

**ANNEXE 2
RÉPONSE À LA QUESTION 3.2
(R-3470-2001, HQD-2,DOC.3)**

**APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET
STRATÉGIE PROPOSÉE**

TABLE DES MATIÈRES

1. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	1
1.1 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE	1
1.2 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN PUISSANCE.....	2
1.3 IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS	7
1.4 SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS	9
2. CONTEXTE DE PLANIFICATION ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....	11
2.1 FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET VARIABILITÉ DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ	11
2.2 MOYENS ET DÉLAIS D'APPROVISIONNEMENT	11
2.3 PART DE CHAQUE MARCHÉ DANS LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....	15
2.4 RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE	20
2.5 GESTION DES SCÉNARIOS PLUS FORTS	21
2.6 GESTION DES SCÉNARIOS PLUS FAIBLES	22
3. MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....	25
3.1 APPEL D'OFFRES POUR CONTRATS DE LONG TERME.....	25
3.1.1 <i>Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009</i>	25
3.1.2 <i>Mise en oeuvre</i>	30
3.1.2.1 Livraisons débutant en 2006 et 2007	30
3.1.2.2 Livraisons débutant en 2008 et 2009	30
3.2 APPELS D'OFFRES POUR CONTRATS DE COURT TERME.....	30
3.2.1 <i>Produits envisagés</i>	30
3.2.2 <i>Produits envisagés pour les années 2002 à 2005</i>	31
3.2.3 <i>Mise en oeuvre</i>	33
3.2.3.1 Besoins de l'année 2002	34
3.2.3.2 Besoins de l'année 2003	34
3.2.3.3 Besoins de l'année 2004	34
3.2.3.4 Besoins de l'année 2005	35
3.3 CAS PARTICULIER : PRODUCTION ACTUELLEMENT AUTOCONSOMMÉE.....	36
3.4 RÉSUMÉ DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN	36

TABLEAUX

TABLEAU 1.1	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES (TWh)	2
TABLEAU 1.2	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN PUISSANCE - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES (MW) – ANNÉES 2005 - 2011	7
TABLEAU 1.3	IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE (TWh)	8
TABLEAU 1.4	IMPACT DES SCÉNARIOS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE (MW)	9
TABLEAU 2.1	PUISSANCE DISPONIBLE APRÈS L'AJOUT DE 400 MW D'APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS (MW)	21
TABLEAU 3.1	PRODUITS ENVISAGÉS POUR LES LIVRAISONS DÉBUTANT ENTRE 2006 ET 2009 ...	29
TABLEAU 3.2	RÉSUMÉ DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN	38

GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1.1	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2007	3
GRAPHIQUE 1.2	PUISSANCES MENSUELLES MAXIMALES REQUISES CORRESPONDANT AUX APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES	5
GRAPHIQUE 1.3	CHRONOLOGIE DES PUISSANCES HORAIRES ADDITIONNELLES REQUISES – AOÛT 2007	6
GRAPHIQUE 3.1	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2007	27
GRAPHIQUE 3.2	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2009	29

ANNEXES

ANNEXE 3A	PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
ANNEXE 3B	DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE
ANNEXE 3C	CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DU QUÉBEC EN MODE IMPORTATION
ANNEXE 3D	PUISSANCE INSTALLÉE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

1 **1. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

2 **1.1 Approvisionnement additionnels requis en énergie**

3 Les approvisionnements additionnels requis par le Distributeur selon le
4 scénario moyen figurent au tableau 1.1.

5 Ils sont établis en ajoutant d'abord les pertes prévues sur les réseaux de
6 transport et de distribution à la consommation visée par le Plan. On obtient
7 ainsi des besoins totaux pour lesquels des approvisionnements sont
8 nécessaires. Ensuite, les approvisionnements existants décrits à la pièce
9 HQD-2, Document 2 sont pris en compte pour déterminer les
10 approvisionnements additionnels requis. Tel que mentionné à cette pièce, la
11 quantité maximale d'électricité patrimoniale disponible pour les besoins du
12 Distributeur est établie à 165 TWh plus 8,4% de pertes de transport et de
13 distribution, soit 178,9 TWh.

1

TABLEAU 1.1

2

Approvisionnement additionnels requis en énergie

3

Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation visée par le Plan (section 2.3)	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7
+ Pertes de transport et de distribution (1)	12,8	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0
= Besoins incluant pertes de transport et distribution	169,6	173,5	177,4	179,3	181,3	183,0	185,3	186,3	188,0	189,7
- Approvisionnements particuliers pour les ventes au tarif BT (incluant pertes)	1,1	0,3	0,0	0	0	0	0	0	0	0
- Volume d'électricité patrimoniale, (incluant pertes)	168,5	173,2	177,4	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnement additionnels requis	0,0	0,0	0,0	0,5	2,4	4,1	6,4	7,5	9,2	10,8

4
5
6
7
8

(1) Il est impératif, à cette étape, de retenir une hypothèse d'évolution de taux de pertes sur les réseaux de transport et de distribution. Or, l'évolution des pertes réelles sur le réseau du Transporteur dépendra, en partie, des sources d'approvisionnements qui s'ajouteront. Aux termes du prochain processus d'appel d'offres, il sera possible de corriger, au besoin, les prévisions de taux de pertes en fonction des sources d'approvisionnement sélectionnées.

9 Un certain nombre de clients du Distributeur produisent une partie de
10 l'électricité qu'ils consomment à partir de leurs propres centrales. Les chiffres
11 du tableau 1.1 supposent qu'ils continueront à autoconsommer¹.

12 **1.2 Approvisionnement additionnels requis en puissance**

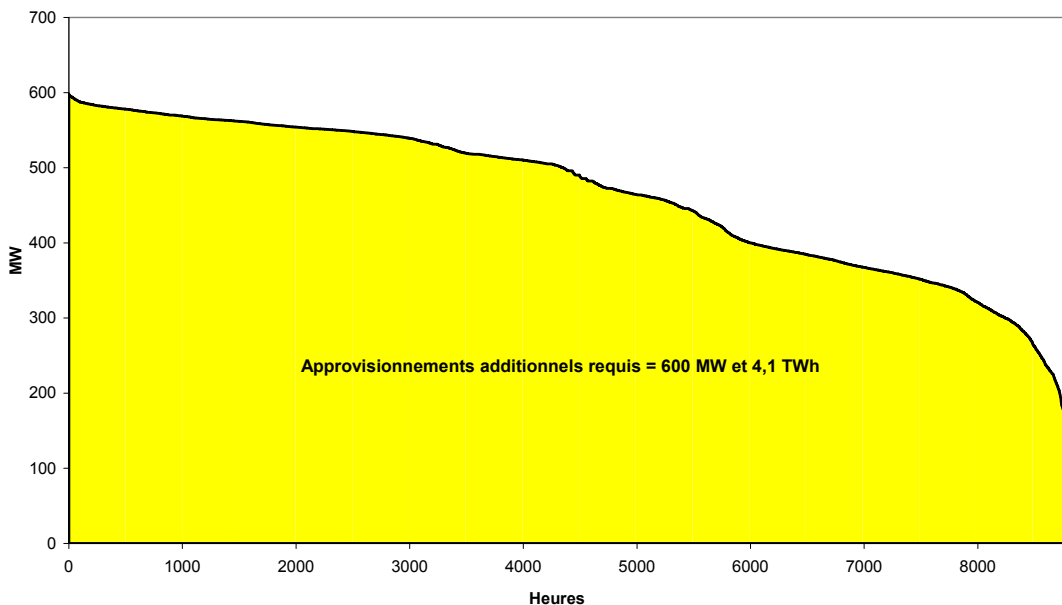
13 Les besoins en puissance additionnelle requis doivent être déterminés sur la
14 base de la capacité de rencontrer l'ensemble du profil de charge du
15 Distributeur, pour une année donnée. À cette fin, il convient de regarder les
16 différentes images annuelle, mensuelle et horaire de ces besoins.

¹ Pour plus de détails, voir la section 3.3 du présent document.

1 L'image annuelle du profil des approvisionnements requis s'obtient en
2 effectuant la différence entre la courbe des puissances classées prévue pour
3 une année donnée (pour les explications et des exemples de telles courbes,
4 voir la pièce HQD-2, Document 1, section 2.4 et graphique 2.1) et le profil des
5 livraisons d'électricité patrimoniale, tel qu'il apparaît dans le Décret. Le résultat
6 se présente sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des
7 heures de l'année.

8
9
10

GRAPHIQUE 1.1
Courbe annuelle des puissances classées
des approvisionnements additionnels requis en 2007



1 Ces données de puissance reclassées en ordre décroissant forment une
2 nouvelle courbe des puissances classées qui constitue un outil de planification
3 des approvisionnements additionnels requis. À titre illustratif, la courbe des
4 puissances classées des approvisionnements additionnels requis pour 2007
5 est représentée au graphique 1.1.

6 La puissance additionnelle requise est déterminée par le point le plus élevé du
7 profil des approvisionnements additionnels requis, soit 600 MW en 2007, tel
8 que représenté au graphique 1.1. Compte tenu des besoins en énergie de
9 4,1 TWh, le profil de 2007 comporte un facteur d'utilisation de 78 %.

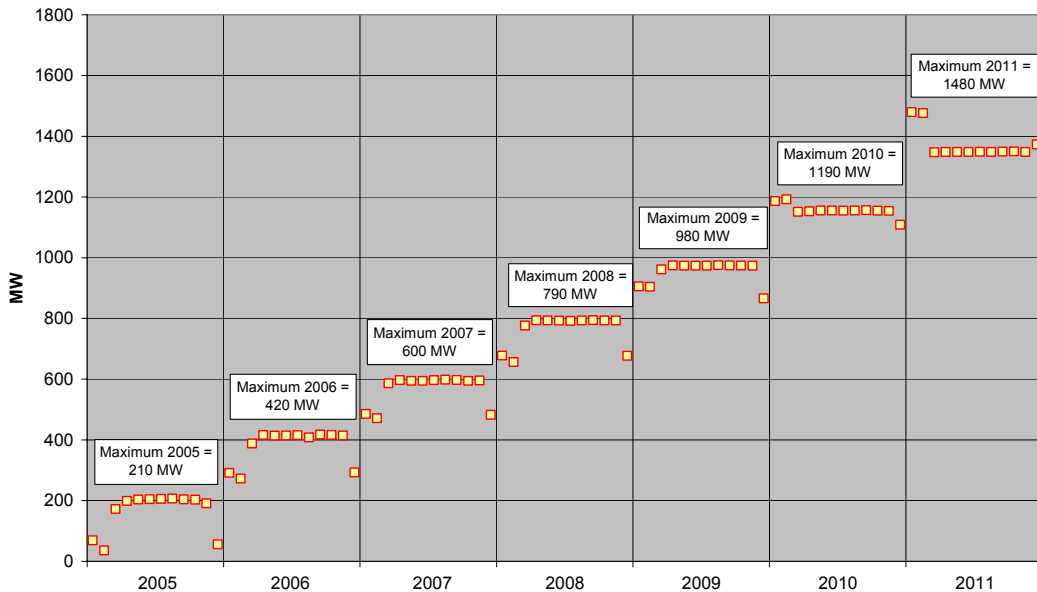
10 Il est également possible d'obtenir une image mensuelle des profils
11 chronologiques en reclassant le profil des approvisionnements additionnels
12 requis. Ainsi il est possible d'estimer les besoins mensuels, journaliers, voire
13 même horaires. L'examen de tels résultats permet de constater que, lors des
14 premières années où les besoins du Distributeur dépasseront
15 l'approvisionnement patrimonial, le profil des approvisionnements additionnels
16 requis sera fort différent de celui associé à l'ensemble de la charge. Par
17 contre, plus on s'éloigne de l'année où le seuil de 165 TWh est atteint, plus le
18 profil des approvisionnements additionnels requis adoptera une forme
19 similaire au profil de la charge totale du Distributeur, avec des besoins d'hiver
20 plus élevés que les besoins d'été.

21

1
2
3
4

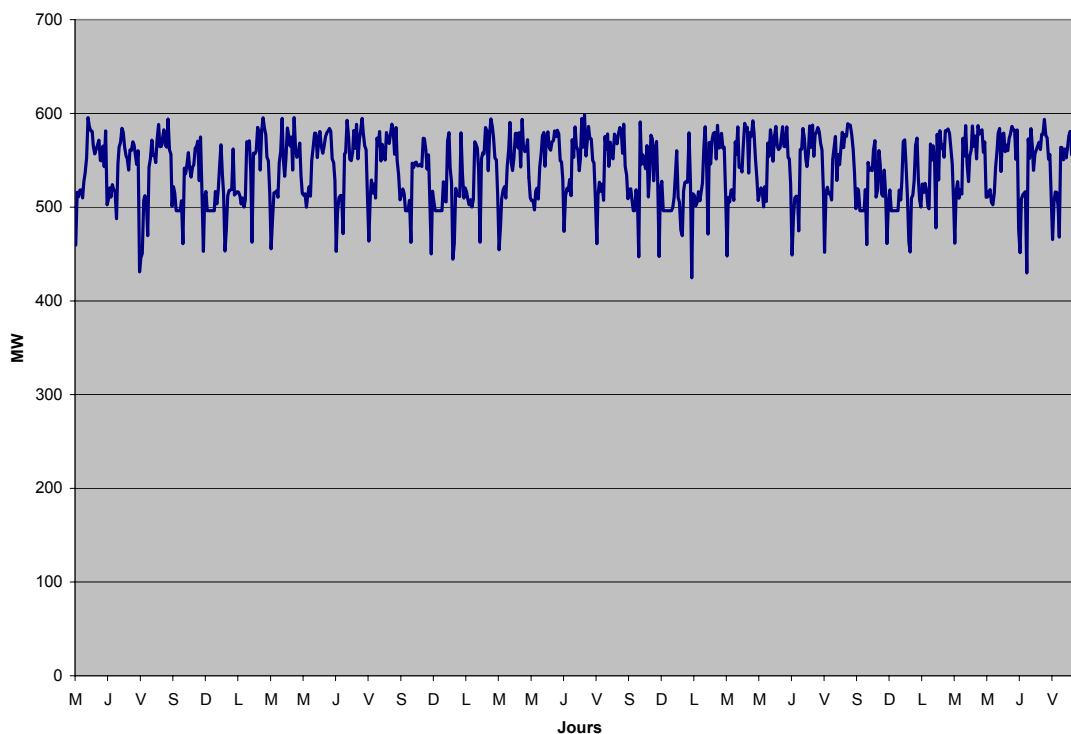
GRAPHIQUE 1.2

**Puissances mensuelles maximales requises correspondant
aux approvisionnements additionnels
Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales**



5 Le graphique 1.2 illustre l'évolution de la puissance maximale requise à
6 chaque mois pour rencontrer le profil de la charge à chacun des mois, dans le
7 scénario moyen. Jusqu'en 2009, on constate que la puissance requise lors
8 des mois d'hiver n'est pas plus élevée que celle des mois d'été. C'est
9 seulement à partir de 2010 que les besoins annuels en puissance atteignent
10 leur point maximum en janvier, comme c'est le cas pour l'ensemble de la
11 charge du Distributeur.

12 Quant à l'image horaire des besoins en puissance, le graphique 1.3 fournit, à
13 titre d'exemple, une information quant au profil chronologique de la puissance
14 horaire additionnelle requise pour un des mois représenté au graphique
15 précédent, soit août 2007. Le graphique 1.3 permet de constater les variations
16 de puissance requise au fil des heures du mois. Ainsi, lors des journées du
17 mois visé, la puissance sera appelée à varier entre 420 et 600 MW.

1
2
3**GRAPHIQUE 1.3****Chronologie des puissances horaires additionnelles requises
Août 2007**

4 Pour établir les besoins en puissance relatifs à chaque année, il faut tenir
5 compte à la fois des besoins estimés selon les images annuelle, mensuelle et
6 horaire, ainsi que du facteur d'utilisation global annuel. Compte tenu des
7 périodes d'entretien et des pannes relatives aux équipements des
8 fournisseurs, il n'est pas réaliste de compter sur un facteur d'utilisation en
9 moyenne supérieur à 83 %. Pour les fins de planification, ce facteur
10 d'utilisation est retenu pour ajuster les quantités de puissance requise lorsque
11 le facteur d'utilisation annuel des besoins excède 83 %. Le tableau 1.2 donne
12 les approvisionnements additionnels en puissance qui en résultent. À noter
13 que pour les années 2002 à 2005, il n'y a aucun approvisionnement
14 additionnel en puissance.

1 **TABLEAU 1.2**
2 **Approvisionnements additionnels requis en puissance**
3 **Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (MW)**
4 **Années 2005 - 2011**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements additionnels en puissance	210	420	600	880	1 030	1 260	1 480
Facteur d'utilisation	27 %	66 %	78 %	83 %	83 %	83 %	83 %

5 **1.3 Impact des aléas sur les besoins**

6 Il est entendu que les besoins présentés ci-dessus sont appelés à fluctuer en
7 fonction des aléas décrits au chapitre 2.5.

8 Les besoins en énergie, découlant de différents scénarios contrastés
9 d'évolution de la demande et de différentes conditions climatiques possibles,
10 sont représentés au tableau 1.3. Les scénarios mi-fort et mi-faible, à mi-
11 chemin entre le scénario moyen et chacun des scénarios d'encadrement fort
12 et faible, sont des scénarios moins démarqués mais plus probables de la
13 croissance de la demande. Les cas plus extrêmes présentés (scénario de
14 demande faible juxtaposé à des conditions climatiques clémentes et scénario
15 de forte croissance de la demande juxtaposé à des conditions climatiques
16 sévères) ont un impact considérable sur les besoins, mais présentent une
17 faible probabilité de réalisation.

1

TABLEAU 1.3

2

Impact des aléas sur les besoins en énergie (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario faible & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Scénario faible & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Scénario mi-faible & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Scénario mi-faible & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,2	2,2
Scénario moyen & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,2	4,5	5,5	7,2	8,8
Scénario moyen & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,5	2,4	4,1	6,4	7,5	9,2	10,8
Scénario moyen & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	0,0	0,5	2,3	4,3	6,1	8,3	9,4	11,1	12,8
Scénario mi-fort & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	2,3	5,4	8,7	11,5	14,8	16,6	19,0	21,7
Scénario mi-fort & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	0,0	4,2	7,3	10,8	13,4	16,7	18,6	21,1	23,7
Scénario fort & Conditions climatiques normales	0,0	1,1	6,1	10,3	14,9	18,8	23,2	25,8	28,9	32,6
Scénario fort & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	3,0	8,0	12,3	16,9	20,8	25,2	27,8	31,0	34,7

3

Les besoins en puissance sont également modifiés par les différents aléas. Le

4

tableau 1.4 présente les variations de puissance requise à chaque année,

5

découlant des scénarios de croissance de la demande. Dans le cas de l'aléa

6

climatique, la puissance requise en hiver serait davantage affectée que celle

7

d'été.

1

TABLEAU 1.4

2

Impact des scénarios de croissance de la demande

3

sur les besoins en puissance (MW)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario faible & Aléa climatique inférieur d'un écart-type	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Scénario mi-faible & Conditions climatiques normales	0	0	0	0	0	0	0	220	290	440
Scénario moyen & Conditions climatiques normales	0	0	0	210	420	600	880	1 030	1 260	1 480
Scénario mi-fort & Conditions climatiques normales	0	0	440	750	1 170	1 670	2 160	2 620	3 070	3 530
Scénario fort & Aléa climatique supérieur d'un écart-type	0	430	780	1 440	2 320	3 040	3 720	4 360	4 950	5 580

4 **1.4 Sommaire des approvisionnements additionnels requis**

5 Les approvisionnements additionnels requis permettent de satisfaire un
6 scénario moyen de croissance de la demande.

7 La stratégie d'approvisionnement devra donc tenir compte des besoins
8 en énergie annuelle, de la puissance maximale en dépassement de
9 l'électricité patrimoniale, du profil de puissance classée et de la variabilité
10 chronologique des charges. Les besoins que le Distributeur doit
11 satisfaire se caractérisent également par la présence d'importants aléas
12 tant économiques que climatiques qui justifient de rechercher le plus de
13 flexibilité possible dans les nouveaux approvisionnements. La gestion
14 des aléas est d'autant plus importante que le Distributeur assume
15 l'ensemble des aléas de la demande, ceux associés au volume de
16 consommation patrimoniale comme ceux des nouveaux besoins.

1 **2. CONTEXTE DE PLANIFICATION ET STRATÉGIE**
2 **D'APPROVISIONNEMENT**

3 À l'occasion de ce premier Plan, il convient de passer en revue différents
4 concepts utilisés dans la planification de l'approvisionnement en électricité
5 ainsi que les éléments majeurs qui définissent le cadre dans lequel s'effectue
6 cette planification.

7 **2.1 Fiabilité de l'approvisionnement électrique et variabilité de la**
8 **demande d'électricité**

9 Le Distributeur a l'obligation de distribuer sur le territoire pour lequel il dispose
10 d'un droit exclusif. À cet effet, il doit s'assurer d'avoir des approvisionnements
11 en électricité suffisants pour satisfaire les besoins des marchés québécois tout
12 en cherchant à minimiser les coûts qui en résultent. Son principal défi consiste
13 à rencontrer ces objectifs dans un contexte où il subsiste d'importants aléas
14 qui affectent les besoins en approvisionnements additionnels, aléas qui sont
15 amplifiés par le nombre d'années qui séparent inévitablement l'octroi d'un
16 contrat et la date de début de livraison. Puisqu'il n'est pas possible de prévoir
17 avec certitude les conditions économiques ou climatiques à long terme, le
18 Plan doit être en mesure d'offrir suffisamment de flexibilité afin de s'adapter
19 aux diverses situations.

20 **2.2 Moyens et délais d'approvisionnement**

21 On peut distinguer deux segments aux marchés de l'électricité visés par un
22 appel d'offres : les marchés de court terme et ceux de long terme. Les
23 marchés de court terme font appel à la production existante ; les appels
24 d'offres sur ces marchés visent à combler des besoins pour des durées
25 généralement inférieures à 36 mois, et le plus souvent de 12 mois et moins.
26 Les marchés de long terme font appel principalement à de nouvelles sources
27 de production sans exclure systématiquement la production existante ; les

1 appels d'offres sur ces marchés visent à combler des besoins sur une longue
2 durée.

3 • **Marchés de court terme**

4 Il n'existe pas au Québec une bourse de l'énergie comme il en existe dans
5 plusieurs États américains ou provinces canadiennes ayant procédé à la
6 déréglementation des marchés de gros. De plus, il y a peu de ressources
7 électriques disponibles au Québec à l'horizon 2004-2005 qui ne sont pas
8 déjà engagées par contrat et le nombre de producteurs est limité. La
9 concurrence sur les marchés de court terme, au moins au cours des
10 prochaines années, proviendra donc principalement d'Hydro-Québec
11 Production et de négociants opérant dans les réseaux électriques
12 limitrophes et devant acheminer l'électricité au Québec par les
13 interconnexions.

14 Les délais pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements sur les
15 marchés de court terme sont très courts, surtout lorsque des produits
16 standards sont transigés. L'Annexe 3A présente la liste des produits
17 standards.

1 • **Marchés de long terme**

2 Compte tenu de l'absence de bourse de l'énergie au Québec, on ne peut
3 s'attendre à ce que des investisseurs développent des sources de
4 production en fonction du marché. Ce type de développement
5 communément appelé « merchant plant » est à la base du fonctionnement
6 dans les marchés déréglementés. Bien que quelques investisseurs
7 puissent procéder à des développements au Québec en fonction de
8 l'exportation, la meilleure façon de susciter une saine concurrence consiste
9 à procéder à des appels d'offres pour des contrats de long terme (15 à
10 20 ans). Ces contrats permettent aux investisseurs de trouver un
11 financement important en diminuant le niveau de risque associé à ces
12 projets. Cette approche est également susceptible de générer des
13 approvisionnements à meilleur coût en réduisant l'exigence de rendement
14 des soumissionnaires compte tenu du niveau de risque.

15 Les contrats visés par les appels d'offres pour l'octroi de contrats de
16 long terme peuvent être divisés en trois types de produits :

17 • **Le service en base** : il s'agit de puissance et d'énergie garanties. Les
18 quantités sont fermes. En général, ces produits sont peu flexibles. Ils sont
19 généralement utilisés pour répondre à des besoins présents à presque
20 toutes les heures d'une période prédéterminée et peu sujets à des aléas.

21 • **Le service en pointe** : ce type de produit est conçu pour répondre à des
22 besoins durant un faible nombre d'heures, généralement aux fines pointes
23 de la demande. La demande globale à ces périodes étant sujette à de
24 fortes incertitudes, la puissance associée à ces produits est en général
25 mobilisable sous de courts préavis. C'est l'acheteur qui programme les
26 livraisons en fonction de ses besoins. Bien qu'identifié « pour la pointe »,
27 ce type de produit devient également un moyen disponible pour pallier
28 temporairement à des aléas de courte durée à d'autres moments de

1 l'année, le cas échéant. La puissance interruptible est un exemple de
2 produit de pointe. Elle peut offrir un potentiel important pour des
3 interruptions annuelles peu fréquentes et totalisant un faible nombre
4 d'heures (ne dépassant pas 300 heures).

5 • **Le service modulable** : les produits modulables permettent que l'acheteur
6 programme les livraisons en fonction de ses besoins. La durée des
7 livraisons et le taux de livraison en puissance peuvent donc varier selon
8 des balises et certaines conditions qui sont déterminées au préalable dans
9 le contrat. Ces produits peuvent prendre diverses formes et n'ont jamais
10 fait l'objet d'appels d'offres au Québec. Cependant, plusieurs services
11 publics américains ont fait des appels de propositions portant sur des
12 produits similaires (« dispatchable »). Leur présence à l'intérieur du
13 portefeuille d'approvisionnement du Distributeur est importante car ces
14 produits permettent de suivre la courbe des besoins d'une heure à l'autre,
15 d'une semaine à l'autre, d'un mois à l'autre. Ils peuvent de plus être mis à
16 l'arrêt dans le cas d'un scénario faible ou encore produire au maximum si
17 un scénario fort se présente.

18 On peut distinguer deux types de produits modulables. D'une part, il y a le
19 modulable cyclable qui permet de suivre les cycles journaliers de la
20 demande. Ce type pourrait être fourni à partir des mêmes équipements que
21 ceux fournissant le service de base. D'autre part, il y a un second produit,
22 entièrement modulable sur des cycles plus longs (semaine, mois, saison),
23 opérant à plein régime ou à régime partiel.

24 De manière générale, les produits modulables comportent un plus grand
25 intérêt pour le Distributeur que les produits de base, compte tenu de la
26 flexibilité qu'ils offrent.

27 Le délai normal entre le lancement d'un appel d'offres et les premières
28 livraisons, à partir d'une nouvelle source de production, est estimé à environ

1 66 mois (voir Annexe 3B). Ces délais sont également compatibles avec les
2 délais de réalisation de projets de transport au Québec. Plus
3 l'approvisionnement est engagé longtemps à l'avance, plus l'incertitude
4 touchant les besoins visés est importante de sorte que le Distributeur devra
5 exiger de la flexibilité, pour s'adapter à des scénarios de demande plus
6 faibles.

7 **2.3 Part de chaque marché dans la stratégie d'approvisionnement**

8 Le choix de recourir à l'un ou l'autre des marchés de court terme et de long
9 terme et des différents produits disponibles est normalement fonction de la
10 nature des besoins à satisfaire et des coûts des diverses options sur les
11 marchés. Au-delà de ces considérations de base et dans le cadre du Plan, la
12 stratégie d'approvisionnement sera également fortement influencée par les
13 impératifs de sécurité d'approvisionnement.

14 En théorie, l'optimisation des stratégies d'approvisionnement se fait à
15 l'intérieur de deux scénarios extrêmes, soit un scénario où tous les
16 approvisionnements sont effectués sur les marchés de court terme et un
17 scénario où tous les approvisionnements se font sur les marchés de long
18 terme. En pratique, les deux marchés sont complémentaires.

19 Si, après l'octroi de contrats à long terme débutant à une année donnée, la
20 demande à cet horizon s'avère plus élevée que prévue, il ne sera pas
21 possible, compte tenu des délais pour développer de nouvelles sources de
22 production, de combler ces besoins par des approvisionnements additionnels
23 à long terme. Dans une telle situation, les achats de court terme s'avèreront la
24 seule solution pour faire face à des scénarios de demande plus élevés que le
25 scénario retenu pour fins d'approvisionnement à long terme. Il faudra alors
26 avoir recours, pendant quelques années, aux marchés de court terme pour
27 acheter de la production existante. En plus, les achats de court terme sont
28 également une solution intéressante pour faire face à une partie de la

1 variation de la demande engendrée par les aléas climatiques, tant en énergie
2 qu'en puissance. La nature même de l'aléa climatique est telle qu'il ne serait
3 pas envisageable de répondre de façon économique à cette demande par un
4 approvisionnement à long terme ferme.

5 Par ailleurs, le potentiel d'achat sur les marchés de court terme n'est pas
6 illimité. Les fournisseurs potentiels, sur les marchés de court terme, seront
7 quelques producteurs au Québec ainsi que les négociants qui, à partir des
8 réseaux limitrophes, pourraient fournir l'électricité que requiert le Distributeur.
9 La capacité disponible dans les réseaux limitrophes est potentiellement
10 importante à certaines époques de l'année, mais l'importation d'électricité au
11 Québec est limitée par la capacité des interconnexions. La perspective
12 d'accroissement significative d'ici 2006-2007 de la capacité d'interconnexion
13 au-delà de la capacité déjà prévue est négligeable. En effet, de nouvelles
14 interconnexions requièrent des travaux assujettis à l'obtention de divers
15 permis et autorisations et à des études de la part des organismes de fiabilité
16 tel le NPCC. Ces considérations ajoutent à la complexité et certainement aux
17 délais.

18 La capacité annuelle effective des interconnexions est évaluée à environ
19 20 TWh, dont 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe (voir Annexe 3C). Pour
20 tenir compte de la coïncidence nécessaire entre le profil des besoins du
21 Distributeur et les disponibilités sur les marchés limitrophes via les
22 interconnexions, la capacité utile doit être ramenée à environ 10 TWh, soit 5
23 en pointe et 5 hors pointe. Finalement le Distributeur doit partager l'utilisation
24 des interconnexions avec d'autres utilisateurs, dont Hydro-Québec Production
25 qui doit assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale. En effet, le
26 volume d'électricité patrimoniale est garanti et cette garantie est assurée,
27 entre autres, par la possibilité pour Hydro-Québec Production d'importer de
28 l'énergie en cas de faible hydraulité. Ces considérations ainsi que l'impact
29 potentiel d'achats importants sur les prix des marchés limitrophes amènent le

1 Distributeur à proposer de limiter, pour des fins de planification, la
2 dépendance envers les marchés de court terme à environ 5 TWh par année,
3 soit 50 % de la capacité utile. Par conséquent, la stratégie
4 d'approvisionnement devra être telle que les besoins potentiels de court terme
5 n'excèdent pas cette limite.

6 Si on considère un aléa climatique d'un écart-type par rapport à la moyenne,
7 combiné à un scénario mi-fort, on obtient en 2005 un volume de 7,3 TWh à
8 combler sur les marchés de court terme ; dans un scénario fort, c'est
9 12,3 TWh qu'il faudrait approvisionner sur les marchés de court terme. Ce
10 volume correspond à environ 3 000 MW pendant 4 100 heures. Pour 2006,
11 c'est environ 10,6 TWh qu'il faudrait se procurer sur les marchés de court
12 terme en considérant toujours un aléa climatique d'un écart-type et un
13 scénario mi-fort. Dans le cas d'un scénario fort, c'est près de 17 TWh qu'il
14 faudrait alors approvisionner sur ces marchés. C'est là un niveau de
15 dépendance à l'égard des marchés de court terme qu'il n'est pas souhaitable
16 de maintenir.

17 C'est d'ailleurs un élément important du contexte du Plan que les besoins à
18 satisfaire sont en grande partie de nature aléatoire puisqu'il faut couvrir les
19 aléas de l'ensemble de la demande québécoise. Les quantités impliquées
20 sont importantes et excèdent la capacité d'importation énergétique utile sur
21 laquelle le Distributeur peut compter pour accéder aux marchés de court
22 terme, ce qui accroît sa vulnérabilité.

1 Constats

2 Pour éviter que ne perdurent ces niveaux de dépendance élevés envers
3 les marchés de court terme et les ramener à un niveau raisonnable, le
4 Distributeur propose :

- 5 • De lancer, dès janvier 2002, un appel d'offres pour octroyer des contrats
6 de long terme. Compte tenu des délais typiques de réalisation d'unités de
7 production d'électricité, cette date laisse un délai suffisant pour permettre
8 le dépôt d'offres visant des livraisons débutant en 2007.

9 Cette approche permet également d'amorcer un processus qui impliquera,
10 à partir de 2003, le lancement d'un appel d'offres à chaque année visant
11 des besoins à combler dans un horizon de 66 mois.

- 12 • Que l'appel d'offres prévu pour janvier 2002 couvrant les besoins de 2007
13 soit étendu pour viser les besoins de 2006. Même si les délais sont courts
14 pour accommoder toutes les sources d'approvisionnement, le Distributeur
15 considère que le principe de la sécurité d'approvisionnement doit prévaloir
16 et qu'il est impérieux de réduire le plus rapidement possible la
17 dépendance à l'égard des marchés de court terme.

- 18 • Que ces appels d'offres du Distributeur viseront strictement à contracter
19 des quantités additionnelles d'électricité produite au Québec. En effet,
20 accepter une offre utilisant la capacité d'interconnexion en importation ne
21 viendrait en rien réduire la problématique de dépendance importante vis-
22 à-vis des marchés de court terme. Cette orientation pourra être revue, à la
23 lumière de l'évolution des marchés de l'énergie.

- 24 • Que l'appel d'offres prévu pour janvier 2002 couvre les besoins du
25 scénario moyen de la demande.

1 • Que cet appel d'offres vise aussi une capacité de production énergétique
2 qui permette d'augmenter les approvisionnements annuels de 3 TWh à
3 3,5 TWh par rapport au scénario moyen. L'ajout de 400 MW
4 d'approvisionnements additionnels serait requis pour rencontrer cet
5 objectif. Cette marge de manœuvre est requise pour faire face à des
6 scénarios plus élevés. Il faut se rappeler à cet égard que, après l'octroi
7 des contrats de long terme pour l'horizon 2006 et 2007, il sera impossible
8 d'augmenter les quantités d'approvisionnements de long terme à cet
9 horizon.

10 Cependant cette capacité additionnelle ne permet pas de réduire la
11 dépendance des marchés de court terme immédiatement à environ
12 5 TWh tel que proposé précédemment. Pour ce faire, un total d'environ
13 550 MW serait requis jusqu'en 2011. Il s'agit d'une première étape, la
14 situation devra être revue au cours des prochaines années suite à
15 l'évolution des besoins et aux résultats du premier appel d'offres. Avant
16 de proposer des quantités plus importantes que 400 MW, il y a lieu aussi
17 de voir ce que le marché peut offrir pour la gestion des aléas climatiques.

18 Ce premier bloc de 400 MW couvre les situations les plus probables de
19 gestion des aléas. En plus, cette capacité additionnelle permet, lorsqu'elle
20 n'est pas requise pour faire face aux aléas conjoncturels de la demande,
21 de parer à d'autres besoins tels :

22 - jouer un rôle de soutien de production lors des mises hors service des
23 équipements de production reliés aux autres contrats
24 d'approvisionnement ;

25 - jouer un rôle de soutien de production en cas de défaut d'un
26 fournisseur d'énergie ;

1 - rencontrer le critère de fiabilité en puissance (voir section 2.4 ci-
2 dessous).

3 Finalement, la stratégie visant à ajouter 400 MW aux approvisionnements
4 additionnels requis selon le scénario moyen est réversible. Si, au fil des
5 années, le marché de court terme offre davantage d'opportunités à un coût
6 raisonnable, cette capacité additionnelle peut facilement être utilisée à
7 d'autres fins. Une quantité de 400 MW représente la croissance normale
8 des besoins du Distributeur dans un intervalle d'environ 24 mois. Cette
9 marge peut donc rapidement être absorbée par la croissance des besoins
10 des marchés québécois. Le Distributeur doit donc avoir l'option d'utiliser
11 cette capacité en service de base de façon permanente.

12 **2.4 Respect du critère de fiabilité en puissance**

13 Quant à la fiabilité en puissance, il existe des critères préétablis élaborés par
14 les organismes volontaires de fiabilité œuvrant dans le marché nord-
15 américain. L'Annexe 3D présente les exigences découlant du critère de
16 fiabilité en puissance. Ces exigences seront satisfaites, une fois que le
17 Distributeur aura contracté des approvisionnements correspondant aux
18 besoins du scénario moyen plus 400 MW d'approvisionnements additionnels,
19 tel que montré au tableau 2.1.

1

TABLEAU 2.1

2

**Puissance disponible après l'ajout de 400 MW
d'approvisionnements additionnels (MW)**

3

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Puissance disponible après l'ajout de 400 MW	0	0	0	210	820	1 000	1 280	1 430	1 660	1 880

4

2.5 Gestion des scénarios plus forts

5 L'ensemble des mesures proposées jusqu'ici permettra de ramener la
6 dépendance vis-à-vis des marchés de court terme, en 2007, à un volume
7 variant entre 8 et 9 TWh. En 2006, le niveau de dépendance est plus difficile à
8 abaisser, compte tenu des délais d'intégration de nouveaux
9 approvisionnements. À partir de 2008, sur l'horizon du Plan, si la marge de
10 manœuvre de 400 MW est maintenue, le volume des approvisionnements en
11 place et leur flexibilité devraient permettre de ramener la dépendance à
12 environ 6 TWh/an, dans les scénarios décrits précédemment. Les niveaux de
13 dépendance mentionnés ci-dessus supposent que le Distributeur puisse
14 ajuster les quantités qu'il mettra sous contrat de long terme, en fonction de
15 l'évolution des besoins entre le déclenchement de l'appel d'offres et l'octroi
16 des contrats.

17 Par ailleurs, pour combler les besoins de puissance additionnelle que
18 requerraient des scénarios plus forts que le scénario moyen, le Distributeur
19 aurait recours principalement à la puissance interruptible. Ce moyen a un
20 potentiel important au Québec étant donné le volume du secteur industriel
21 dans les ventes d'électricité. De plus, il a l'avantage de pouvoir être mis en
22 place dans de courts délais. En complément, il serait possible d'avoir recours
23 aux achats sur les marchés de court terme . Bien que plusieurs des marchés

1 limitrophes connaissent leur pointe l'été, une certaine quantité de puissance
2 devrait être disponible l'hiver malgré la mise en entretien d'équipements.

3 **2.6 Gestion des scénarios plus faibles**

4 Les scénarios plus faibles que le scénario moyen sont également susceptibles
5 de se matérialiser. L'écart entre le scénario moyen et le scénario mi-faible est
6 d'environ 4,0 TWh sur un horizon de quatre ans. Par ailleurs, pour couvrir des
7 scénarios plus forts, le Distributeur propose de se doter d'une marge de
8 manœuvre de 3 à 3,5 TWh. Dans ce contexte, la réalisation du scénario mi-
9 faible entraînerait une marge de manœuvre de près de 7 TWh, si
10 l'approvisionnement n'était pas flexible. La problématique pour le Distributeur
11 est alors de rechercher le maximum de flexibilité afin de toujours minimiser les
12 coûts.

13 **Constats**

14 Ainsi, le Distributeur est amené à faire les propositions suivantes pour gérer le
15 risque de demande plus faible tout en continuant de bénéficier de la protection
16 dans le cas de scénarios plus forts :

- 17 • les appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme prévoient
18 que le Distributeur peut diminuer ou augmenter, jusqu'au moment de
19 l'octroi, les quantités annoncées, à la lumière de l'évolution des
20 besoins ;
- 21 • la flexibilité des dates de début de livraison, sous forme d'option de
22 report accordée à l'acheteur, sera un critère de sélection ; les diverses
23 modalités de cette flexibilité (date ultime d'exercice, montant de la
24 prime etc.) seront prises en compte lors de l'évaluation des
25 soumissions ;

- 1 • la flexibilité des quantités d'énergie annuelle à être livrées sera
- 2 également prise en compte.

1 **3. MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE**

2 La section précédente a défini la stratégie qu'entend suivre le Distributeur
3 pour assurer l'approvisionnement en électricité des prochaines années dans
4 un contexte de scénarios de demande fortement contrastés. La présente
5 section présente la mise en œuvre de cette stratégie au cours des trois
6 prochaines années. Les appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme
7 seront d'abord couverts, puis viendront ceux de court terme. Sur la base des
8 produits disponibles sur les marchés respectifs, les produits envisagés pour
9 combler les besoins de chacune des années et les dates prévues de
10 lancement des appels d'offres sont établis.

11 **3.1 Appels d'offres pour contrats de long terme**

12 **3.1.1 Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009**

13 Pour juger de l'opportunité d'acheter un produit, il faut se référer aux courbes
14 des puissances classées. La forme de la courbe des puissances classées des
15 premières années est déterminante : en effet, il faut d'abord répondre aux
16 besoins tels qu'ils se présenteront au début et s'assurer que ce choix demeure
17 approprié pour l'avenir. Dans cette perspective, il faudra privilégier le service
18 en base annuel ainsi que le service modulable. En effet, tel que vu à la
19 section 1 du présent document, la puissance requise est peu différenciée
20 entre l'hiver et l'été d'ici 2011. En plus, un service en pointe n'est pas requis
21 de façon systématique, dans un scénario moyen.

22 Le graphique 3.1 présente la courbe de puissances classées associée au
23 scénario moyen pour l'année 2007. On peut voir que le service de base
24 représente une puissance de 300 MW. Le reste (300 MW) pourrait être
25 entièrement satisfait par un service modulable, mais on pourrait aussi
26 s'accommoder d'un peu plus de service en base. Il faut reconnaître que les
27 appels d'offres eux-mêmes amèneront des informations précieuses sur le

1 niveau des prix des différents produits. Il pourrait en résulter que le service en
2 base pourrait être augmenté, de 100 MW par exemple, et le service modulable
3 réduit d'autant. C'est ce que représente la tranche du centre du graphique. La
4 capacité résiduelle de 200 MW serait du service modulable cyclable
5 permettant de suivre les variations journalières de la charge.

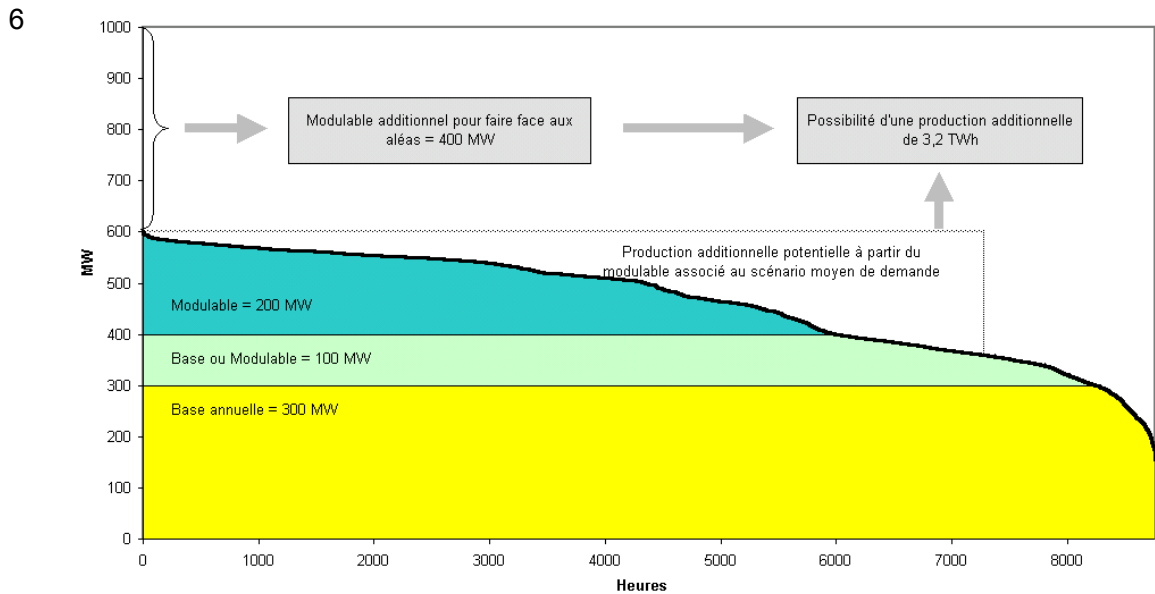
6 Par ailleurs, tel qu'expliqué à la section 2 du présent document, la prise en
7 compte des aléas de la demande prévue a amené le Distributeur à proposer
8 de se doter d'une capacité d'augmenter les approvisionnements annuels de 3
9 à 3,5 TWh en sus du scénario moyen. Rappelons que cette protection peut
10 être assurée en mettant sous contrat une capacité additionnelle de 400 MW.

11 Si cette capacité était contractée sous forme d'un service en base annuelle et
12 que le scénario mi-faible se réalisait, les surplus pourraient atteindre 7 TWh. Le
13 Distributeur devrait écouler ces surplus sur le marché afin de réduire les coûts
14 que doivent supporter les consommateurs. Dans cette stratégie, le Distributeur
15 serait amené à prendre des engagements financiers plus importants et se
16 retrouverait, à toutes fins utiles, souvent dans la même position qu'un
17 promoteur ayant développé un « Merchant Plant » : l'intérêt de cette stratégie
18 repose sur la possibilité que les prix du marché obtenus à l'écoulement des
19 surplus permettraient de rendre cette solution plus économique. Bien que cette
20 stratégie comporte un certain mérite, elle présente des risques potentiellement
21 importants. Pour choisir cette stratégie, il serait nécessaire que, dans un
22 scénario moyen, elle apparaisse beaucoup plus attrayante que les stratégies
23 alternatives pour compenser les risques qu'elle comporte. En plus, sa mise en
24 œuvre impliquerait que le Distributeur se dote des mêmes équipes et des
25 mêmes instruments requis par les négociants d'électricité. Pour toutes ces
26 raisons, le Distributeur propose de considérer prioritairement les produits plus
27 flexibles, dont le facteur d'utilisation pourrait varier en fonction des besoins.
28 Ainsi, au graphique 3.1, on trouve ce produit additionnel (400 MW) au-dessus
29 de la courbe de puissances classées du scénario moyen. Ce produit serait

1 entièrement modulable et devrait pouvoir fonctionner en base de façon
2 économique lorsque requis.

3 **GRAPHIQUE 3.1**

4 **Courbe annuelle des puissances classées**
5 **des approvisionnements additionnels requis en 2007**



1 Le tableau 3.1 montre les quantités respectives envisagées pour les trois
2 types de produits, pour combler les besoins des années 2006 à 2009. Étant
3 donné la flexibilité dont veut se doter le Distributeur, il n'y a pas de besoin, lors
4 des premières années, pour un service en pointe systématique dans le
5 portefeuille d'approvisionnement.

6 **TABLEAU 3.1**
7 **Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009**

	2006	2007	2008	2009
En TWh				
Service en base ⁽¹⁾	1,5	2,2	3,8	4,9
Service en base ou modulable	-	0,7	0,7	0,7
Service modulable	0,9	1,2	1,9	1,9
Total	<u>2,4</u>	<u>4,1</u>	<u>6,4</u>	<u>7,5</u>
<i>Utilisation additionnelle potentielle des produits modulables²</i>	3,5	3,2	2,9	2,9
En MW				
Service en base	220	300	530	680
Service en base ou modulable	-	100	100	100
Service modulable ⁽²⁾	600	600	650	650
Total	<u>820</u>	<u>1000</u>	<u>1280</u>	<u>1430</u>

8 (1) Quantités déterminées en fonction du facteur d'utilisation de 83 %.

9 (2) La quantité de service modulable inclut la capacité additionnelle de 400 MW.

1 Le graphique 3.2 montre l'usage des différents produits en fonction de la
2 courbe des puissances classées des besoins du Distributeur pour 2009. Ce
3 graphique montre que les différents produits identifiés pour 2007 s'intègrent
4 bien à plus long terme aux besoins identifiés.

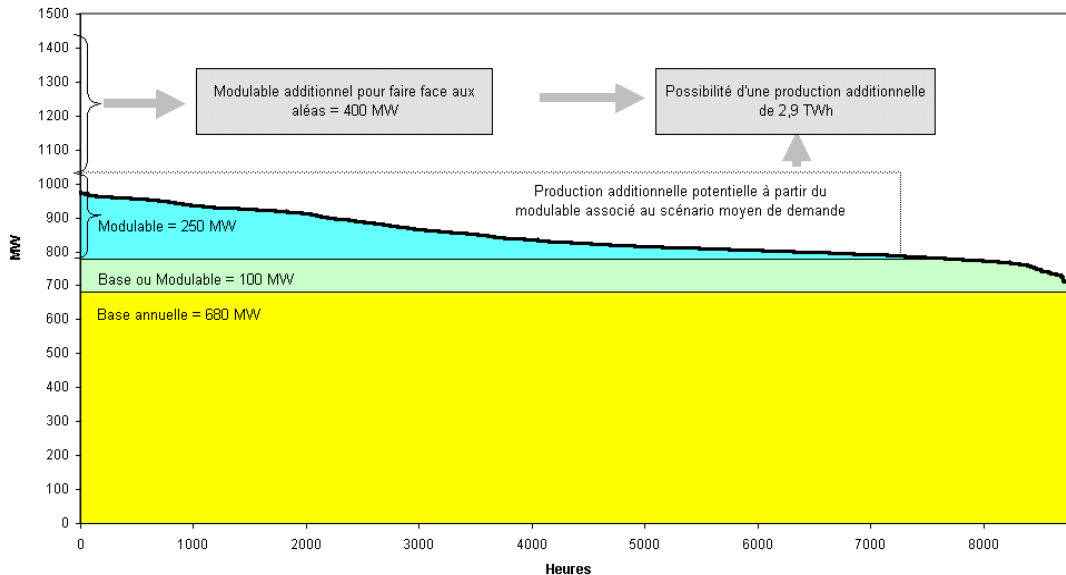
5

GRAPHIQUE 3.2

6

Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2009

7



1 **3.1.2 Mise en oeuvre**

2 **3.1.2.1 Livraisons débutant en 2006 et 2007**

3 Un appel d'offres de long terme sera lancé en janvier 2002 pour les produits et
4 quantités inscrits au tableau 3.1, pour les années 2006 et 2007.

5 **3.1.2.2 Livraisons débutant en 2008 et 2009**

6 Les approvisionnements additionnels requis pour l'année 2008 devraient faire
7 l'objet d'un appel d'offres en juin 2002 et ceux de 2009 en juin 2003, de
8 manière à respecter le délai typique de 66 mois. En effet, un lancement en juin
9 2002 permettra au Distributeur de se faire livrer les premiers kilowattheures en
10 décembre 2007. Les produits et quantités visés seront réévalués d'ici là à la
11 lumière de la révision de la prévision de la demande, des mesures d'efficacité
12 énergétique approuvées et des résultats des appels d'offres précédents. Les
13 quantités tiendront compte aussi de l'évaluation qui aura été faite de l'intérêt
14 d'augmenter ou non la protection de 400 MW pour la gestion des aléas de la
15 demande.

16 **3.2 Appels d'offres pour contrats de court terme**

17 **3.2.1 Produits envisagés**

18 La liste des produits *standards* transigés sur les marchés de court terme
19 (Annexe 3A) comprend des produits de puissance et d'énergie, garantis ou
20 interruptibles par le vendeur, ainsi que des options d'achat ou de vente. La
21 durée contractuelle est variable, allant de l'engagement horaire à
22 l'engagement annuel. La notion de pointe du court terme est différente de celle
23 du long terme : elle désigne le bloc des 16 heures les plus sollicitées des jours
24 de semaine.

1 Puisque le Distributeur procédera par appel d'offres, il n'est pas strictement
2 limité aux produits standards : il pourra, à l'intérieur des caractéristiques de
3 base des produits, exiger de la flexibilité dans la programmation de ses achats
4 de court terme ou des options pour devancer ou retarder les livraisons pour
5 mieux répondre à ses besoins. Cette flexibilité additionnelle entraînera sans
6 doute un coût additionnel mais globalement permettra au Distributeur de
7 minimiser le coût de ses approvisionnements.

8 Outre les achats auprès des producteurs ou des négociants, on compte
9 également la puissance interruptible des clients du Distributeur parmi les
10 moyens de court terme. Ce moyen qui permet de réduire les besoins de
11 puissance pendant environ 300 heures, peut être mis en place en quelques
12 mois.

13 Un nouveau concept d'interruptibilité en temps réel de certaines charges
14 québécoises est aussi envisagé. Ce programme prévoirait la rémunération
15 des clients sur la base d'un pourcentage de la valeur de l'énergie économisée
16 par le Distributeur à chaque demande d'interruption. Il pourrait, par exemple,
17 s'appliquer lorsque la température hivernale est plus froide que la normale. Ce
18 programme serait éventuellement soumis à la Régie pour approbation.

19 **3.2.2. Produits envisagés pour les années 2002 à 2005**

20 ***Besoins à combler selon un scénario moyen***

21 Selon le scénario moyen, ce n'est qu'à partir de 2005 que des
22 approvisionnements additionnels seraient requis (voir la section 1 du présent
23 document). Une analyse de la courbe des puissances classées indiquera
24 quels types de produits énergétiques seront requis pour combler les besoins.
25 Puisque les appels d'offres pour des contrats de court terme peuvent être
26 lancés dans de courts délais, ces analyses gagnent à être réalisées plus tard,
27 à la lumière des prévisions de la demande les plus rapprochées de l'horizon

1 visé. Les mises à jour du Plan feront d'ailleurs état des dernières prévisions
2 disponibles.

3 **Gestion de l'aléa climatique**

4 Par ailleurs, peu importe le scénario de croissance de demande qui se
5 concrétisera, l'aléa climatique doit également être couvert. Cet aléa se
6 caractérise non seulement par son impact potentiel important sur l'énergie
7 annuelle requise mais également par l'importance de la capacité de production
8 énergétique potentiellement sollicitée à un moment précis. En effet, aux
9 périodes les plus froides, selon l'historique climatique, l'impact de cet aléa sur
10 la demande peut atteindre 4 300 MW (voir le graphique 2.5, à la pièce HQD-2,
11 Document 1). Même en juin, l'aléa climatique peut représenter un impact de
12 1 200 MW.

13 Bien que la puissance installée nécessaire pour garantir le critère de fiabilité
14 en puissance soit fournie par Hydro-Québec Production, les dépassements du
15 profil des livraisons d'électricité patrimoniale qui feraient suite à des conditions
16 climatiques anormales doivent faire l'objet d'appels d'offres, comme tous les
17 autres approvisionnements. Il n'est tout simplement pas envisageable de gérer
18 ce risque par des achats fermes à long terme. Au-delà de ce qu'il sera
19 possible de combler en utilisant les produits modulables mis en place pour
20 gérer les aléas sur la croissance de la demande, il apparaît préférable de
21 compter sur les marchés de court terme pour gérer l'aléa climatique. Le
22 Distributeur entend mettre en œuvre deux mesures dont l'utilisation serait
23 complémentaire.

- 24 - Une première mesure fera appel à un nouveau concept
25 d'interruptibilité en temps réel mentionné à la section 3.2.1.
- 26 - La seconde mesure prendra la forme d'un appel d'offres auprès des
27 marchés de court terme pour l'énergie résiduelle associée au risque

1 climatique. Le produit recherché serait une option ou une série
2 d'options d'achat d'énergie permettant d'augmenter les
3 approvisionnements du Distributeur, lorsque les conditions climatiques
4 poussent les besoins à la hausse. La définition précise du produit se
5 ferait dans les mois précédant les appels d'offres de court terme et
6 avec les divers négociants susceptibles de participer à ces appels
7 d'offres.

8 De plus, le Distributeur propose de limiter cet appel d'offres à la couverture
9 d'un écart-type soit 1,9 TWh d'énergie et 1 200 MW de puissance. Pour des
10 situations plus extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur utilisera une
11 procédure d'urgence et de court terme pour acquérir l'électricité nécessaire.

12 De plus, en temps réel, il y aura toujours inévitablement des situations créant
13 des dépassements du profil annuel de l'électricité patrimoniale tels les pannes
14 et les aléas prévisionnels à très court terme. Ces dépassements par
15 inadvertance relèvent de la nature même d'un réseau électrique. Considérant
16 ces deux facteurs, le Distributeur propose de conclure avec Hydro-Québec
17 Production une entente-cadre. Cette entente permettra de couvrir les impacts
18 climatiques excédant un écart-type (c'est-à-dire au-delà du premier 1,9 TWh)
19 et les dépassements par inadvertance. Ces dépassements du profil sont de
20 courte durée (soit d'une heure à une semaine) et ils correspondent à des
21 situations de très court terme non prévisibles de façon systématique. À cette
22 fin, le Distributeur demandera une exemption d'aller en appel d'offres pour ces
23 dépassements en vertu des pouvoirs conférés à la Régie. Cette entente-cadre
24 sera soumise à la Régie pour approbation.

25 **3.2.3 Mise en œuvre**

26 L'application de ces orientations conduit le Distributeur à prévoir, compte tenu
27 de la meilleure information actuellement disponible, les approvisionnements
28 décrits ci-après.

1 **3.2.3.1 Besoins de l'année 2002**

2 Le Distributeur ne prévoit pas avoir besoin de sources d'approvisionnement
3 additionnelles, l'approvisionnement en électricité patrimoniale étant suffisant
4 pour faire face à des aléas très importants.

5 **3.2.3.2 Besoins de l'année 2003**

6 Au scénario moyen de prévision de la demande, aucun approvisionnement
7 additionnel n'est requis en 2003. À lui seul, un aléa climatique d'un écart-type
8 ne devrait pas entraîner un dépassement du volume de consommation
9 patrimoniale.

10 C'est seulement si l'évolution de la demande suit le scénario de croissance fort
11 que le seuil critique de 165 TWh pourrait être dépassé. Un suivi étroit de
12 l'évolution de la demande fournira les indications pertinentes sur la nécessité
13 ou non de déclencher, en 2002 ou au cours de 2003, des appels d'offres de
14 court terme pour acquérir l'énergie et la puissance nécessaires pour faire face
15 aux aléas.

16 **3.2.3.3 Besoins de l'année 2004**

17 Selon le scénario moyen à conditions climatiques normales aucun
18 approvisionnement additionnel ne sera requis. Toutefois, un aléa climatique
19 d'un écart-type peut entraîner des besoins d'approvisionnements additionnels
20 au volume patrimonial de 0,5 TWh. Ces besoins devraient faire l'objet d'un
21 appel d'offres au cours de 2004, pour assurer une disponibilité dans la
22 dernière portion de l'année.

23 Au printemps 2003, à la lumière de la nouvelle prévision de la demande, le
24 volume des besoins à combler sera fixé. S'il y a lieu, le nouveau concept
25 d'interruptibilité mentionné à la section 3.2.1 sera mis en place, et un appel
26 d'offres de court terme pour les besoins résiduels sera lancé.

1 **3.2.3.4 Besoins de l'année 2005**

2 Dans le scénario moyen à conditions climatiques normales, les besoins
3 d'approvisionnement additionnels sont de 0,5 TWh et requerront une
4 puissance de 210 MW.

5 Par ailleurs, selon les prévisions actuelles, le niveau des livraisons d'électricité
6 patrimoniale pourrait déjà avoir dépassé le niveau de 165 TWh au cours de
7 l'année 2004, si, par exemple, un hiver plus froid que normal survenait. Le
8 Décret prévoit que, à compter de la première année où le volume de
9 consommation d'électricité patrimoniale excède 165 TWh, le Distributeur doit
10 trouver les approvisionnements associés à la puissance mobilisée en
11 dépassement du profil des livraisons patrimoniales. Ainsi, à compter de 2005,
12 et même si le volume de consommation d'électricité patrimoniale redescendait
13 au-dessous de 165 TWh, tout dépassement du profil de livraison de
14 l'électricité patrimoniale devrait faire l'objet d'un approvisionnement spécifique
15 par le Distributeur.

16 Ainsi, il est probable que le Distributeur lance un appel d'offres en deux volets
17 pour les besoins de 2005.

18 - Le premier volet de l'appel d'offres porterait sur la gestion des aléas
19 climatiques : application du nouveau concept d'interruptibilité et appel
20 d'offres de court terme. Le Distributeur visera à acquérir une protection
21 pour un écart type, soit 1,9 TWh d'énergie. Pour des situations plus
22 extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur pourrait utiliser soit
23 l'entente-cadre avec Hydro-Québec Production dont il est question à la
24 section 3.2.2., soit une procédure d'urgence pour acquérir la production
25 nécessaire sur les marchés.

26 - Le second volet porterait sur les quantités requises pour assurer la
27 demande du scénario moyen telle que prévue au moment du lancement

1 de l'appel d'offres. Compte tenu des prévisions actuelles, ceci
2 correspondrait à 0,5 TWh d'énergie et une puissance de 210 MW, mais
3 cela pourrait représenter 5,4 TWh et 750 MW si le scénario mi-fort se
4 concrétisait d'ici là.

5 Ces appels d'offres se tiendraient à partir du printemps 2004.

6 **3.3 Cas particulier : Production actuellement autoconsommée**

7 Certains clients industriels du Distributeur possèdent des équipements
8 d'autoproduction d'électricité répondant à une partie de leurs besoins. Ces
9 clients pourraient souhaiter participer aux appels d'offres du Distributeur pour
10 lui vendre l'électricité qu'ils produisent. Le cas échéant, ils devraient alors
11 combler la totalité de leurs besoins auprès du Distributeur. Dans une telle
12 situation, ce dernier ne tirerait aucun avantage du point de vue de son bilan
13 énergétique. Par conséquent, le Distributeur propose que les fournisseurs de
14 cette catégorie ne soient pas admis à présenter une offre pour de l'énergie
15 produite à partir d'équipements d'autoproduction en exploitation au 16 juin
16 2000, à moins que les clients en question ne réduisent leur charge d'une
17 quantité équivalente à celle offerte.

18 **3.4 Résumé de la mise en œuvre du Plan**

19 Le tableau 3.2 dresse un portrait d'ensemble des appels d'offres qui doivent
20 être lancés d'ici 2004 en termes de dates, de produits et de quantités.

TABEAU 3.2 Résumé de la mise en œuvre du Plan

		Quantités prévues			
		2002	2003	2004	2005
Appels d'offres de long terme	DATE DE LANCEMENT				
	VOLUMES ANNUELS (Base et modulable)				
	VOLUMES CUMULATIFS (Base et modulable)				
Non applicable – délais trop courts					
Appels d'offres de court terme	DATE DE LANCEMENT	Nil	Nil	2004	2004
	Volumes annuels			Scénario moy. et 1 ÉTC : 0,5 TWh	Scénario moy. et 1 ÉTC : 2,3 TWh
		2006-2007		2008	2009
		Janvier 2002	Janvier 2002	Janvier 2002	Janvier 2002
		Base : 300 MW; Modulable : 700 MW;	Base : 230 MW; Modulable : 50 MW;	Base : 150 MW;	Base : 150 MW;
		Base : 300 MW; 2,2 TWh. Modulable : 700 MW; 1,9 TWh	Base : 530 MW; 3,8 TWh. Modulable : 750 MW; 2,6 TWh	Base : 680 MW; 4,9 TWh. Modulable : 750 MW; 2,6 TWh	Base : 680 MW; 4,9 TWh. Modulable : 750 MW; 2,6 TWh
Dépasse l'horizon de mise en œuvre du Plan					

Note : L'acronyme ÉTC signifie 1 écart-type climatique

ANNEXE 3A

Produits énergétiques standards transigés

sur les marchés de court terme

1 **PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS**
2 **SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**

3 Les produits reliés au marché de court terme les plus fréquemment transigés
4 dans le Nord-Est des États-Unis et auxquels le Distributeur pourrait faire
5 appel, se divisent en trois catégories : l'énergie, la puissance et les options.

6 1) L'énergie se transige habituellement en \$/MWh sur une bourse
7 d'électricité sous la responsabilité d'un ISO (« Independent System
8 Operator ») ou en transaction bilatérale, soit directement entre deux (2)
9 parties ou par l'intermédiaire d'un courtier en énergie.

10 L'énergie peut être transigée selon les sous-produits suivants :

- 11 ▪ **Transaction horaire** (ou marché spot) : Transaction d'heure en heure
12 dont le programme peut être mis en place jusqu'à 30 minutes avant sa
13 réalisation. C'est le rôle de l'ISO de recevoir les offres (Bid) et les
14 demandes (Ask);
- 15 ▪ **Transaction en pointe** : Transaction pour le bloc des 16 heures les
16 plus sollicitées d'une journée (7 h à 23 h), du lundi au vendredi, à
17 l'exception des jours fériés.
- 18 ▪ **Transaction hors pointe** : Transaction pour le bloc d'heures les
19 moins sollicitées d'une journée (23 h à 7 h), ainsi que toutes les
20 heures les samedi, dimanche et jours fériés.
- 21 ▪ **Transaction 24 heures** : Transaction pour le bloc de 24 heures d'une
22 journée.

- 1 Ces sous-produits peuvent être transigés pour des périodes étendues.
2 Les périodes les plus fréquemment définies pour fins de transaction
3 sont :
- 4 ▪ **Balance de la semaine**
 - 5 ▪ **Semaine prochaine**
 - 6 ▪ **Mensuel**
 - 7 ▪ **Janvier-Février**
 - 8 ▪ **Juillet-Août**
 - 9 ▪ **Trimestriel (Q1, Q2, Q3 ou Q4)**
 - 10 ▪ **Annuel**
- 11 2) Les produits reliés à la puissance se transigent en \$/MW/mois, sur des
12 périodes d'un jour à douze mois, soit sous la responsabilité d'un ISO ou
13 en transaction bilatérale.
- 14 ▪ **Puissance installée ou ICAP** : Puissance installée vendue par le
15 propriétaire d'une centrale. Cette puissance est garantie même s'il
16 survient une période d'urgence à l'intérieur du réseau où la centrale
17 est située.
- 18 3) Les options s'apparentent, tant dans leur description que dans leur
19 utilisation, à celles des marchés financiers. Les transactions se font en
20 mode bilatéral seulement. On trouve par exemple :
- 21 ▪ **Option d'achat ou de vente** : Contrat qui donne à une des parties le
22 droit d'acheter ou de vendre un produit énergétique défini
23 (généralement parmi ceux qui figurent aux deux catégories
24 précédemment définies) à un prix et une date d'exercice fixés à
25 l'avance.

- 1 Il existe également d'autres produits sur les marchés, tels les contrats à terme
- 2 (« Futures ») ou d'autres produits strictement financiers.

ANNEXE 3B

Délai typique d'acquisition de puissance ou d'énergie

1 **DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION**
2 **DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE**

3 Les délais pour l'acquisition de puissance ou d'énergie varient selon la source
4 d'approvisionnement et l'envergure de l'installation proposée. Le délai typique
5 demeure un délai de référence seulement. Les producteurs les plus
6 dynamiques pourront réduire quelque peu les délais.

7 Lorsque le marché sera au fait que le Distributeur procédera régulièrement à
8 des appels d'offres, une nouvelle dynamique s'installera. On s'attendrait
9 normalement à ce que les soumissionnaires (ou promoteurs) effectuent
10 certaines études et franchissent certaines étapes avant même que l'appel
11 d'offres ne soit lancé.

12 Ainsi dans un processus à maturité, le délai d'acquisition typique se
13 résumerait comme suit :

- 14 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois
- 15 • Obtention des permis = 12 mois
- 16 • Délai de réalisation = variable selon les sources d'approvisionnement

17 D'ici à ce que le processus soit rodé, il restera une incertitude sur le délai
18 typique. En effet, les études de localisation et d'avant-projet requises peuvent
19 varier d'une source d'approvisionnement à l'autre.

20 **a) Projets de centrale hydraulique**

21 Projet de production hydraulique de moyenne envergure :

- 22 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois
- 23 • Obtention des permis = 12 mois

- 1 • Délai de réalisation (fabrication, installation et mise en service) = 54 mois
2 et plus

3 Un projet hydroélectrique peut être réalisé dans un délai typique de 66 mois.
4 Cependant, le soumissionnaire devra avoir entamé au moins les procédures
5 d'autorisation avant l'octroi du contrat.

6 Pour les petites centrales, le délai serait normalement plus court. Bien que les
7 délais puissent varier d'un projet à l'autre, un délai typique de 66 mois
8 apparaît suffisant.

- 9 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

- 10 • Obtention des permis = 12 mois

- 11 • Délai de réalisation (Ingénierie, approvisionnement, construction, mise
12 en service) = jusqu'à 42 mois

13 Total = jusqu'à 66 mois

14 **b) Pour les centrales à turbines à gaz**

15 Avec le nouveau processus d'approvisionnement, le délai d'acquisition pour
16 un projet d'équipement de production du type turbine à gaz à cycle combiné
17 s'établit comme suit :

- 18 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

- 19 • Obtention des permis = 12 mois

- 20 • Délai de réalisation (fabrication, installation et mise en service) = 42 mois

ANNEXE 3C

Capacité des interconnexions du Québec en mode importation

1 **CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DU QUÉBEC EN MODE**
2 **IMPORTATION**

3 La capacité des interconnexions en mode importation est actuellement de
4 l'ordre de 4 160 MW. Deux projets en cours pourraient accroître cette capacité
5 de 1350 MW dans les prochaines années, pour porter le total à 5 510 MW
6 dans l'horizon du Plan. Le tableau suivant en donne la répartition pour l'année
7 2001. Par ailleurs, la capacité disponible en tout temps dépendra des
8 réservations qui sont gérées par le système OASIS.

Interconnexion	Capacité maximale en importation Année 2001	
	Hiver (MW)	Été (MW)
Nouveau-Brunswick	785	730
Nouvelle Angleterre – Derby	0	0
Nouvelle Angleterre – Highgate	170	170
Nouvelle Angleterre – Radisson-Nicolet-Sandy Pond et Des Cantons-Comerford	1 700	1 200
New York – Châteauguay	1 000	1 000
New York – CRT	0	0
Ontario – Beauharnois	420	400
Ontario – Nouvelle interconnexion	--	--
Ontario – Chat Falls	20*	20*
Ontario – Kipawa	65*	40*
	4 160	3 560

9

* Capacité d'importation nette à partir de l'Ontario

1 Cependant cette capacité n'est pas disponible en tout temps et plusieurs
2 limitations techniques ou de marché réduisent cette capacité d'importation
3 pour les besoins énergétiques de la charge locale.

4 Ainsi, la capacité effective d'importation de la Nouvelle-Angleterre diminue de
5 1 700 à 690 MW lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la
6 production des centrales de La Grande pour la desserte de la charge locale.
7 C'est une configuration fréquente durant les heures de pointes d'hiver.

8 À certaines heures d'été, en faible charge, il y a peu de marge à l'importation.
9 Ainsi l'été, il sera difficile de compter sur plus de 900 MW d'importation par
10 point d'injection sur une base continue.

11 De plus, un contrat de puissance, de 200 MW à partir de 2002, réduit d'autant
12 les capacités d'importation continue d'énergie pour le Distributeur à partir des
13 interconnexions avec le Nouveau-Brunswick.

14 Par ailleurs, des modifications au réseau entraîneront potentiellement une
15 augmentation des capacités d'importation. L'addition de transformateurs à
16 fréquence variable au poste Langlois permettrait d'importer 100 MW via les
17 lignes de Cedar Rapids Transmission (CRT) dès 2003. L'exploitation de ce
18 projet, qui constitue un projet pilote d'une nouvelle technologie, viendra
19 confirmer la disponibilité à long terme de cette capacité ferme. La nouvelle
20 ligne d'interconnexion entre le Québec et l'Ontario, en attente des
21 approbations réglementaires du côté ontarien, permettrait d'accroître les
22 capacités d'importation de 1 250 MW à l'été 2005, selon les dernières
23 informations disponibles.

24 D'autres limites proviennent des disponibilités de production chez les réseaux
25 voisins. Durant les mois de mai à septembre, les achats effectifs soutenus de
26 jour en provenance des États-Unis sont limités par la disponibilité de
27 production dans ces réseaux. Cette période correspond en effet à la période

1 de maintenance puis de pointe des réseaux américains. Il en sera de même
2 pour l'Ontario dont la pointe d'été égale presque celle d'hiver.

3 Les possibilités d'importation soutenue d'énergie l'hiver en pointe seront aussi
4 limitées. Les réseaux de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick ont naturellement
5 leur pointe durant cette période et les disponibilités d'importation de jour
6 seront souvent très restreintes. Il en est de même pour la Nouvelle-Angleterre
7 où les besoins d'entretien et une pointe d'hiver s'approchant de celle d'été
8 réduisent les disponibilités pour importation.

9 Considérant ces diverses limitations et additions, l'entretien requis sur les
10 équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne
11 majeure sur ces équipements, on peut établir la capacité d'importation
12 énergétique en 2006 sur laquelle le Distributeur pourrait compter à environ
13 20 TWh annuellement. Cette capacité se répartit comme suit :

- 14 • 5 TWh en pointe (le jour du lundi au vendredi)
- 15 • 15 TWh hors pointe.

16 Sans l'ajout des nouvelles interconnexions mentionnées ci-dessus, le potentiel
17 sera limité à 4 TWh en pointe et 12 TWh hors pointe.

18 Cette capacité pourrait aussi être moindre dans la mesure où une partie de
19 celle-ci serait requise par Hydro-Québec Production afin de garantir la
20 livraison de l'électricité patrimoniale.

ANNEXE 3D

**Puissance installée requise pour respecter le critère
de fiabilité en puissance**

1 **PUISSANCE INSTALLÉE REQUISE POUR RESPECTER**
2 **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

3 Les réseaux électriques nord-américains se sont dotés d'un critère de fiabilité
4 en matière d'approvisionnement en électricité qui correspond à une probabilité
5 de défaillance n'excédant pas une fois par dix (10) ans ou encore 2,4 heures
6 par année. Ce critère a été mis de l'avant par les organismes de fiabilité tel le
7 NPCC¹ (Northeast Power Coordinating Council).

8 La puissance installée requise est habituellement présentée en fonction de la
9 pointe annuelle des besoins québécois plus une réserve pour faire face aux
10 aléas de l'offre et de la demande. Elle est établie de telle sorte qu'il soit
11 possible d'alimenter la charge québécoise, pendant toutes les heures de
12 l'année, sans que l'espérance de délestage de clients non interruptibles en
13 raison d'un manque de ressources n'excède 2,4 heures par année.
14 L'évaluation de la puissance installée requise doit tenir compte de l'ensemble
15 de la charge québécoise et de la puissance disponible au Distributeur, tout en
16 considérant les pannes, l'entretien, les aléas de la demande, le partage de
17 réserve entre les différents producteurs et réseaux, ainsi que la puissance
18 disponible suite à l'application de mesures d'exploitation.

¹ Le critère exact, tel qu'émis par le NPCC, est formulé comme suit :

Ressource Adequacy – Design Criteria

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.

Tiré du document : «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems»

1 La puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie
2 par Hydro-Québec Production. La puissance installée requise associée aux
3 besoins du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale
4 (incluant les pertes associées), devra être fournie par ce dernier. Cette
5 puissance devra tenir compte des probabilités d'indisponibilité des nouveaux
6 approvisionnements et des aléas de la demande. Étant donné l'incertitude sur
7 les caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats
8 d'approvisionnement, le Distributeur propose d'appliquer pour l'instant un taux
9 de réserve de 15% sur ses besoins additionnels à l'électricité patrimoniale à la
10 pointe du réseau. Cette valeur correspond au taux de réserve traditionnel
11 d'Hydro-Québec, qui se situe entre 11 et 13%, corrigé pour un taux
12 d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements qui pourrait être supérieur
13 au taux de panne des équipements existants d'Hydro-Québec Production.
14 Suite aux résultats de l'appel d'offres, cette valeur pourrait être modifiée s'il y
15 a lieu.

16 Selon le scénario moyen, la nouvelle puissance installée requise pour
17 satisfaire le critère de fiabilité est telle qu'établie au tableau qui suit.

1 **Puissance installée additionnelle requise**
2 **Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (MW)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins à la pointe visés par le Plan (HQD-2 Document 1, section 2.3)	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680
- Approvisionnements particuliers pour les ventes au tarif BT	370	100	0	0	0	0	0	0	0	0
- Puissance maximale associée à l'électricité patrimoniale	31 730	32 630	33 340	33 840	34 210	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340
= Puissance additionnelle requise à la pointe avant réserve	0	0	0	0	0	160	450	740	1 040	1 440
+ Réserve additionnelle requise pour les besoins en excédent du volume de consommation patrimoniale	0	0	0	0	0	20	70	110	160	200
= Total de la puissance installée additionnelle requise	0	0	0	0	0	180	520	850	1 200	1 540

3