplois et les investissements au Québec dans certains
 5 créneaux identifiés. Cette mesure représente une opportunité intéressante qui permettra
 6 d'écouler une portion importante des surplus au cours de cette période et par le fait même,
 7 de maximiser l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. Afin d'illustrer l'impact de
 8 cette initiative sur les surplus énergétiques, le Distributeur présente au tableau 4-4
 9 différents scénarios pour la période couverte par le Plan.

**TABLEAU 4-4
 IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES
 DU DISTRIBUTEUR (TWh)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus énergétiques du Distributeur (réf. Tableau 4-2)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)
Scénario accéléré	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,2)	(5,0)	(0,1)	4,3	4,1	4,7	5,4
Scénario intermédiaire	(7,4)	(10,1)	(8,7)	(7,7)	(6,5)	(3,1)	(0,7)	(0,9)	(0,3)	0,4
Scénario modéré	(7,4)	(10,1)	(9,2)	(8,7)	(8,0)	(5,1)	(3,2)	(3,4)	(2,8)	(2,1)

10 Ainsi, à l'exception du scénario accéléré, le Distributeur disposerait de suffisamment de
 11 surplus énergétiques afin de répondre aux nouveaux besoins sur l'horizon du Plan. En
 12 fonction de l'atteinte des objectifs de la Politique économique, le Distributeur intégrera
 13 progressivement à sa planification les projets qui auront reçus les approbations requises.