

Régie de l'énergie du Québec

R-3905-2014

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité
de l'année tarifaire 2015-2016.**

MÉMOIRE DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

Préparé par: Paul Paquin
PP ÉconoTech Conseil Inc.

Pour :
ACEF de l'Outaouais
109, rue Wright
Gatineau (Québec)
J8X 2G

Le 6 novembre 2014

Table des matières

Introduction	2
1. Comptes d'écart	2
1.1 Rémunération des comptes d'écart	3
2. Coûts évités en réseau intégré	6
2.1 Coûts évités de fourniture - transport	6
3. Coûts évités en réseaux autonomes	10
3.1 Coûts évités de la puissance	10
3.2 Coûts évités en énergie	11
4. Demande d'autorisation des investissements 2015 – Ensemble des projets inférieurs à 10 M\$	14
5. Plan d'approvisionnement	17
5.1 Utilisation des conventions d'énergie différée	17
6. Stratégie tarifaire	19
7. Balisage	22
8. Dispositions tarifaires visant le développement économique	24
9. Sommaire des conclusions et recommandations	26

Introduction

En conformité avec la décision D-2014- 160, notamment relativement aux commentaires généraux et spécifiques émis par la Régie, l'ACEF de l'Outaouais (ou « ACEFO ») a concentré ses efforts sur les sujets suivants :

- la rémunération des comptes d'écart;
- les coûts évités en réseau intégré et en réseaux autonomes;
- la demande d'autorisation des projets de moins de 10 M\$ pour l'année 2015;
- le Plan d'approvisionnement : utilisation des ententes d'énergie différée;
- la stratégie tarifaire;
- le balisage;
- le tarif de développement économique.

1. Comptes d'écart

Le Distributeur rappelle que la Régie a demandé, dans sa décision D-2014-037, que soient examinées la pertinence et la rémunération des comptes d'écart¹. Par ailleurs, dans sa décision procédurale, la Régie précise :

[43] Considérant le nombre important de sujets qui seront traités dans le cadre du présent dossier, la Régie reporte l'examen de la pertinence des comptes d'écarts dans un dossier ultérieur. Elle retient cependant, pour le présent dossier, l'enjeu spécifique de la rémunération des comptes d'écarts.²

Le Distributeur présente le tableau 1³, où on peut voir la liste des comptes d'écart réglementaires reconnus par la Régie. Il mentionne qu'en principe, ces comptes d'écart sont maintenus « *hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs. Un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les comptes d'écarts, et ce, jusqu'au moment de l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification ou de leur intégration dans les revenus requis* »⁴.

Concernant la rémunération de ces comptes, il ajoute que « *tel que reconnu par la Régie, le coût moyen pondéré du capital (ou taux de rendement de la base de tarification) s'applique à chacun des comptes d'écarts du Distributeur, assurant ainsi un traitement réglementaire uniforme* »⁵.

Le Distributeur précise que « *les comptes d'écarts ont été reconnus par la Régie afin de couvrir les éléments dont les coûts peuvent être volatiles, imprévisibles, importants ou sur lesquels le Distributeur n'exerce pas de contrôle* »⁶.

¹ B-0012 ou HQD-3, document 3, page 5;

² D-2014-160, page 12;

³ B-0012 ou HQD-3, document 3, page 7;

⁴ B-0012 ou HQD-3, document 3, page 5;

⁵ *Ibid.*;

⁶ *Ibid.*;

1.1 Rémunération des comptes d'écart

Le Distributeur présente un balisage sur la rémunération des comptes d'écart auprès d'entreprises canadiennes et américaines.

Selon le Distributeur, il « *ressort du balisage que la rémunération des CER [comptes d'écart réglementaires (B-0012, p.5, note 2)] n'est pas uniforme en Amérique du Nord. Plusieurs juridictions utilisent le coût moyen pondéré du capital alors que d'autres préconisent l'utilisation de taux correspondant au coût moyen de la dette ou à un taux d'intérêt de court terme. Ce balisage ne permet donc pas de dégager une tendance claire quant au mode de rémunération des CER* »⁷.

Cependant, selon le Distributeur : « *il est nécessaire de prendre en compte certaines spécificités propres à la situation du Distributeur, notamment l'importance relative de la valeur des CER qui peut avoir un impact significatif sur la structure de capital du Distributeur et la politique de gestion intégrée du financement de la dette suivie par l'entreprise. C'est pourquoi le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital doit être utilisé pour la rémunération de ses CER [...]* »⁸.

Le Distributeur rappelle que « *depuis la décision D-2003-93, les CER du Distributeur sont tous rémunérés au coût moyen pondéré du capital* »⁹.

Pour illustrer l'impact d'une rémunération qui utiliserait un taux différent du coût moyen pondéré du capital, le Distributeur présente un exemple où un compte d'écart de 400 M\$ serait rémunéré au taux de dette à court terme¹⁰.

Le Distributeur conclut qu'il serait pénalisé en ne récupérant pas la rémunération autorisée par la Régie pour ses capitaux propres et que cela contreviendrait au principe de rendement raisonnable pour les actionnaires¹¹.

À notre avis, la question de la rémunération des comptes d'écart devrait être basée sur des principes d'équité en matière de réglementation économique. Ainsi, il n'apparaît pas justifié que quelqu'un reçoive une rémunération pour un événement sur lequel il n'a pas de contrôle, comme cela est le cas pour la plupart des comptes d'écart du Distributeur. Dans de telles circonstances, il apparaît équitable de recevoir l'équivalent des coûts afin de ne pas être pénalisé, mais sans rémunération.

Par ailleurs, le compte d'écart qui montre des écarts les plus importants est le *Compte de nivellement pour aléas climatiques*. Concernant ce dernier, nous sommes en désaccord avec l'affirmation du Distributeur présentée au tableau 1, selon laquelle cet élément est hors de son contrôle. Il est vrai que le Distributeur n'exerce pas de contrôle sur la température, mais il choisit

⁷ B-0012 ou HQD-3, document 3, page 17;

⁸ Ibid.;

⁹ Ibid.;

¹⁰ B-0012 ou HQD-3, document 3, pages 20 et 21;

¹¹ Ibid.;

la température moyenne qui permet de déterminer l'écart du compte de nivellement, ce qui lui permet donc d'avoir un certain contrôle sur cet écart. Notamment, le Distributeur a traité de ce sujet lors de la séance d'information tenue le 19 septembre 2014¹². Selon notre compréhension, la nouvelle approche du Distributeur devrait réduire les écarts annuels du compte de nivellement climatique. Il y a lieu de s'assurer que le Distributeur soit dans une position neutre pour faire ce choix, ce qui ne serait pas le cas s'il recevait une rémunération pour ce compte d'écart.

Pour illustrer l'intérêt du Distributeur dans le cas où les comptes d'écart sont rémunérés selon le coût moyen pondéré du capital, nous reproduisons ci-dessous la composition du coût moyen pondéré du capital¹³.

On peut constater que le fait de rémunérer les comptes d'écart selon le coût moyen pondéré du capital revient à accorder au Distributeur une rémunération de 8,2% sur 35% de la valeur de ces comptes.

Tableau 1 :
Coût moyen pondéré du capital

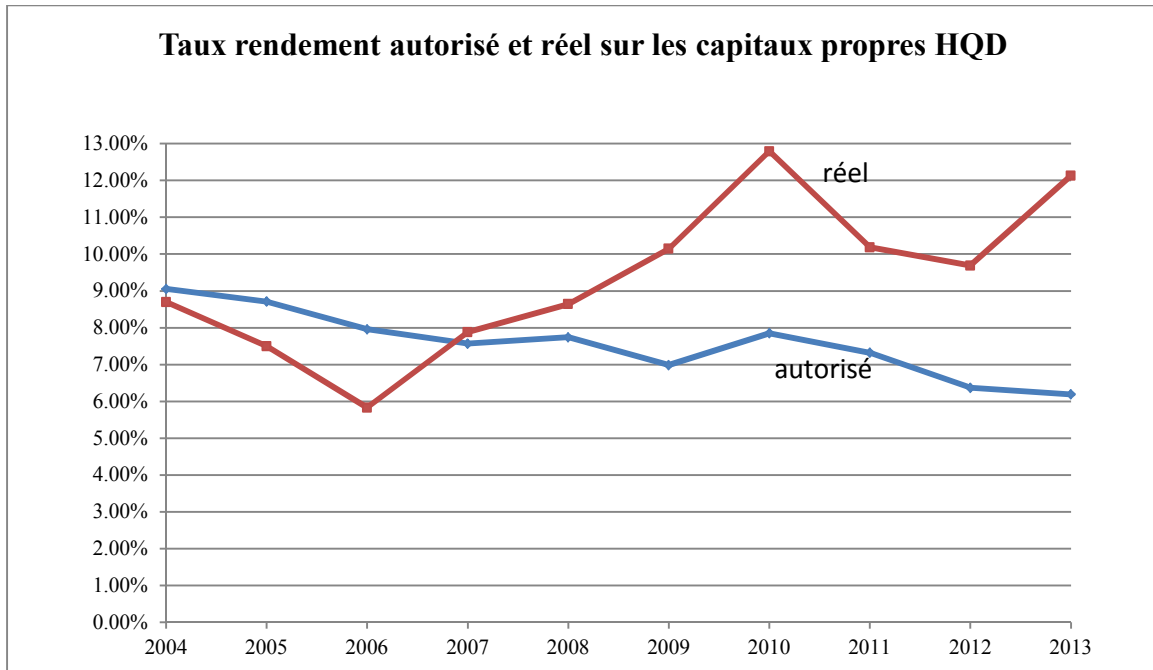
	Taux 2015	Structure de capital	Taux pondéré	
			2015	Autorisé 2014
Dette	6,511%	65%	4,232%	4,265%
Capitaux propres	8,200%	35%	2,870%	2,870%
Coût moyen pondéré du capital			7,102%	7,135%

Par ailleurs, la justification du Distributeur qui repose sur les conséquences que l'utilisation du taux de court terme aurait sur le rendement sur les avoirs propres du Distributeur ne doit pas être retenue lorsqu'on constate que le taux de rendement réel du Distributeur a toujours été supérieur au rendement autorisé depuis l'année 2007, comme cela est illustré au graphique suivant¹⁴.

¹² B-0065, HQD-4, document 2.1;

¹³ B-0017, HQD-4, document 2.2, page 5;

¹⁴ Données provenant des rapports annuels du Distributeur;



Compte tenu de ce qui précède, l'ACEFO recommande à la Régie de ne pas autoriser l'utilisation du coût moyen pondéré du capital pour la rémunération des comptes d'écart.

L'ACEFO recommande l'utilisation du taux d'intérêt de court terme pour les comptes qui sont réglés annuellement et le coût moyen pondéré de la dette pour ceux qui sont amortis sur plus d'un an.

Cette proposition rejoint celle retenue par la BCUC (*BCUC Order G-110-12, FortisBC Inc. 2012-2013 Revenue Requirements and Review of 2012 Integrated System Plan, 15 août 2012*) :

« La BCUC est d'avis que les CER ne devraient pas être inclus dans la base de tarification ou être rémunérés au coût moyen pondéré du capital. Ainsi, elle estime, d'une part, que les coûts d'exploitation ou autres, qui, plutôt que d'être normalement comptabilisés dans les dépenses de l'exercice en cours sont reportés à des fins de lissage tarifaire, ne deviennent pas pour autant des investissements en capitaux par le simple fait d'être reportés et, d'autre part, que le mode de rémunération le plus approprié est un rendement d'intérêt.

Pour les comptes qui sont amortis sur plus d'un an, l'organisme constate que le rendement approprié est le coût moyen pondéré de la dette de FortisBC. La BCUC estime également, que pour les comptes amortis sur

un an, il serait alors plus approprié d'utiliser le taux d'intérêt de court terme de FortisBC »¹⁵.

2. Coûts évités en réseau intégré

2.1 Coûts évités de fourniture - transport

Concernant l'indicateur de coût évité en énergie, le Distributeur mentionne :

« Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de 2024 afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver.

Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme et pour la période d'été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- *2015 à 2023 inclusivement :*
 - *le signal de prix pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation;*
 - *le signal de prix pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'inflation;*
- *À compter de 2024 : le signal de prix est de 11,2 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, selon le décret 1149-2013, incluant les coûts de transport et d'équilibrage»¹⁶.*

Le prix plafond de quatrième appel d'offres d'énergie éolienne est fixé 9,0 ¢/kWh au décret 1149-2013 :

« Le prix de la fourniture d'électricité pour ce bloc d'énergie, excluant le coût de transport et du service d'équilibrage et de puissance complémentaire, ne peut pas excéder 9,0 ¢/kWh en dollars de 2014 indexés annuellement à l'indice des prix à la consommation »¹⁷.

Nous comprenons donc que la différence entre le prix du décret de 9,0 ¢/kWh et le prix de 11,2 ¢/kWh proposé par le Distributeur représente les coûts de transport et d'équilibrage. Cette compréhension est confirmée par le Distributeur en réponse à une demande de renseignements

¹⁵ B-0012, HQD-3, document 3, page 11;

¹⁶ B-0018, HQD-4, document 4, page 5;

¹⁷ Décret 1149-2013;

de l'ACEFO, où il est précisé que le coût de transport est de 1,6 ¢/kWh et le coût d'équilibrage de 0,6 ¢/kWh¹⁸.

Le tableau suivant présente les coûts évités de Fourniture et Transport pour les clients du tarif D tous les usages, tels qu'ils apparaissent à la preuve du Distributeur¹⁹. Les valeurs sont fournies pour les années 2015-2024. À partir de 2024, les valeurs augmentent selon le taux prévu de l'IPC conformément au décret 1149-2013. Le taux de l'IPC d'Hydro-Québec est de 2,0 %²⁰. La figure ci-dessous présente la même information sous forme de graphique.

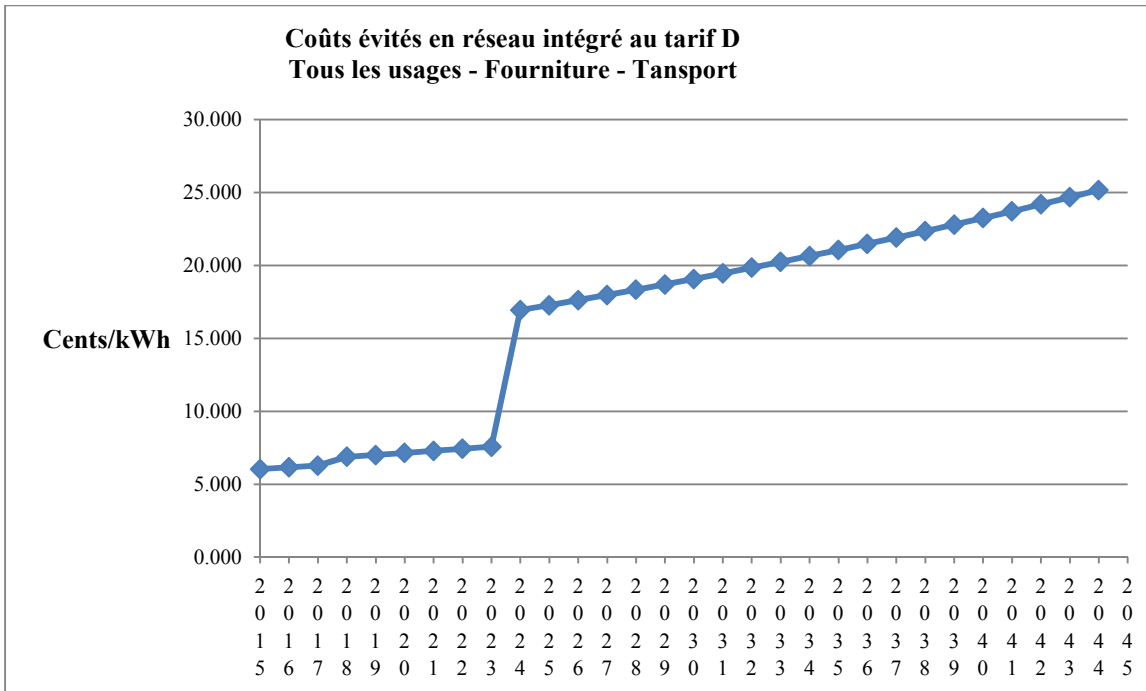
Coûts évités Fourniture et Transport – clients au tarif D tous les usages

Année	Cent/kWh		Année	Cent/kWh
2015	6,04		2030	19,08
2016	6,16		2031	19,46
2017	6,28		2032	19,85
2018	6,88		2033	20,24
2019	7,01		2034	20,65
2020	7,15		2035	21,06
2021	7,29		2036	21,48
2022	7,43		2037	21,91
2023	7,58		2038	22,35
2024	16,94		2039	22,80
2025	17,28		2040	23,25
2026	17,62		2041	23,72
2027	17,98		2042	24,19
2028	18,34		2043	24,68
2029	18,70		2044	25,17

¹⁸ B-0084, HQD-15, document 2, page 4;

¹⁹ B-0018, HQD-4, document 4, page 11;

²⁰ R-3903-2014, B-0023, HQT-9, document 1, page 30;



On peut remarquer que les coûts évités augmentent subitement de 223% entre l'année 2023 et l'année 2024, passant de 7,58 cents/kWh à 16,94 cents/kWh. Ceci est dû au fait que les coûts évités reflètent les prix sur les marchés de court terme jusqu'en 2023 et que, par la suite, ils reflètent le prix indiqué au décret 1149-2013, auquel le Distributeur a ajouté les coûts de transport et d'équilibrage.

En réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO, le Distributeur justifie l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage de la façon suivante :

Le coût évité doit refléter la valeur de l'énergie ferme et garantie sur une longue période de temps et, à ce titre, doit inclure les coûts de transport et d'équilibrage (pour l'énergie éolienne). D'ailleurs, le coût évité de long terme de 10,5 ¢/kWh approuvé par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2013-037, basé sur les résultats du deuxième appel d'offres éolien, incluait les coûts de transport et d'équilibrage²¹.

Rappelons que lors du dernier dossier tarifaire (R-3854-2013 phase 1), dans sa décision concernant les coûts évités de long terme en réseau intégré, la Régie a fixé le prix à 9,0 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013, excluant le coût de transport et du service d'équilibrage et de puissance complémentaire²².

²¹ B-0084, HQD-15, document 2, page 4;

²² D-2014-037, page 40;

La Régie avait de plus mentionné :

« Enfin, pour le coût évité de long terme, elle est d'avis qu'il y a lieu d'utiliser un prix de référence qui soit davantage basé sur la réalité actuelle des approvisionnements en énergie, alors que le Distributeur calcule un prix d'achat d'énergie sur le marché du New York Independent System Operator (NYISO) de 7,0 ¢/kWh en 2024 »²³.

Précisons que la valeur des pertes électriques, qui est évaluée à partir des coûts évités, a un impact dans la comparaison économique de solutions pour répondre à un besoin; de là toute l'importance que revêt la valeur donnée aux coûts évités.

Afin d'illustrer cette affirmation, considérons, à titre d'exemple, le dossier R-3887-2014 concernant la demande du Transporteur afin d'obtenir l'autorisation de construire une nouvelle ligne à 735 kW entre le poste Chamouchouane et la région de Montréal. La solution alternative analysée par le Transporteur comprend l'installation de compensation série à plusieurs endroits sur le réseau. Le tableau suivant reproduit le sommaire de la comparaison économique des deux solutions, mise à jour en 2014²⁴. L'objectif de la présentation de ce tableau n'est pas de discuter de la cause faisant l'objet du dossier R-3887-2014, mais bien de montrer l'impact de l'évaluation des pertes électriques dans le choix d'une solution.

Dans ce dossier (R-3887-2014), tel que nous pouvons le constater, l'impact est majeur. Étant donné que les investissements sont réalisés dans l'immédiat et qu'ils sont irréversibles, et que les gains liés aux pertes électriques sont réalisés sur une longue période, il y a lieu de s'assurer que les paramètres d'évaluation de ces pertes reflètent le mieux possible le marché futur afin que ces gains se réalisent réellement.

²³ *Ibid.*;

²⁴ R-3887-2014, B-0055, page 26;

NOUVELLE ANALYSE ÉCONOMIQUE DE 2014			
■ Nouvelle analyse économique de la solution 1 en paramétrique			
	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série	
Investissements	764,7	692,0	
Valeurs résiduelles	- 7,8	- 41,1	
Taxe sur les services publics	56,5	45,7	
Charges d'exploitation			
Pertes électriques	-----	774,3	
Coûts globaux actualisés(CGA) en 2014	813,4	1 470,9	
■ Sensibilité de l'analyse économique de 2014 au facteur de charge du réseau			
CGA en 2014	Solution 1 Nouvelle ligne à 735 kV	Solution 2 Compensation série	Ratio en % de la solution 2 par rapport à la solution 1
Référence	813,4	1 470,9	180 %
1) Facteur de charge du réseau à 0,60	813,4	1 298,3	160 %

28 Hydro-Québec TransÉnergie

Cet exemple concret illustre l'impact que peut avoir l'évaluation des pertes électriques sur le choix d'une solution technique. En conséquence, l'ACEFO demande à la Régie de reconsidérer le choix du prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour le bloc de 450 MW comme base des coûts évités de long terme. En effet, bien que ce prix puisse se justifier dans le cadre d'un achat d'énergie éolienne, il n'est pas démontré qu'il reflète le prix de marché de l'électricité à long terme. Il s'agit plutôt d'un prix décrété, spécifique à l'énergie éolienne.

3. Coûts évités en réseaux autonomes

3.1 Coûts évités de la puissance

Concernant le coût évité de la puissance en réseaux autonomes, le Distributeur mentionne que les changements apportés aux coûts évités propres à chacun des territoires, depuis le dossier R-3814-2012, sont uniquement attribuables à la mise à jour du taux d'actualisation²⁵.

Dans le dossier R-3814-2012, le Distributeur expliquait que son approche pour la détermination du coût évité en puissance en réseaux autonomes est semblable à celle qu'il utilise pour le réseau intégré. Elle repose sur le coût d'un équipement générique de production²⁶.

²⁵ B-0018, HQD-4, document 4, page 7;

²⁶ R-3814-2012, B-0016 ou HQD-2, document 4, page 8

Selon notre compréhension, le coût de l'équipement générique de production ainsi que sa durée de vie sont les mêmes que ceux du dossier R-3814-2012, mais le coût évité sous forme d'annuité change en fonction du taux d'actualisation de chacun des dossiers tarifaires du Distributeur. Dans ce contexte, la modification de la valeur des coûts évitée en puissance justifiée.

	R-3814-2012	R-3854-2013	R-3095-2014
	puissance	puissance	puissance
	\$/kW	\$/kW	\$/kW
Îles-de-la-Madeleine			
Cap-aux-Meules	150	135	200
Basse Côte-Nord			
Anticosti	725	680	765
La Romaine	725	680	765
Haute-Mauricie			
Clova	725	680	765
Opitciwan	725	680	765
Nunavik			
Akulivik	850	800	900
Aupaluk	850	800	900
Inukjuak	850	800	900
Ivujivik	850	800	900
Kangiqualujuaq	850	800	900
Kangijsujuaq	850	800	900
Kangirsuk	850	800	900
Kuujuaq	850	800	900
Kuujuarapik	850	800	900
Puvirnituk	850	800	900
Quaqtaq	850	800	900
Salluit	850	800	900
Tasiujaq	850	800	900
Umiujaq	850	800	900
Schefferville	150	135	135

3.2 Coûts évités en énergie

Le Distributeur mentionne que la « révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change. Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du contrat avec NALCOR »²⁷.

Selon notre compréhension, le coût évité en énergie est fonction du rendement énergétique des groupes de chaque centrale et du coût du combustible. Le tableau ci-dessous présente un historique des coûts évités depuis le dossier tarifaire R-3708-2009.

²⁷ B-0018, HQD-4, document 4, page 7;

	R-3708-2009	R-3740-2010	R-3776-2011	R-3814-2012	R-3854-2013	R-3905-2014
	Énergie cent/kWh	Énergie cent/kWh	Énergie cent/kWh	Énergie cent/kWh	Énergie cent/kWh	Énergie cent/kWh
Îles-de-la-Madeleine						
Cap-aux-Meules	14,42	14,70	19,79	18,27	16,40	22,04
Basse Côte-Nord						
Anticosti	32,69	33,34	32,64	32,69	28,30	36,70
La Romaine				29,90	25,51	34,09
Haute-Mauricie						
Clova			36,35	33,60	29,12	40,12
Opitciwan	30,10	30,70	29,90	27,23	23,75	32,42
Nunavik						
Akulivik	47,48	48,43	39,39	44,99	43,77	53,48
Aupaluk	52,28	53,32	48,12	48,04	46,85	56,47
Inukjuak	38,85	39,63	30,56	39,70	38,58	46,60
Iujivik	48,32	49,28	41,88	52,00	50,62	59,98
Kangiqsualujuaq	53,85	54,93	45,76	49,14	47,53	57,14
Kangiqsujuaq	45,14	46,04	40,80	43,66	42,42	52,52
Kangirsuk	45,07	45,97	39,78	44,09	42,84	53,06
Kuujuaq	47,02	47,96	41,54	39,26	38,10	49,87
Kuujuarapik	40,80	41,62	35,41	39,69	38,70	47,62
Puvimituk	42,03	42,87	36,70	39,78	38,64	47,03
Quaqtaq	55,80	56,92	49,94	53,18	51,62	60,40
Salluit	39,59	40,38	34,57	39,57	38,42	46,96
Tasiujaq	49,98	50,98	41,91	46,59	45,29	55,86
Umiujaq	45,93	46,85	40,75	45,62	44,40	54,57
Schefferville	2,22	2,21	2,25	2,3	2,35	2,35

Il apparaît que les coûts évités en énergie sont plutôt stables depuis le dossier tarifaire R-3708-2009. Il y a eu une baisse remarquable au dossier R-3776-2011, mais des hausses lors des deux dossiers tarifaires suivants.

Le tableau suivant présente la hausse du coût évité en énergie du dossier actuel par rapport à celui du dernier dossier tarifaire (R-3854-2013, phase 1). On peut constater que le coût évité en énergie connaît une hausse variant de 17,0% à Quaqtaq jusqu'à 37,8% à Clova.

Hausse R3905 vs R3854 en %	
	Énergie
	cent/kWh
Îles-de-la-Madeleine	
Cap-aux-Meules	34,4%
Basse Côte-Nord	
Anticosti	29,7%
La Romaine	
Haute-Mauricie	
Clova	37,8%
Opitciwan	36,5%
Nunavik	
Akulivik	22,2%
Aupaluk	20,5%
Inukjuak	20,8%
Ivujvik	18,5%
Kangiqsualujjuaq	20,2%
Kangiqsujuaq	23,8%
Kangirsuk	23,9%
Kuujjuaq	30,9%
Kuujuarapik	23,0%
Puvirnituk	21,7%
Quaqtaq	17,0%
Salluit	22,2%
Tasiujaq	23,3%
Umiujaq	22,9%
Schefferville	0,0%

Pour le dossier actuel, en réponse à une demande de renseignements, le Distributeur mentionne qu'environ la moitié de la hausse par rapport au dernier dossier tarifaire est attribuable à une réévaluation des prix des combustibles et qu'une autre part importante est due à une mise à jour du taux de change (\$CAN/\$US)²⁸.

Par ailleurs, pour l'achat de combustible, le Distributeur présente le détail des coûts et des volumes de combustible²⁹. À partir des valeurs de la ligne Mazout – Réseaux autonomes, on peut calculer que :

- pour l'année historique 2013, le prix unitaire est de 1,06 \$/litre;
- selon D-2014-037, le prix unitaire est de 1.01 \$/litre;
- selon l'année de base 2014, le prix est de 1,11\$/litre;
- selon l'année témoin 2015, le prix est de 1.09 \$/litre.

²⁸ B-0084, HQD-15, document 2, page 7;

²⁹ B-0029, HQD-8, document 6, page 6;

Ces valeurs ne permettent pas d'expliquer la hausse des coûts évités en énergie présentée au tableau ci-dessus.

Selon l'ACEFO, il y a lieu, pour le Distributeur, de clarifier cette situation.

4. Demande d'autorisation des investissements 2015 – Ensemble des projets inférieurs à 10 M\$

Le Distributeur présente le tableau 4³⁰, reproduit ci-dessous, qui montre les projets inférieurs à 10 M\$ par catégories d'investissements. Le montant total pour l'année 2015 est de 550,9 M\$. Il explique les variations par rapport à aux projets de l'année 2014, mais ne présente aucune justification précise pour ces nouveaux investissements³¹.

Tableau 4 :
Projets inférieurs à 10 M\$ par catégories d'investissement (M\$)

CATÉGORIES	Année historique 2013	Autorisé 2014 (D-2014-037)	Année de base 2014	Année témoin 2015
Maintien des actifs	205,9	193,0	200,9	207,8
Réseau de distribution	122,5	122,4	120,7	118,7
Centrale de production	14,7	11,2	12,8	12,0
Réseau de transport	6,2	2,9	5,2	4,2
Mesurage et relève	16,3	5,6	7,1	6,0
Bâtiments	20,2	32,2	28,2	28,5
Matériel roulant	11,5	0,3	0,2	15,0
Autres coûts de soutien	14,5	18,4	20,7	22,4
Amélioration de la qualité	16,6	27,1	24,3	33,5
Respect des exigences	30,0	56,6	43,3	38,3
SOUS-TOTAL	252,5	278,7	288,5	280,6
Croissance de la demande	251,1	290,7	279,3	270,3
TOTAL	503,6	569,4	547,8	550,9

Pourtant, dans sa décision antérieure concernant le dossier tarifaire, la Régie mentionne³² :

« [435] La Régie demande au Distributeur de présenter, à compter du prochain dossier tarifaire, en complément de sa demande d'autorisation pour les investissements de moins de 10 M\$, une preuve plus élaborée et des analyses en appui aux demandes budgétaires d'investissements, afin d'illustrer les efforts d'efficience pour ces investissements ».

En réponse à cette demande de la Régie, le Distributeur présente le contexte général dans lequel il évolue et mentionne ses efforts d'efficience, dont :

³⁰ B-0035, HQD-9, document 5, page 7;

³¹ B-0035, HQD-9, document 5, pages 5 et 6;

³² D-2014-037, page 114;

- un Centre de gestion des activités de distribution visant la gestion optimale et centralisée des travaux sur le réseau de distribution;
- le déploiement du projet SOGEM, prévu au début 2015, permettra l'ordonnancement des travaux en temps réel ainsi qu'une meilleure utilisation des ressources matérielles et humaines en fonction de leurs habiletés et compétences;
- la normalisation des activités d'ingénierie par l'utilisation de montages types simplifiera la conception et la construction du réseau, en plus de réduire à terme les coûts d'ingénierie et les efforts de conception³³.

Selon l'ACEFO, ces explications ne permettent pas de justifier la valeur des montants d'investissements. Pour chacune des catégories d'équipements, le Distributeur présente une comparaison des montants de l'année 2015 par rapport à ceux de l'année 2014, mais il ne justifie pas l'ampleur de ce montant.

Par exemple, il mentionne que « [l']enveloppe globale d'investissement liée au maintien des actifs totalise 207,8 M\$ pour 2015, soit un montant supérieur de 14,8 M\$ à celle autorisée pour 2014. Cette hausse est principalement attribuable aux investissements liés au matériel roulant»³⁴.

Concernant le matériel roulant, le Distributeur mentionne qu'il a :

« procédé à la révision de sa stratégie d'acquisition de matériel roulant afin d'optimiser la taille du parc de véhicules. Conséquemment, aucun investissement n'avait été prévu en 2014. Considérant le nombre d'effectifs, les besoins des équipes-relève et afin de contrer le vieillissement du parc de véhicules, le Distributeur évalue que les investissements requis en matériel roulant s'élèveront à 15,0 M\$ pour 2015, soit un niveau comparable à celui observé en 2013 mais inférieur de moitié à ce qui était engagé historiquement.

Cette diminution des investissements s'explique par la mise en place d'un parc type de véhicules mieux adapté aux besoins d'affaires. En effet, la standardisation des véhicules évite la personnalisation de ceux-ci et permet la mise en place d'un parc à utilisation commune. Le Distributeur est ainsi en mesure de mieux apparier les véhicules aux tâches à réaliser. En outre, cette approche permet de favoriser, lorsque cela est possible, l'utilisation de véhicules légers en remplacement des camions à nacelle»³⁵.

Cette explication est intéressante pour sa description des activités du Distributeur, mais ne saurait justifier un investissement de 207,8 M\$ pour le maintien des actifs du Distributeur pour des projets inférieurs à 10 M\$.

³³ B-0035, HQD-9, document 5, page 8;

³⁴ *Ibid.*, page 10;

³⁵ *Ibid.*, pages 10 et 11;

Par ailleurs, l'ACEFO présente ci-dessous un tableau montrant un historique des investissements autorisés et des investissements réalisés pour la période 2010 à 2014. Pour l'année 2014, les investissements autorisés sont connus, mais les investissements réels sont estimés par le Distributeur.

											période 2010-2014					
	2010		2011		2012		2013		2014		2105	TOTAL		Écart		
	autorisé	réel	autorisé	réel	autorisé	réel	autorisé	réel	autorisé	réel	autorisé	réel	M\$	%		
Maintien des actifs	340,2	249,4	296,4	253,9	284,8	252,5	242,8	205,9	193,0	200,9	207,8		1357,2	1162,6	194,6	14,3%
Réseau de distribution	174,8	136,8	145,5	139,6	149,6	124,5	140,9	122,5	122,4	126,7	118,7		733,2	650,1	83,1	11,3%
centrale de production	24,4	7,7	21,2	10,0	23,5	13,7	11,4	14,7	11,2	12,8	12,0		91,7	58,9	32,8	35,8%
réseau de transport	3,0	4,8	3,7	3,8	2,2	7,4	3,8	6,2	2,9	5,2	4,2		15,6	27,4	-11,8	-75,6%
mesurage de relèvements	20,6	26,0	22,1	19,3	16,9	22,5	8,6	16,3	5,6	7,1	6,0		73,8	91,2	-17,4	-23,6%
bâtiments	28,0	27,6	30,4	22,1	35,9	27,0	36,2	20,2	32,2	28,2	29,5		162,7	125,1	37,6	23,1%
matériel roulant	37,2	33,3	40,5	38,5	30,5	21,8	29,2	11,5	0,3	0,2	15,0		137,7	105,3	32,4	23,5%
autres actifs de soutien	52,2	13,2	33,0	20,6	26,2	35,6	12,7	14,5	18,4	20,7	22,4		142,5	104,6	37,9	26,6%
Amélioration de la qualité	18,4	11,2	21,3	9,5	27,3	13,6	26,6	16,6	27,1	24,3	33,5		120,7	75,2	45,5	37,7%
Respect des exigences	48,0	59,7	49,1	52,7	57,4	39,9	57,6	30,0	58,6	43,3	39,3		270,7	225,6	45,1	16,6%
SOUS-TOTAL	406,6	320,3	366,8	316,1	369,5	306,0	327,0	252,5	278,7	268,5	280,6		1748,6	1463,4	285,2	16,3%
Croissance de la demande	295,6	283,0	287,3	292,4	336,0	274,7	329,3	251,1	290,7	279,3	270,3		1538,9	1380,5	158,4	10,3%
TOTAL	702,2	603,3	654,1	608,5	705,5	580,7	656,3	503,6	569,4	547,8	550,9		3287,5	2843,9	443,6	13,5%

Pour l'ensemble des investissements inférieurs à 10 M\$, on peut constater que, sur la période 2010-2014, les investissements réalisés ont été inférieurs aux investissements autorisés pour une valeur totale de 443,6 M\$. On peut également constater que cette situation est systématique à chaque année depuis 2010.

En termes de pourcentage, 14,3% des investissements de la catégorie Maintien des actifs et 37,7% des investissements de la catégorie Amélioration de la qualité n'ont pas été réalisés.

En réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO concernant l'impact sur la qualité du service de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés, le Distributeur renvoie à sa preuve relative aux indicateurs de qualité de service où on peut noter que l'indice de continuité normalisé est relativement stable depuis les cinq dernières années et que l'indice au 30 juin 2014 s'est amélioré par rapport à celui du 30 juin 2013³⁶.

De plus, en réponse à une demande de renseignements de l'ACEFO concernant l'impact sur les revenus requis de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés, le Distributeur précise que l'impact doit être évalué en fonction des mises en service. Il mentionne que les écarts des mises en service de 2011 à 2013 ont eu un impact annuel moyen sur la charge d'amortissement et le rendement calculé sur la moyenne 13 soldes de la base de tarification de l'ordre de 2,0 M\$ et 3,0 M\$ respectivement³⁷.

On peut donc conclure que le fait de ne pas avoir réalisé les investissements qui avaient été autorisés ne semble pas avoir eu d'impact sur la qualité du service, mais a eu un impact à la hausse sur les revenus requis du Distributeur.

³⁶ B-0084, HQD-15, document 2, page 11;

³⁷ *Ibid.*, page 12;

De plus, le Distributeur évalue que près de 75% de son enveloppe d'investissements pour des projets inférieurs à 10 M\$ dépend de la disponibilité de la main-d'œuvre en place³⁸ et il évalue que la capacité de réalisation – métiers-lignes pour l'année témoin 2015 (1133308 heures aux investissements) est environ 90% de celle de la décision D-2104-037 (1264453 heures aux investissements)³⁹.

Ainsi, pour les motifs énoncés plus haut, l'ACEFO recommande à la Régie de ne pas approuver le montant demandé par le Distributeur pour les investissements de moins de 10 M\$. En considérant que le montant demandé pour l'année 2015 est inférieur au montant autorisé pour l'année 2014, l'ACEFO recommande de réduire le montant à autoriser de 10%, soit un pourcentage inférieur au pourcentage des investissements non réalisés sur la période 2010-2014 (13,5%). Ainsi, le montant proposé serait de 495.8 M\$.

5. Plan d'approvisionnement

5.1 Utilisation des conventions d'énergie différée

Dans sa décision procédurale, la Régie mentionne que :

« [34] L'analyse des impacts de la stratégie d'approvisionnement sur le revenu requis de l'année témoin 2015 fait partie des enjeux d'un dossier tarifaire. La Régie juge pertinent d'examiner, dans le présent dossier, les approvisionnements, incluant les conventions d'énergie différée, qui permettent d'établir les coûts liés aux approvisionnements pour l'année tarifaire 2015-2016⁴⁰ ».

C'est dans cette perspective que l'ACEFO a demandé au Distributeur si sa prévision de ne pas différer d'énergie pour l'année 2015 est justifiée par le «contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande»⁴¹.

En réponse à cette demande, le Distributeur réfère à la preuve qu'il a déposée dans le dossier R-3864-2013 relativement à l'approbation de son plan d'approvisionnement où il mentionne notamment que :

« [...] dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, il ne planifiait plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions ni à la revente ».

Il ajoute que « la position du Distributeur est la même que celle exposée dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 » et « invite l'intervenante à revoir l'ensemble de la stratégie

³⁸ B-0035, HQD-9, document 5, page 8;

³⁹ B-0028, HQD-8, document 5, page 5;

⁴⁰ D-2014-160, page 10;

⁴¹ B-0084, HQD-15, document 2, page 8;

du Distributeur présentée récemment dans le cadre de l'étude du Plan d'approvisionnement 2014-2023 »⁴².

À ce sujet, lors de l'examen du dossier R-3864-2013 concernant l'approbation du plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur, une analyse montrant qu'il est économiquement avantageux d'utiliser les conventions d'énergie différée pour optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale a été présentée⁴³.

Le tableau suivant montre qu'il est économiquement avantageux de différer immédiatement de l'énergie et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale à court terme.

Le tableau présente les résultats d'une évaluation selon deux scénarios de quantité d'énergie annuelle différée et selon cinq (5) durées d'année de report et de rappel.

Tableau 11 : Avantage économique d'une gestion des conventions d'énergie différée et de l'électricité patrimoniale.

	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	nombre d'années	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	9	0,11	-4,65
	1	2	8	0,25	-9,19
	1	3	7	0,43	-13,62
	1	4	6	0,67	-17,93
	1	5	5	1,00	-22,14
Scénario 2:	2	1	9	0,22	-9,31
	2	2	8	0,50	-18,39
	2	3	7	0,86	-27,24
	2	4	6	1,33	-35,87
	2	5	5	2,00	-44,28

	énergie différée		énergie rappelée		Diminution du coût d'approvisionnement M\$ 2014
	annuelle TWh	nombre d'années	année du rappel	annuelle TWh	
Scénario 1:	1	1	2023	1,00	-7,99
	1	2	2023	2,00	-14,95
	1	3	2023	3,00	-20,92
	1	4	2022 et 2023	2,00	-24,42
	1	5	2023 et 2023	2 et 3	-28,53
Scénario 2:	2	1	2023	2,00	-15,97
	2	2	2022 et 2023	2,00	-28,37
	2	3	2021, 2022, 2023	2,00	-37,21
	2	4	2021 à 2023	2,00	-42,52
	2	5	2020 à 2023	2,00	-44,28

Les résultats montrent que la valeur actualisée est négative dans chacun des cas analysés, ce qui signifie que l'option analysée permet de réaliser des économies, dans tous les cas, par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur.

⁴² B-0084, HQD-15, document 2, pages 8 et 9;

⁴³ R-3864-2013, C-RNCREQ-0017, pages 44 à 50;

Par ailleurs, il est utile de mentionner que l'option analysée est conforme aux finalités des Conventions, comme on peut le constater, notamment, à la lecture du paragraphe suivant :

« ATTENDU QUE le Distributeur souhaite administrer de façon optimale et dans une perspective de long terme ces approvisionnements post patrimoniaux afin de favoriser une saine gestion des coûts de ceux-ci et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale [...] »⁴⁴.

Cette analyse permet de conclure qu'il y a lieu d'optimiser le coût des approvisionnements en énergie du Distributeur sur la période 2014-2023 et, à ce sujet, il est recommandé à la Régie d'exiger que le Distributeur utilise les possibilités offertes par les Conventions d'énergie différée et la flexibilité d'utilisation de l'électricité patrimoniale pour différer dans le temps la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée et ainsi réduire le coût total actualisé des approvisionnements en énergie sur la période du plan d'approvisionnement.

En conséquence, l'ACEFO recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur diffère, au minimum, 2 TWh d'énergie pour l'année 2015, ce qui lui permettra d'éviter d'acheter la même quantité d'énergie à même le contrat de 350 MW conclu avec le Producteur et de réduire le coût de ses approvisionnements d'environ 57 M\$.

6. Stratégie tarifaire

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver un ajustement des tarifs à compter du 1^{er} avril 2015, notamment une hausse du tarif domestique de 3,9%.

En ce qui concerne le tarif domestique, le Distributeur propose de poursuivre la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis, en vertu des décisions de la Régie. Ainsi, l'ajustement tarifaire proposé par le Distributeur au 1^{er} avril 2015 pour les tarifs domestiques est le suivant:

- gel de la redevance;
- pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2^e tranche d'énergie que sur le prix de la 1^{re} tranche;
- pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe, en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2015;
- gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 \$/kW de la prime de puissance en été.

Le tableau suivant montre les tarifs domestiques actuels ainsi que les tarifs domestiques proposés à compter du 1^{er} avril 2015⁴⁵.

⁴⁴ R-3726-2010, HQD-1, document 2.1, Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité (livraison en base 350 MW), page 1;

⁴⁵ B-0049, HQD-14, document 2, pages 6 et 7;

**Tableau 2 :
Tarifs domestiques proposés pour 2015**

	Tarifs 2014	Tarifs 2015	Écart
Tarifs D et DM			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,57	5,72	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,26	8,72	5,6%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	2,52	3,15	25,0%
Tarif DT			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%
Prix de l'énergie - hors pointe (¢/kWh)	4,56	4,62	1,3%
Prix de l'énergie - pointe (¢/kWh)	23,69	27,01	14,0%
Prime de puissance - hiver (\$/kW)	6,21	6,21	0,0%
Prime de puissance - été (\$/kW)	2,52	3,15	25,0%

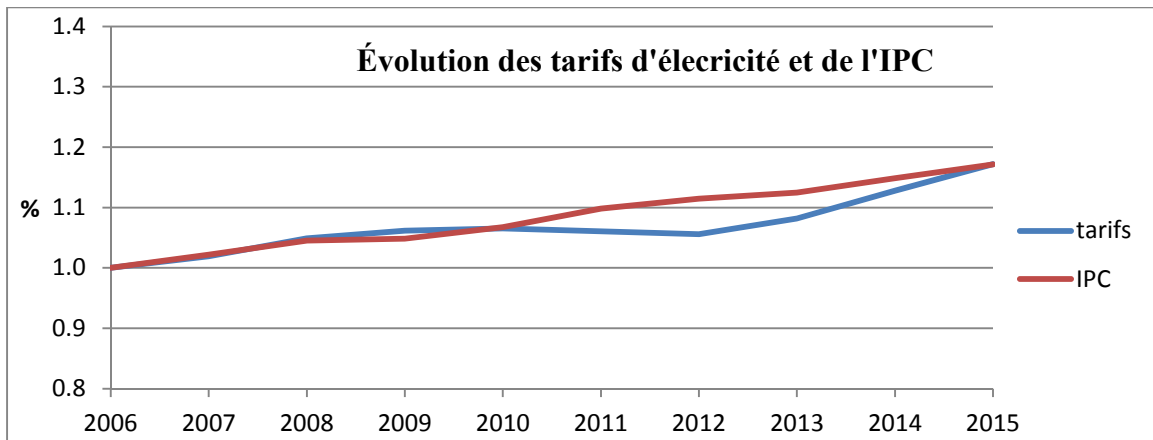
Après dix ans d'application, nous sommes d'avis qu'il y a lieu d'examiner les effets de la stratégie amorcée en 2005 de faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la deuxième tranche que sur le prix de la première tranche. Le tableau suivant montre l'historique du prix des deux tranches des tarifs D et DM sur la période 2006-2015⁴⁶. On peut constater que le prix de la deuxième tranche était 30,8% plus élevé que le prix de la première tranche en 2006, alors qu'après l'application de la proposition du Distributeur, le prix de la deuxième tranche serait 52,4% plus élevé que le prix de la première tranche en 2015.

		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	proposition 2015
30 premiers kWh	cents/kWh	5,22	5,29	5,4	5,45	5,45	5,39	5,32	5,41	5,57	5,72
kWh suivants	cents/kWh	6,83	7,03	7,33	7,46	7,51	7,51	7,51	7,78	8,26	8,72
écart	cents/kWh	1,61	1,74	1,93	2,01	2,06	2,12	2,19	2,37	2,69	3,00
écart %		30,8%	32,9%	35,7%	36,9%	37,8%	39,3%	41,2%	43,8%	48,3%	52,4%

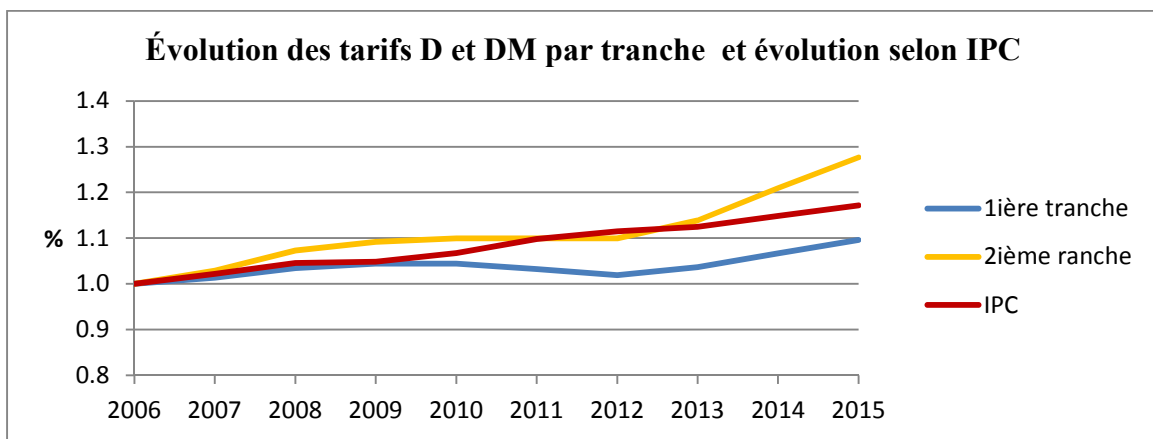
Aussi, à partir des informations disponibles⁴⁷, nous présentons le graphique suivant montrant l'évolution des tarifs d'électricité et des prix à la consommation pour la période 2006-2015. On peut constater que pour la période 2006-2010, les tarifs ont évolué approximativement selon l'IPC, alors qu'ils ont été inférieurs à l'IPC de 2010 à 2014 et rejoignent l'IPC en 2015.

⁴⁶ Grille des tarifs des dossiers tarifaires depuis R-3610-2006;

⁴⁷ B-0049, HQD-14, document 2, page 25



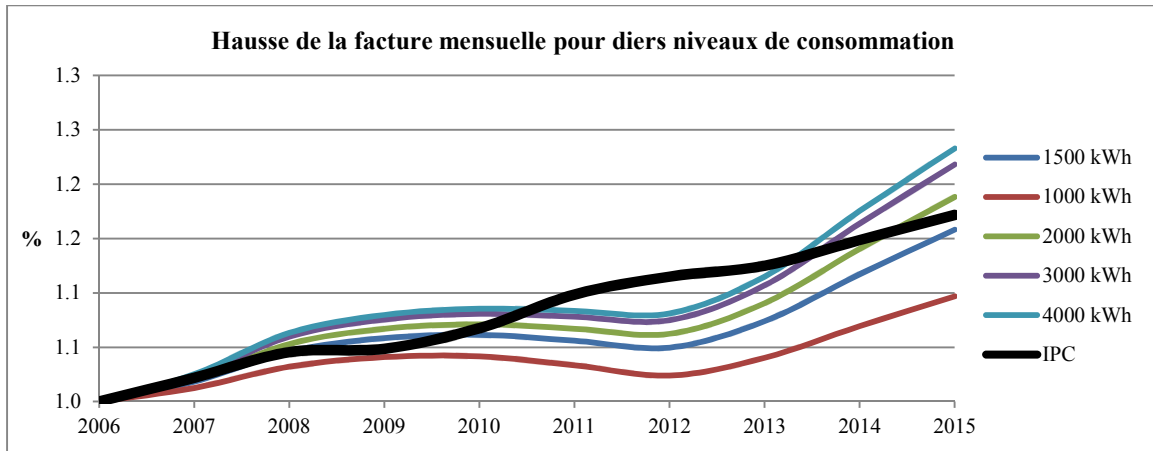
Par contre, la situation est très différente si l'on considère les deux tranches des tarifs D et DM, comme le montre le graphique ci-dessous.



La stratégie adoptée depuis 2005 a eu pour effet de maintenir l'évolution du prix de la première tranche en dessous de l'IPC sur toute la période, alors que l'évolution du prix de la deuxième tranche se situe au-dessus de l'évolution de l'IPC sur la période, sauf pour les années 2011 et 2012. La stratégie a donc permis d'améliorer le signal de prix.

Plus concrètement, l'ACEFO a analysé l'impact de la stratégie selon le niveau de consommation mensuelle, en examinant la hausse de la facture mensuelle selon le niveau de consommation au tarif D. Les résultats sont présentés au graphique ci-dessous.

On peut constater que pour une consommation mensuelle de 1000 kWh, l'évolution de la facture d'électricité se situe en dessous de l'évolution de l'IPC. Cette constatation n'est pas surprenante, car le niveau de consommation mensuelle de 1000 kWh correspond approximativement à la première tranche du tarif, soit la tranche pour laquelle la hausse tarifaire est moins élevée, selon la stratégie adoptée depuis 2005.



Par ailleurs, nous constatons que l'évolution de la facture relative à une consommation mensuelle de 2000 kWh se situe au niveau de l'évolution de l'IPC en 2014 et, selon la proposition du dossier actuel, dépasserait l'évolution de l'IPC en 2015. On peut également constater que l'évolution de la facture relative à une consommation mensuelle de 1500 kWh se situe tout près du niveau de l'évolution de l'IPC en 2015.

De la même façon qu'une consommation mensuelle de 1000 kWh est considérée comme une consommation de base pour l'ensemble des clients du Distributeur, une consommation mensuelle moyenne de 1500 à 2000 kWh peut être considérée comme une consommation de base pour les clients domestiques qui se chauffent à l'électricité⁴⁸. Ainsi, il y a lieu de se demander si un tel signal de prix est efficace pour ces clients. Rappelons qu'historiquement, Hydro-Québec a incité ses clients à choisir le chauffage électrique en vue d'augmenter ses ventes. Il ne faudrait pas que ces clients se retrouvent aujourd'hui pénalisés pour avoir fait ce choix.

Dans cette perspective, l'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'introduction d'une nouvelle tranche aux tarifs D et DM qui permettrait d'atténuer l'impact de la hausse de la facture d'électricité pour les clients qui utilisent ce mode de chauffage.

7. Balisage

Nous reproduisons, ci-dessous, les figures A-1, A-2 et A-4 fournies par le Distributeur. Les figures A-1 et A-2 illustrent la performance du Distributeur par rapport à la moyenne concernant le coût total par abonnement et les dépenses en exploitation par abonnement⁴⁹, et la figure A-4 est un indicateur de qualité de service qui montre l'indice de continuité de service redressé du Distributeur par rapport à la moyenne⁵⁰.

⁴⁸ B-0049, HQD-14, document 2, page 10;

⁴⁹ B-0009, HQD-2, document 1, page 18;

⁵⁰ *Ibid.*, BID, page 19;

On peut constater que la performance du Distributeur est moins bonne que la moyenne pour chacun des indicateurs.

Le Distributeur constate cette situation sans donner d'explication quant à sa moins bonne performance. Concernant l'indicateur du coût total par abonnement, il mentionne que l'écart a tendance à se réduire depuis 2010⁵¹; concernant l'indicateur des dépenses d'exploitation par abonnement, il mentionne que l'écart se maintient⁵²; et concernant l'indice de qualité de service redressé, il mentionne que l'écart s'est agrandi de 2009 à 2011 et s'est stabilisé en 2012⁵³.

Figure A-1 :
Coût total par abonnement

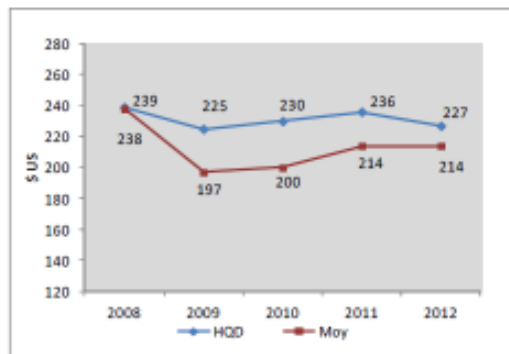
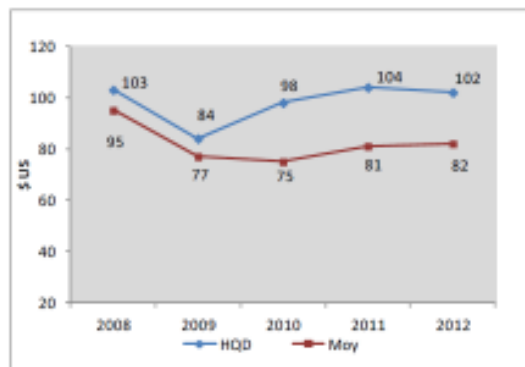


Figure A-2 :
Dépenses en exploitation par abonnement

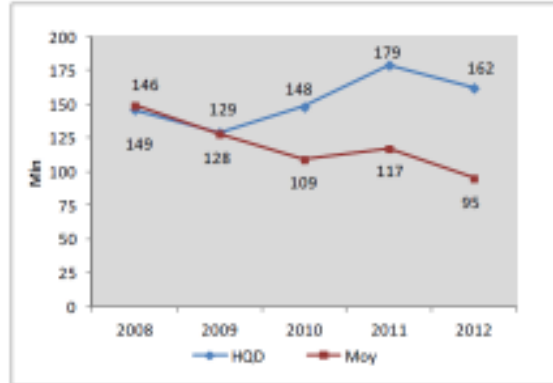


⁵¹ *Ibid.*, page 17;

⁵² *Ibid.*, page 18;

⁵³ *Ibid.*, page 19;

Figure A-4 :
Continuité de service (indice redressé)



Par ailleurs, le Distributeur mentionne que sa participation au balisage lui a permis d'améliorer sa connaissance des meilleures pratiques de l'industrie et d'orienter ses choix. Toutefois, il considère que le balisage externe est moins pertinent en regard de l'objectif d'amélioration portant sur les indicateurs d'efficience.

Il ajoute que les résultats de balisage ne sont pas utilisés par le Distributeur pour ses suivis au sein de l'entreprise et conséquemment, il propose d'effectuer un rendre compte à la Régie de son balisage externe, aux cinq ans, tant pour les activités liées au réseau de distribution que celles liées aux services à la clientèle.

Selon le Distributeur, la Régie pourra continuer d'apprécier l'impact des efforts d'efficience du Distributeur au moyen des indicateurs d'efficience et de qualité du service qui seront toujours produits annuellement⁵⁴.

L'ACEFO considère qu'il est pertinent de continuer à recevoir annuellement les informations relatives au balisage. Ces informations annuelles permettent de faire un suivi plus régulier que si l'information était fournie aux cinq ans seulement. Le fait de constater que la performance du Distributeur est moins bonne que la moyenne constitue un incitatif à rechercher et à appliquer des mesures correctives le plus tôt possible. À ce sujet, un suivi annuel permet d'ajuster, s'il y a lieu, les mesures appliquées.

L'ACEFO recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur et d'exiger que les informations concernant le balisage continuent à être fournies de façon annuelle, à chaque dossier tarifaire.

8. Dispositions tarifaires visant le développement économique

Le Distributeur mentionne qu'il souhaite bonifier son offre tarifaire au soutien de l'économie québécoise, tout en contribuant à l'accroissement de ses ventes d'électricité. Il propose

⁵⁴ B-0009, HQD-2, document 1, page 20;

d'introduire un tarif de développement économique à l'intention de la clientèle de moyenne et de grande puissance œuvrant dans des secteurs d'activité porteurs de développement économique pour de nouvelles charges⁵⁵.

Le Distributeur présente le domaine d'application de sa proposition, les conditions d'admissibilité, ainsi que la réduction tarifaire proposée. Sommairement, les conditions sont les suivantes :

- Dans le cas d'une nouvelle installation, le tarif de développement économique s'applique à l'abonnement d'un client qui s'engage à implanter une nouvelle installation dont la puissance maximale appelée est d'au moins 1 000 kW, et à un client déjà titulaire d'un abonnement, s'il réalise l'expansion d'une installation existante dont la charge additionnelle représente au moins 20 % de la charge existante, tout en étant égale ou supérieure à 1 000 kW⁵⁶;
- Les coûts de l'électricité doivent représenter au moins 10% des dépenses d'exploitation⁵⁷;
- La réduction tarifaire est de 20% de la facture d'électricité⁵⁸;
- La période de la réduction est de 2015 à 2024⁵⁹.

De plus, le Distributeur mentionne que la croissance des ventes d'électricité générera des revenus additionnels au bénéfice de l'ensemble des clients du Distributeur et des retombées économiques pour le Québec⁶⁰.

La préoccupation principale de l'ACEFO concernant cette disposition tarifaire est de s'assurer que les clients résidentiels, incluant les ménages à faible ou moyen revenu, ne soient pas affectés par la réduction proposée.

À ce sujet, l'ACEFO a demandé au Distributeur de fournir le coût à la marge du Distributeur sur la période d'application afin de comparer ce coût au coût du tarif L réduit de 20%⁶¹. En réponse à cette demande, le Distributeur renvoie l'intervenant à une réponse fournie à la Régie, soit la réponse 6.1, ainsi qu'au tableau R-6.1, où le Distributeur présente le coût à la marge pour chacune des années de 2015 à 2023⁶².

Nous constatons que le coût à la marge présenté au tableau R-6.1 est nettement inférieur au coût évité fourni par le Distributeur pour les clients au tarif L⁶³. Par exemple, le coût à la marge de l'année 2015 est de 3,4 cents/kWh incluant un coût de puissance, alors que le coût évité de l'année 2015 est de 3,92 cents/kWh pour l'énergie seulement.

⁵⁵ B-0078, HQD-14, document 6, page 5;

⁵⁶ *Ibid.*, page 5;

⁵⁷ *Ibid.*; page 6;

⁵⁸ *Ibid.*; page 7;

⁵⁹ *Ibid.*; page 6;

⁶⁰ *Ibid.*; page 5;

⁶¹ B-0108, HQD-15, document 2.1, page 6;

⁶² B-0107, HQD-15, document 1.4, pages 11 et 12;

⁶³ B-0018, HQD-4, document 4, page 13;

Il y a lieu, pour le Distributeur, de justifier que l'utilisation du coût à la marge présenté au tableau R-6.1 est plus adéquate que l'utilisation du coût évité au tarif L, afin de s'assurer que la proposition du Distributeur soit au bénéfice de tous les clients.

De plus, selon la proposition du Distributeur, la réduction tarifaire de 20% s'appliquerait également sur toute l'année. Or, dans la preuve déposée au soutien de sa demande, le Distributeur mentionne que le signal de prix est différent selon la période hivernale et la période estivale.⁶⁴ Ainsi, selon le profil de consommation des adhérents à la proposition du Distributeur, l'application d'un taux de réduction uniforme sur toute l'année peut occasionner des pertes pour le Distributeur.

Nous sommes d'avis que la proposition du Distributeur devrait transmettre un signal de prix qui correspond à la variation de ses coûts évités selon la période de l'année et l'ACEFO recommande que la réduction de tarif proposée par le Distributeur soit différente selon la période hivernale et la période estivale. Ce meilleur signal de prix serait un incitatif à diminuer la consommation en période où les coûts sont plus élevés, au bénéfice de tous les clients.

9. Sommaire des conclusions et recommandations

Rémunération des comptes d'écart

L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas autoriser l'utilisation du coût moyen pondéré du capital pour la rémunération des comptes d'écarts.

L'ACEFO recommande l'utilisation du taux d'intérêt de court terme pour les comptes qui sont réglés annuellement et le coût moyen pondéré de la dette pour ceux qui sont amortis sur plus d'un an.

Coûts évités en réseau intégré

- ***Coûts évités de fourniture - transport***

L'ACEFO demande à la Régie de reconsidérer le choix du prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour le bloc de 450 MW comme base des coûts évités de long terme. En effet, ce prix pourrait se justifier dans le cadre d'un achat d'énergie éolienne, mais il n'est pas démontré qu'il reflète le prix de marché de l'électricité à long terme. Il s'agit plutôt d'un prix décrété spécifique à l'énergie éolienne.

Coûts évités en réseaux autonomes

- ***Coûts évités de la puissance***

⁶⁴ B-0018, HQD-4, document 4, page 5 et B-0107, page 11;

Selon notre compréhension, le coût de l'équipement générique de production ainsi que sa durée de vie sont les mêmes que ceux du dossier R-3814-2012, mais le coût évité sous forme d'annuité change en fonction du taux d'actualisation de chacun des dossiers tarifaires du Distributeur. Dans ce contexte, la modification de la valeur des coûts évitée en puissance semble justifiée.

- ***Coûts évités en énergie***

Les valeurs fournies par le Distributeur concernant l'achat de combustibles pour les années 2013, 2014 et 2015 ne permettent pas d'expliquer la hausse des coûts évités en énergie présentée au tableau 2, à la pièce B-0018, page 8.

Selon l'ACEFO, il y a lieu, pour le Distributeur, de clarifier cette situation.

Demande d'autorisation des investissements 2015 – Ensemble des projets inférieurs à 10 M\$

L'ACEFO recommande à la Régie de ne pas approuver le montant demandé par le Distributeur pour les investissements de moins de 10 M\$. En considérant que le montant demandé pour l'année 2015 est inférieur au montant autorisé pour l'année 2014, l'ACEFO recommande de réduire le montant à autoriser de 10%, soit un pourcentage inférieur au pourcentage des investissements non réalisés sur la période 2010-2014 (13,5%). Ainsi, le montant proposé est de 495.8 M\$.

Plan d'approvisionnement

- ***Utilisation des conventions d'énergie différée***

L'ACEFO recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur diffère au minimum deux (2) TWh d'énergie pour l'année 2015, ce qui lui permettra d'éviter d'acheter la même quantité d'énergie à même le contrat de 350 MW conclu avec le Producteur et de réduire le coût de ses approvisionnements d'environ 57 M\$.

Stratégie tarifaire

L'ACEFO recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'introduction d'une nouvelle tranche aux tarifs D et DM qui permettrait d'atténuer l'impact de la hausse de la facture d'électricité pour les clients qui utilisent le mode de chauffage à l'électricité.

Balisage

L'ACEFO considère qu'il est pertinent de continuer à recevoir annuellement les informations relatives au balisage. Ces informations annuelles permettent de faire un suivi plus régulier que si l'information était fournie aux cinq ans seulement. Le fait de constater que la performance du Distributeur est moins bonne que la moyenne constitue un incitatif à rechercher et à appliquer des mesures correctives le plus tôt possible. À ce sujet, un suivi annuel permet d'ajuster, s'il y a lieu, les mesures appliquées.

L'ACEFO recommande à la Régie de refuser la proposition du Distributeur et d'exiger que les informations concernant le balisage continuent à être fournies annuellement, à chaque dossier tarifaire.

Dispositions tarifaires visant le développement économique

La proposition du Distributeur devrait transmettre un signal de prix qui correspond à la variation de ses coûts évités selon la période de l'année et l'ACEFO recommande que la réduction de tarif proposée par le Distributeur soit différente selon la période hivernale et la période estivale. Ce meilleur signal de prix serait un incitatif à diminuer la consommation en période où les coûts sont plus élevés, au bénéfice de tous les clients.