

ÉTAT D'AVANCEMENT 2015 DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023

Régie de l'énergie
DOSSIER: 11.3186 1015
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
25.05.2014
Date:
Pièces n°: A 10 2.3

**TABLEAU 4-1 :
BILAN EN ÉNERGIE (TWh)**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	188,1	184,9	186,2	187,4	188,8	190,9	190,1	191,4	192,8
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	4,3	3,3	3,3	3,3	3,5	4,0	4,0	4,3	4,5
TransCanada Energy	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	8,3	9,4	10,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4
Biomasse et petite hydraulique	1,9	2,0	2,6	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Achats d'énergie	3,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	0,7	0,9	1,3
Surplus	(8,5)	(9,0)	(9,3)	(9,7)	(8,7)	(7,3)	(8,2)	(7,4)	(6,5)

- 1 Le Distributeur intègre à sa planification une contribution en énergie de la centrale de TCE,
2 équivalente à une production de 100 heures en hiver, de même que des retours d'énergie
3 différée établis sur la base des besoins en énergie.
- 4 Conformément aux articles 71.1 et 71.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, le Distributeur ne
5 diffèrera plus d'énergie et ne revendra plus d'énergie sur les marchés. Il continuera de miser
6 sur la flexibilité de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre - demande en
7 énergie, les autres engagements de long terme dont il dispose étant fermes et leurs
8 livraisons ne pouvant être réduites. Le Distributeur réévaluera le besoin d'acquérir des
9 approvisionnements de long terme en énergie pour les périodes d'hiver dans le cadre des
10 prochains plans d'approvisionnement et états d'avancement, considérant notamment le
11 contexte de surplus énergétiques.

4.3. Bilan en puissance

- 12 Le bilan en puissance du Distributeur est présenté au tableau 4-2.

**TABLEAU 4-2 :
BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Besoins à la pointe visés par le Plan	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 585	3 663	3 895	4 087	4 120	4 141	4 174	4 208
Besoins à la pointe incluant la réserve	41 634	42 161	42 669	43 218	43 567	43 781	44 136	44 496
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
TransCanada Energy ⁽¹⁾	-	-	-	570	570	570	570	570
Autres contrats de long terme	1 366	1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
• Éolien ⁽²⁾	1 067	1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
• Biomasse et petite hydraulique	299	337	487	502	502	502	502	502
Gestion de la demande en puissance	1 350	1 050	1 050	1 075	1 125	1 150	1 150	1 150
• Électricité interruptible	1 290	850	850	850	850	850	850	850
• Électricité interruptible (option)	1 140	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	-	-	-	-	-	-	-
• Nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Transactions de court terme réalisées (A/O 2014-01)	500	300	50	-	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01)	-	-	-	500	500	500	500	500
Puissance additionnelle requise	150	850	1 300	750	800	1 000	1 250	1 600

(Besoins arrondis au 50 MW près)

Note (1) : Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.
Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016)

1 Le bilan en puissance tient compte de la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité
2 en puissance du NPCC, lequel est présenté à la section 5.1. Le bilan montre une contribution
3 des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme de 4 060 MW au cours de l'hiver
4 2022-2023, qui inclut :

- 5 • une contribution en puissance de 570 MW de la centrale de TCE à compter de
6 l'hiver 2018-2019, à laquelle s'applique un taux de réserve de 15 % ; le
7 Distributeur verra à mettre en place un approvisionnement en gaz naturel pour
8 l'hiver 2017-2018, ce qui lui permettrait alors de compter sur une contribution
9 équivalente de la centrale de TCE ;
- 10 • une contribution de 500 MW des trois contrats issus de l'appel d'offres
11 A/O 2015-01 ;
- 12 • une garantie de puissance de 400 MW associés aux retours d'énergie ;
- 13 • une contribution en puissance des éoliennes de 40 % à compter de l'hiver
14 2016-2017, conformément au produit recherché dans le cadre de l'appel d'offres
15 A/O 2015-02.

16 Le bilan en puissance intègre également les moyens de gestion de la demande en puissance
17 présentés à la section 3, totalisant 1 150 MW en 2022-2023, l'abaissement de tension de

1 250 MW de même que les quantités de puissance acquises dans le cadre de l'appel d'offres
2 A/O 2014-01.

3 Le bilan montre un déficit de puissance sur l'ensemble de la période de planification. La
4 stratégie du Distributeur pour équilibrer son bilan consiste à développer de nouvelles
5 interventions en gestion de la demande en puissance, comme présenté à la section 3.2.2, à
6 recourir aux marchés de court terme de la puissance et à acquérir de nouveaux
7 approvisionnements de long terme en puissance lorsqu'ils seront requis.

4.3.1. Contribution des marchés de court terme

8 Les marchés de court terme offrent une marge de manœuvre au Distributeur afin de combler
9 des besoins résiduels en puissance et d'équilibrer son bilan avant le début de chaque hiver,
10 et ce, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC⁷.

11 À des fins de planification, cette marge de manœuvre est établie sur la base des trois
12 conditions suivantes :

- 13 • la présence d'un marché de puissance ;
- 14 • la capacité suffisante des interconnexions pour acheminer la puissance ;
- 15 • la présence de contreparties qui disposent de capacités de puissance à
16 commercialiser et accessibles au Distributeur.

17 Le Distributeur détermine ainsi une contribution potentielle et théorique (maximale) des
18 marchés de court terme. Celle-ci a été évaluée à 1 500 MW lors du dépôt du *Plan*
19 *d'approvisionnement 2014-2023*, dont 1 100 MW provient du marché de New York et
20 correspond à la capacité des interconnexions en mode import, et 400 MW provient des
21 fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur, notamment en considérant la
22 capacité croissante des installations d'Hydro-Québec Production.

23 En pratique toutefois, et au-delà de la réserve observée en hiver dans les différentes zones
24 d'équilibrage, la contribution effective des marchés de court terme dépend de plusieurs
25 facteurs, notamment des conditions de marché prévalant aux moments où le Distributeur doit
26 acquérir de la puissance et des contraintes de transport liées à la localisation géographique
27 des installations de production. Le Distributeur est donc en mesure d'apprécier la profondeur
28 réelle du marché et les capacités de puissance qui lui sont accessibles au moment où il
29 procède à des appels d'offres pour acquérir de la puissance sur les marchés de court terme.

30 À ce titre, le Distributeur considère que le potentiel de 1 500 MW est maintenant surévalué.
31 En effet, au cours des dernières années, il observe un resserrement des marchés de court
32 terme de la puissance (diminution des quantités disponibles et hausse des prix) et constate
33 qu'il est de plus en plus difficile d'acquérir la puissance sur ces marchés. Par exemple, dans

⁷ En cours d'hiver, le Distributeur procède, au besoin, à des achats d'énergie sur les marchés de court terme, lesquels ne sont assortis d'aucune garantie de livraison.

1 le cadre de l'appel d'offres A/O 2014-01, lancé en 2014 pour les hivers 2014-2015 à
2 2017-2018 dans le but de sécuriser des approvisionnements en puissance, le Distributeur
3 n'a été en mesure d'engager que 50 MW à l'horizon de 2017-2018.

4 De plus, l'octroi de trois contrats à Hydro-Québec Production dans le cadre de l'appel
5 d'offres A/O 2015-01 permet au Distributeur de sécuriser 500 MW à long terme, qui auraient
6 autrement été vendus à l'extérieur de la zone d'équilibrage du Québec, notamment sur le
7 *Forward Capacity Market* en Nouvelle-Angleterre^{8,9}. Toutefois, il diminue également les
8 quantités de puissance disponibles d'Hydro-Québec Production.

9 Le Distributeur suit de près les démarches de l'*Independent Electricity System Operator*
10 concernant le développement d'un marché de la puissance en Ontario¹⁰ de même que le
11 développement de projets d'interconnexions entre le Québec et les États-Unis. Cependant, il
12 subsiste encore beaucoup d'incertitudes autour de ces différents projets, de sorte qu'ils ne
13 permettent pas au Distributeur, pour l'instant, d'accroître le potentiel de contribution des
14 marchés de court terme.

15 Le Distributeur doit donc demeurer très prudent et il ne peut se permettre de surévaluer la
16 contribution potentielle des marchés de court terme, au risque de se retrouver dans
17 l'incapacité d'acquiescer, dans les délais prescrits, la puissance requise afin de respecter le
18 critère de fiabilité en puissance du NPCC. De manière à rencontrer son obligation d'assurer
19 la sécurité et la fiabilité des approvisionnements, le Distributeur suppose à des fins de
20 planification que les marchés de court terme pourraient pallier aux déséquilibres de court
21 terme de son bilan en puissance pour un maximum de 1 100 MW.

4.3.2. Moyens de puissance de long terme

22 Considérant l'entente avec TCE et les contrats issus de l'appel d'offres A/O 2015-01 portant
23 sur l'acquisition de 500 MW de puissance à long terme (conditionnel à l'obtention de
24 décisions favorables de la Régie), de même que les nouvelles interventions en gestion de la
25 demande en puissance, le Distributeur ne prévoit pas devoir procéder au lancement d'un
26 nouvel appel d'offres pour l'acquisition de moyens de puissance à long terme avant le dépôt
27 du prochain plan d'approvisionnement.

⁸ En outre, Hydro-Québec Production est susceptible de participer à un appel de propositions que devraient lancer les États du Massachusetts, du Connecticut et du Rhode Island pour un contrat à long terme d'achat d'électricité de source renouvelable.

⁹ Le Québec et l'Ontario ont convenu d'un nouveau protocole d'entente visant à explorer le potentiel de croissance du commerce d'électricité entre elles, qui pourrait vraisemblablement conduire vers un contrat de vente d'électricité d'Hydro-Québec Production à l'*Independent Electricity System Operator* (IESO) :

<http://www.fil-information.gouv.qc.ca/Pages/Article.aspx?aiquillage=aid&type=1&TaillePage=50&idArticle=2309117790>.

¹⁰ Le Protocole d'entente d'échange saisonnier de puissance entre le Québec et l'Ontario garantit quant à lui, à la zone d'équilibrage du Québec, une contribution en puissance de 500 MW uniquement au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017 : <http://www.ieso.ca/Documents/corp/Summary-Capacity-Sharing-Agreement-Ontario-Quebec.pdf>.