

ONTARIO ENERGY BOARD

EB-2013-0321

IN THE MATTER OF the Ontario Energy Board Act, 1998, S. O.
1998, c. 15, Schedule B;

AND IN THE MATTER OF an application by Ontario Power
Generation Inc. pursuant to section 78.1 of the Ontario Energy Board
Act, 1998 for an order or orders determining payment amounts for the
output of certain of its generating facilities.

**ENVIRONMENTAL DEFENCE'S
CROSS-EXAMINATION DOCUMENT BOOK**

June 17, 2014

KLIPPENSTEINS
Barristers & Solicitors
160 John Street, Suite 300
Toronto, Ontario M5V 2E5

Murray Klippenstein
Kent Elson
Tel: (416) 598-0288
Fax: (416) 598-9520

Lawyers for Environmental Defence

Index

Tab	Contents	Page
1.	Scott Madden, <i>OPG Nuclear 2009 Benchmarking Report</i> , July 2, 2009 (EB-2010-0008, Ex. F5-1-1)	1
2.	OPG, <i>Comparison of 2011 OPG Nuclear Performance to Industry Benchmarks</i> (Ex. F2-1-1, p. 5)	4
3.	Undertaking Response JT1.14 (Re: Pickering OM&A Costs)	5
4.	OPA, <i>Cost of Electricity Service: 2013 LTEP: Module 4</i> , January, 2014 ¹	7
5.	OPA Interrogatory Response (EB-2007-0707, Ex. I-31-86)	9
6.	Commission sur les enjeux énergétiques du Québec (Québec Commission on Energy Issues), <i>Maîtriser Notre Avenir Énergétique (Mastering Our Energy Future)</i> , February 14, 2014 ²	10
A.	English translation of excerpts of Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, <i>Maîtriser Notre Avenir Énergétique</i> , February 14, 2014	26
7.	Ministry of Energy, <i>Long-Term Energy Plan</i> , 2013 ³	33
8.	OPG, <i>Summary of Application</i> (Ex. A1-3-1)	40

Note: The above are excerpts of the relevant document (except for tabs 3 and 5).

¹ <http://powerauthority.on.ca/sites/default/files/planning/LTEP-2013-Module-4-Cost.pdf>

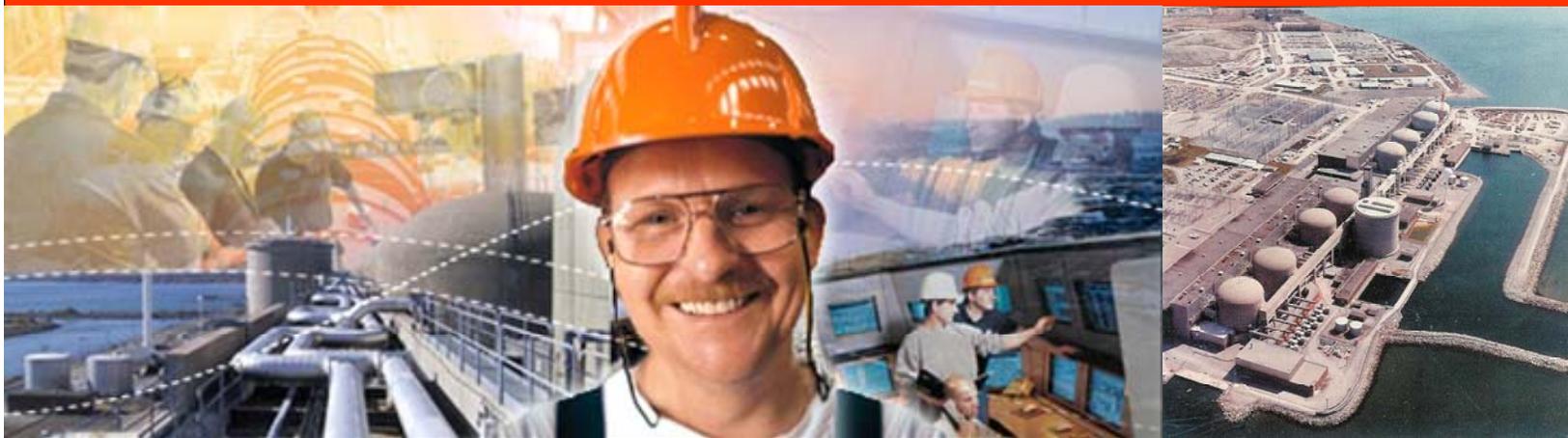
² <http://consultationenergie.gouv.qc.ca/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>

³ http://www.energy.gov.on.ca/docs/LTEP_2013_English_WEB.pdf

July 2, 2009

OPG Confidential – Internal Use Only

OPG Nuclear 2009 Benchmarking Report

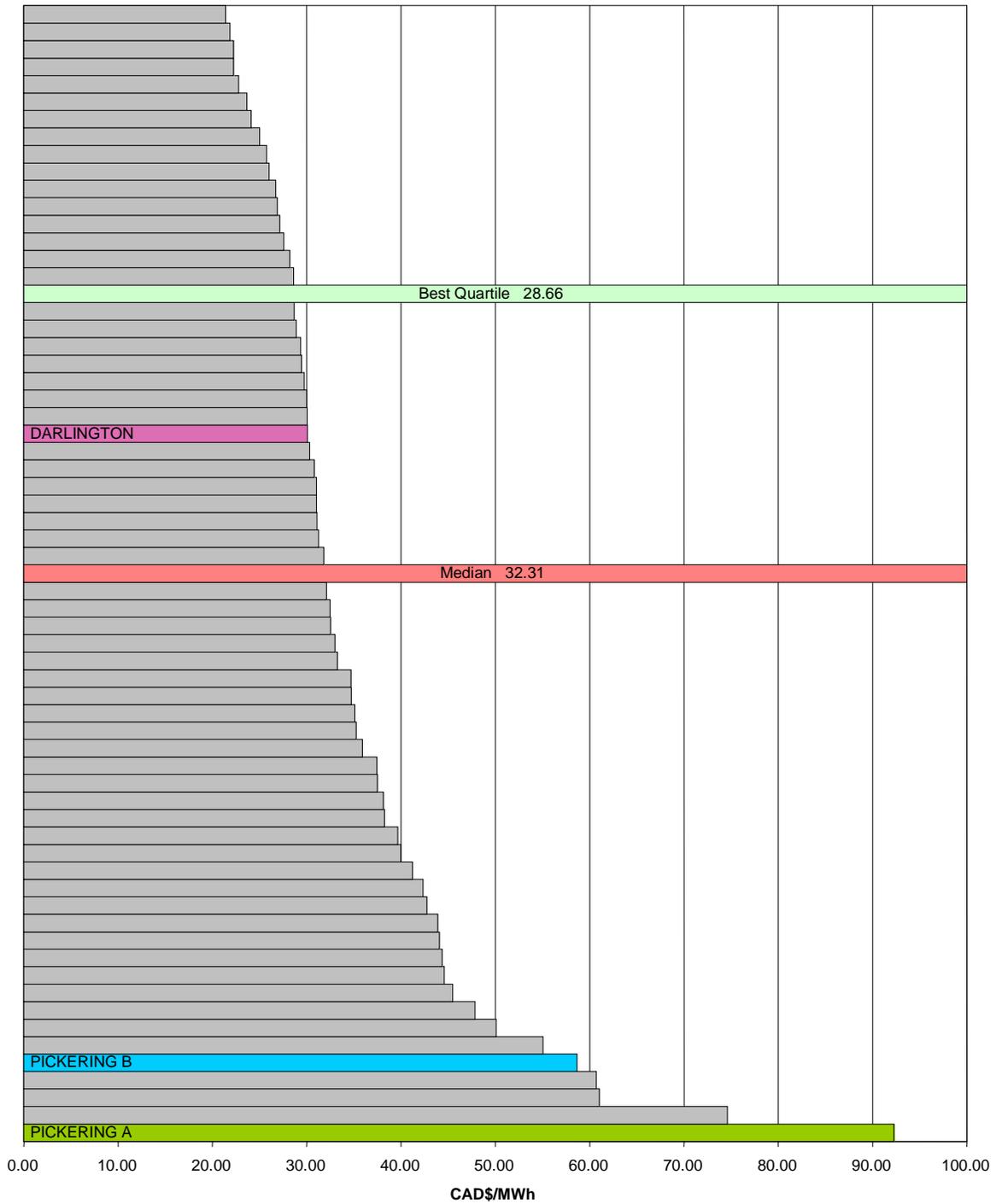


ONTARIO **POWER** 
GENERATION

SCOTTMADDEN
Management Consultants

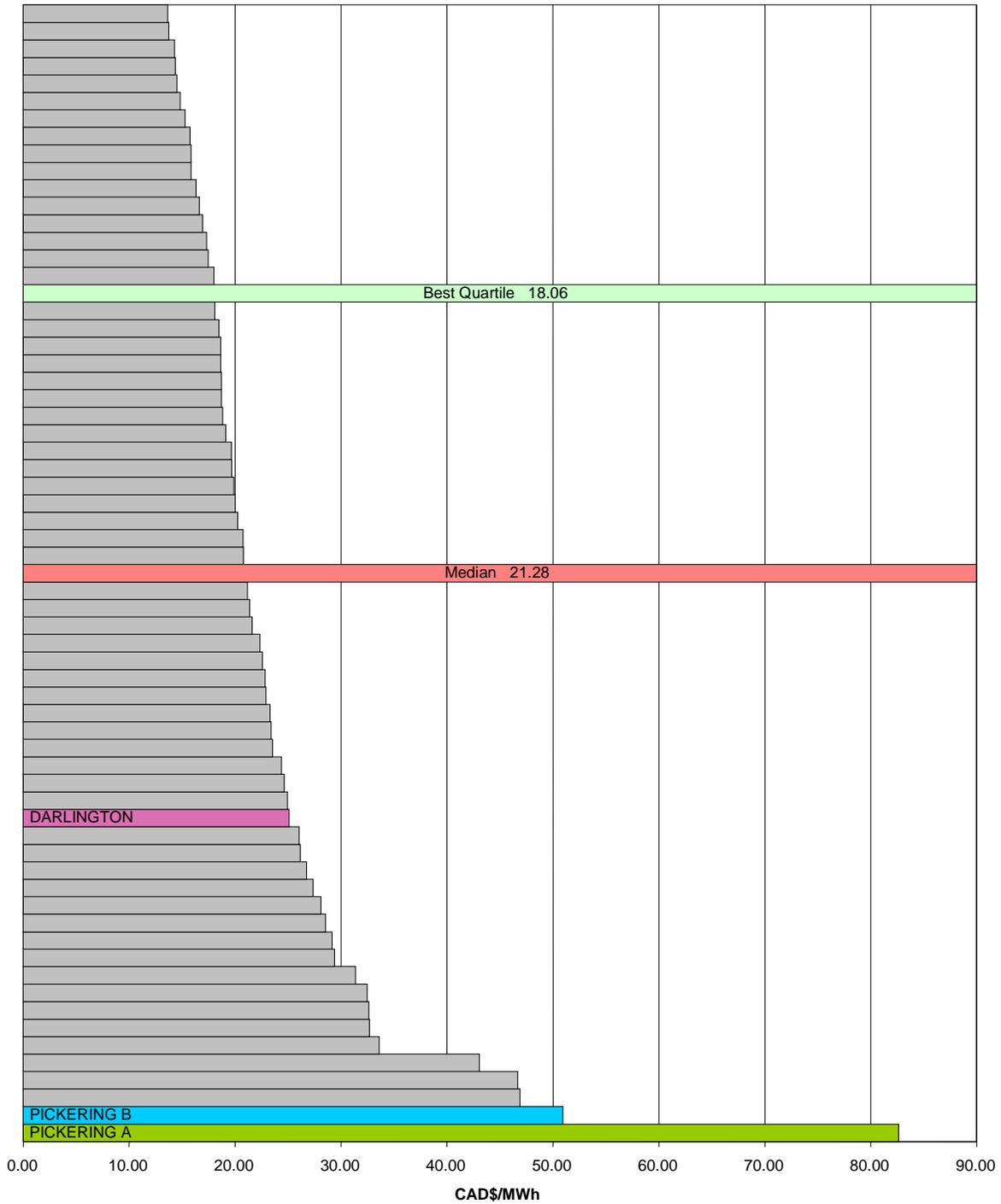
3-Year Total Generating Costs per MWh

2008 3 Year Total Generating Costs per MWh
 EUCG Benchmarking All North America



3-Year Non-Fuel Operating Costs per MWh

2008 3 Year Non-Fuel Operating Costs per MWh
 EUCG Benchmarking All North America



1

Comparison of 2011 OPG Nuclear Performance to Industry Benchmarks

Metric	NPI Max	2011 Actuals			
		Best Quartile	Median	Pickering	Darlington
Safety					
All Injury Rate (#/200k hours worked)				0.31	0.18
Rolling Average Industrial Safety Accident Rate (#/200k hours worked)	0.20	0.00	0.06	0.04	0.09
Rolling Average Collective Radiation Exposure (Person-rem per unit)	80.00	59.90	110.07	110.07 ↑	71.12
Airborne Tritium Emissions (Curies per Unit ¹)		969	3,366	2,565	969
Fuel Reliability Index (microcuries per gram)	0.000500	0.000015	0.000154	0.000175 ↑	0.001133 ↓
2-Year Reactor Trip Rate (# per 7,000 hours)	0.50	0.00	0.10	0.60 ↓	0.21
3-Year Auxiliary Feedwater System Unavailability (#)	0.0200	0.0000	0.0026	0.0044	0.0000
3-Year Emergency AC Power Unavailability (#)	0.0250	0.0005	0.0067	0.0107	0.0067
3-Year High Pressure Safety Injection Unavailability (#)	0.0200	0.0000	0.0001	0.0001	0.0000
Reliability					
WANO NPI (Index)		91.4	84.6	66.1	92.8
Rolling Average Forced Loss Rate (%)	1.00	1.14	1.90	10.34	1.80
Rolling Average Unit Capability Factor (%)	92.0	90.5	85.6	72.5	89.6
Rolling Average Chemistry Performance Indicator (Index)	1.01	1.00	1.01	1.10	1.03
1-Year On-line Deficient Maintenance Backlog (work orders per unit) ²		260	378	301	266
1-Year On-line Corrective Maintenance Backlog (work orders per unit) ²		33	52	160	121
Value for Money					
3-Year Total Generating Cost per MWh (\$ per Net MWh)		34.21	41.28	65.86	33.05 ↑
3-Year Non-Fuel Operating Cost per MWh (\$ per Net MWh)		20.78	24.40	56.54	26.42
3-Year Fuel Cost per MWh (\$ per Net MWh)		6.50	7.20	4.27	4.24
3-Year Capital Cost per MW DER (k\$ per MW)		48.39	72.19	32.54	18.54
Human Performance					
18-Month Human Performance Error Rate (# per 10k ISAR hours)		0.00500	0.00700	0.00669 ↑	0.00567 ↓

Notes

- 2010 data is used because 2011 results were unavailable at the time of benchmarking.
 - INPO set a new standard for classifying work order backlogs with the issuance of AP-928 Work Management Process Description, revision 3, in June 2010.
- New metrics have been implemented industry-wide to ensure more effective and accurate comparisons between utilities. Data collected is as of September 2011.

Green = maximum NPI points achieved or best quartile performance
 White = 2nd quartile performance
 Yellow = 3rd quartile performance
 Red = worst quartile performance

↓ Declining Benchmark Quartile Performance vs. 2010
 ↑ Improving Benchmark Quartile Performance vs. 2010

2

UNDERTAKING JT1.14

Undertaking

To provide a written response to Environmental Defence interrogatory No. 15, parts (a) and (b).

Response

a) OPG's payment amounts application for the 2014 - 2015 period was prepared on the basis of a single overall nuclear rate. OPG does not calculate separate rates for Pickering and Darlington. OPG would note that ED's methodology for allocating costs strictly based on nuclear production is inconsistent with OPG's approved allocation methodology (see Ex F3-1-1) and that fuel and depreciation costs are not classified as "OM&A" which is why OPG excluded those two cost elements from its previous interrogatory response.

OPG benchmarks its financial performance against other utilities. The EUCG Non-Fuel Operating Cost per MWh ("NFOC") represents one such metric and includes Base OM&A, Outage OM&A, Project OM&A, Corporate Support & Administrative costs and some component of centrally held costs (excluding OPEB and Pension costs). NFOC is derived by OPG for both Darlington and Pickering to allow OPG to benchmark financial performance and operating costs by station.

OPG does not have a station-level allocation methodology for rate making purposes nor has it allocated "generic" costs such as property tax, or centrally held costs for Pickering and Darlington.

b) OM&A costs, consistent with the industry NFOC metric, were provided in the previous interrogatory response. OPG did not provide fuel costs in the original response as fuel costs are not considered OM&A costs under industry standard metrics. However, the following table provides actual and projected Pickering annual fuel costs for the 2010 - 2015 period.

Pickering	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fuel Cost per MWh (\$ per MWh)	4.33	4.85	5.77	5.81	6.02	5.93

Additional Response

As directed by the Board in Procedural Order #9 dated May 16, 2014, OPG has prepared Attachment 1, which provides an "OM&A" unit cost for the Pickering Nuclear station consisting of base, outage and project OM&A expenditures; fuel costs, and depreciation expense for the years 2010-2015. With the exception of "Depreciation – Generic" existing internal allocations were available. OPG does not have an available allocation of those components that make up "Depreciation –Generic" and therefore an

Refiled: 2014-06-03
 EB-2007-0905
 Exhibit L
 Tab 1
 Schedule 1
 Page 2 of 2

1 allocation was made based on Pickering's generation as a percentage of total
 2 generation as proposed by Environmental Defences in Exhibit L-6.3 ED-15.
 3
 4
 5
 6
 7
 8

Pickering Unit Operating Cost Summary 2010-2015												
	2010		2011		2012		2013		2014		2015	
	Actual \$	Actual \$/Twh	Actual \$	Actual \$/Twh	Actual \$	Actual \$/Twh	Budget \$	Budget \$/Twh	Plan \$	Plan \$/Twh	Plan \$	Plan \$/Twh
Base, Outage and Project OMA	984.6	51.3	998.7	50.7	900.9	43.5	908.2	43.0	940.9	44.2	923.9	42.2
Corporate Support & Administration	127.1	6.6	127.5	6.5	227.8	11.0	239.3	11.3	230.3	10.8	218.9	10.0
Centrally Held Costs	92.6	4.8	162.3	8.2	205.6	9.9	217.3	10.3	246.5	11.6	246.0	11.2
Asset Service Fee	12.4	0.6	11.6	0.6	12.7	0.6	12.5	0.6	12.8	0.6	14.7	0.7
Depreciation - Pickering	129.6	6.8	147.1	7.5	156.4	7.6	122.4	5.8	133.0	6.2	143.0	6.5
Depreciation - Generic	29.4	1.5	22.3	1.1	65.6	3.2	45.0	2.1	45.4	2.1	50.2	2.3
Fuel Costs	84.0	4.4	95.4	4.8	119.6	5.8	127.6	6.0	128.2	6.0	130.0	5.9
Total	1,459.7	76.0	1,564.9	79.4	1,688.6	81.6	1,672.3	79.3	1,737.1	81.6	1,726.7	78.8

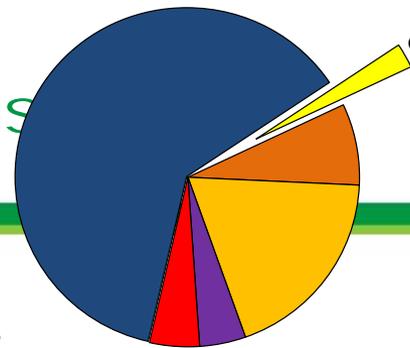
9



Cost of Electricity Service

2013 LTEP: Module 4

January 2014



Conservation Delivery Cost Assumptions

- This conservation cost includes energy efficiency and demand response costs that are recovered from electricity ratepayers (i.e. excludes the equipment investments made by the customer implementing the conservation initiative).
- Conservation assumptions for cost analysis

Conservation category	Program Cost Assumptions
Energy Efficiency	2015-2020: approx 3.5 - 4¢/kWh 2021-2025: approx 4 - 4.5¢/kWh 2026-2032: 4.5¢/kWh
Demand Response	Cost of existing DR resources is based on current program costs. For modeling purposes, cost of new dispatchable DR resources is assumed to be same as SCGT (\$130/kW-yr)

- Cumulative program savings assumptions

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Program energy saving (TWh)	7	8	9	9	9	10	11	12	13	13	14	15	16	17	17	18	18	19	19	20
DR program peak savings (MW)	539	539	528	528	528	528	528	628	778	928	1128	1328	1518	1538	1558	1568	1588	1608	1608	1618

- As this component will develop further (eg: conservation details post framework definition), the budget and estimates will need to be flexible to accommodate the evolution of refining the program.

POLLUTION PROBE INTERROGATORY 86

QUESTION

Issue: Nuclear for Base-Load, A11 and A12

Reference: Ex. D, Tab 3, Sch. 1, Attachment 1

Please provide the OPA's estimates of the Levelized Unit Energy Cost (LUEC) for a natural gas-fired combined-cycle power plant assuming an 8% real social discount rate and the OPA's natural gas commodity forecast under each of the following annual average capacity utilization rate scenarios: 40%, 45%, 50%, 55%, 60%, 65%, 70%, 75%, 80%, 85%, 90% and 95%. Please state all of your key input assumptions and provide a break-out of the LUEC estimates by at least the following categories: capital costs; fuel costs; and operating costs. Please also show all of your calculations.

RESPONSE

The requested LUECs and breakouts are shown in Table 1 below.

Table 1: LUECs for Combined Cycle under requested assumptions

CCGT (8% Discount rate)

ACF	40%	45%	50%	55%	60%	65%	70%	75%	80%	85%	90%	95%
Capital costs (\$/MWh)	31	28	25	23	21	19	18	17	16	15	14	13
FOMA (\$/MWh)	5	4	4	4	3	3	3	3	2	2	2	2

Gas Price (\$/MMBTU)	Fuel cost (\$/MWh)	VOMA (\$/MWh)
8	56	2.75
11	77	2.75
15	105	2.75

LUEC (\$/MWh)												
95	91	88	85	83	81	79	78	77	76	75	74	
116	112	109	108	104	102	100	99	98	97	96	95	
144	140	137	134	132	130	128	127	126	125	124	123	

Source: OPA

The calculations are based on the data shown in Table 1 of Exhibit D-3-1, Attachment 1, (unless changed by the requested change in assumptions) and follow the methodology discussed at that reference.

Commission sur les enjeux énergétiques du Québec

MAÎTRISER NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE

Pour le bénéfice
économique,
environnemental
et social de tous

Roger Lanoue
Normand Mousseau
Coprésidents

2 février 2014

UN
QUÉBEC
POUR TOUS

Québec 

L'ÉLECTRICITÉ

16

À tous égards, l'électricité est la source d'énergie la plus stratégique pour le Québec. Les générations précédentes ont développé avantageusement les immenses ressources hydroélectriques de son territoire. Elles en ont retiré des bénéfices considérables pour le développement de son économie, pour la sécurité de ses approvisionnements et pour sa qualité de vie. Avantage important du point de vue de la lutte contre les changements climatiques, l'électricité produite au Québec génère très peu d'émissions de GES durant la vie utile des infrastructures de production, de transport et de distribution de cette énergie.

Depuis une décennie, le Québec développe la filière éolienne en complémentarité avec la filière hydroélectrique. Exploitées de façon intégrée, ces deux filières permettent de tirer le maximum de la force du vent grâce à la capacité de stockage des réservoirs d'eau du réseau hydroélectrique.

La situation énergétique du Québec – fort enviable – est quasiment unique au monde. Plus de 99 % de son énergie électrique est de source renouvelable alors qu'ailleurs l'électricité est produite principalement à partir du charbon, du pétrole, du gaz naturel et de l'énergie nucléaire.

Les enjeux énergétiques reliés à l'électricité ont également une importance particulière pour le gouvernement du Québec. Étant l'actionnaire unique d'*Hydro-Québec*, le gouvernement est propriétaire des profits distribués en dividendes ou conservés comme avoir propre.

16.1 DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION AU QUÉBEC

L'ensemble du développement de la société d'État et de son parc de centrales hydroélectriques témoigne du rôle stratégique de l'électricité au Québec.

À partir de 1944 jusqu'aux années 1970, *Hydro-Québec* a dû développer un parc de production suffisant pour combler les besoins qui augmentaient en moyenne de plus de 7 % par année. Comme toutes les entreprises d'électricité de l'époque, *Hydro-Québec* construisait exclusivement pour desservir le marché local, celui de l'ensemble du Québec à partir de 1963.

Dès la fin des années 1970, la croissance de la demande interne ralentit sérieusement au moment même où les nouveaux ouvrages de la Baie James étaient mis en service. La production d'électricité excède alors les besoins internes. Les interconnexions avec les réseaux américains se sont multipliées pour vendre les surplus du Québec à la frontière. C'est à cette époque que l'on conçoit la « stratégie » de devancer les projets de construction des centrales. Comme le coût du devancement était moins élevé que le produit des ventes de surplus à la frontière, *Hydro-Québec* construisit alors des centrales dont elle n'avait pas besoin à court terme et elle vendait l'énergie en surplus en attendant que la demande interne augmente suffisamment pour absorber l'ensemble de la production. Le gouvernement pouvait alors devancer les retombées économiques générées par la construction de ces ouvrages tout en réalisant un bénéfice sur l'énergie vendue à la frontière. C'est ainsi que la décision de construire les dernières centrales du complexe

La Grande – Brisay et Laforge – a été prise durant les années 1980.

À la fin des années 1990, les États-Unis changent les règles du marché afin de favoriser la concurrence entre les producteurs d'électricité pour faire baisser les prix élevés dans certaines régions, notamment dans le Nord-Est américain. Cette ouverture permet alors à *Hydro-Québec* d'avoir accès aux prix de ces nouveaux marchés, plus élevés que les prix à la frontière. En contrepartie, *Hydro-Québec* doit s'engager, entre autres, à libéraliser l'accès à ses lignes de transport pour tous les acteurs intéressés, sans favoritisme. Pour se conformer à ces conditions, *Hydro-Québec* scinde alors ses opérations de production, de transport et de distribution afin de les rendre indépendantes les unes des autres et de rendre neutres les opérations de transport accessibles à tous les acteurs du marché. D'où la création de trois nouvelles entités distinctes : *Hydro-Québec Production*, *Hydro-Québec Distribution* et *TransÉnergie*, cette dernière étant responsable du transport d'énergie sur le réseau à haute tension.

Dès lors, *Hydro-Québec* a élargi ses visées. La société d'État pouvait désormais envisager de développer son parc de production non seulement en fonction du marché québécois présent ou futur (par devancement) mais en fonction de ces nouveaux marchés incluant tout le Nord-Est américain. Entre 1999 et 2007, les prix élevés du marché laissaient entrevoir qu'*Hydro-Québec* pourrait vendre avec profit, même en période hors pointe, un nombre élevé de TWh. En se convainquant de la rentabilité à long terme des ventes aux marchés externes, on pouvait miser sur la construction de nouvelles centrales hydroélectriques pour desservir ce marché sur une base permanente. C'est dans ce contexte que la construction des centrales de la rivière Romaine a été décidée, au milieu des années 2000.

16.2 LES SURPLUS D'HYDRO-QUÉBEC

La présence de surplus d'énergie chez *Hydro-Québec* a coloré une partie importante des mémoires déposés devant la Commission. Il y a une certaine confusion à ce sujet car il existe deux types de surplus.

16.2.1 Les surplus d'Hydro-Québec Production : des réserves pour exportation

En 2012, les surplus d'*Hydro-Québec Production* étaient d'environ 30 TWh, à hydraulicité moyenne. On appelle « surplus » l'excédent de production par rapport au « bloc patrimonial » de 165 TWh conclu avec *Hydro-Québec Distribution* et à certaines autres obligations au Québec et au Vermont, mineures pour l'instant. Cette production excédentaire est destinée à l'exportation.

La Commission estime à quelque 10 TWh l'énergie vendue en période de pointe à des prix élevés qui génèrent des bénéfices intéressants : ce ne sont donc pas des « surplus » au sens de mal planifié ou d'indésirable (figure 16.1). Toutefois, les TWh additionnels – 20 TWh en 2012¹²³, incluant les surplus d'*Hydro-Québec Production* et d'*Hydro-Québec Distribution* – ne peuvent pas être vendus en période de pointe car les interconnexions actuelles avec les marchés voisins sont saturées; ils ne peuvent être vendus qu'en période hors pointe (ou de base) à des prix trop bas pour rentabiliser les plus récents investissements destinés à augmenter la production d'électricité.

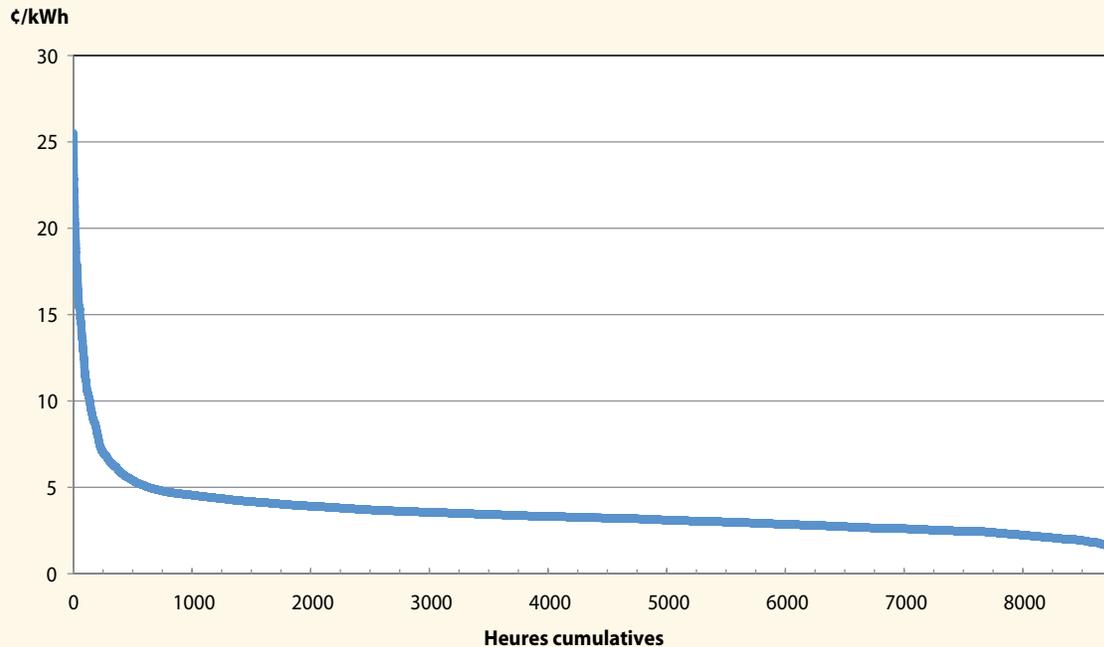
Depuis 2007, les prix à l'exportation – tant en période de base qu'en période de pointe – ont fondu comme neige au soleil (tableau 16.1), à tel point que seules les ventes en période de pointe demeurent rentables. *Hydro-Québec Production* et le gouvernement du Québec n'avaient pas prévu adéquatement quatre facteurs expliquant cette situation.

1. En raison de l'exploitation des gaz de schiste, à partir de 2008, la baisse brutale du prix du gaz naturel a entraîné une diminution importante du prix de l'électricité dans le Nord-Est américain. Comme le gaz naturel est utilisé pour produire une grande partie de l'électricité consommée dans ce marché, son prix détermine aussi celui de l'électricité. En corollaire, quand ce prix baisse, cela fait

123. Comme le montre le tableau 5.2, les 30 TWh exportés en 2012 sont beaucoup plus élevés que la tendance historique. La Commission a donc estimé de façon conservatrice que les surplus de 2012 à hydraulicité moyenne étaient plutôt de 12,2 TWh, une valeur retenue dans l'analyse de la section 16.3.

FIGURE 16.1

Prix horaire de l'électricité à l'interconnexion entre l'État de New York et le Québec, par ordre décroissant selon le prix, pour les 8 760 heures d'une année complète



Notes: Ce graphique porte sur l'ensemble des transactions à ce poste, incluant l'importation et l'exportation.

On peut schématiser l'année en trois périodes: la fine pointe, les 300 premières heures, qui commandent des prix très élevés sur les marchés, la pointe, qui représente les 1 000 premières heures, avec un tarif moyen encore intéressant pour le producteur et la base, 7 760 heures, où les tarifs sont relativement stables, mais très bas.

Notons que les prix indiqués ici sont pour une seule interconnexion, celle de New York. Ils n'incluent pas les pertes et les charges de congestion et ils ne représentent pas ce qu'Hydro-Québec obtient pour l'ensemble de ses exportations ni ce qu'elle paye pour ses importations à la pointe hivernale.

Source: NYISO, *Market and Operational data, Day ahead Market Location based marginal price pour HQ Gen Import*, 1^{er} juillet 2012 au 13 décembre 2013. http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/custom_report/index.jsp?report=dam_lbmp_gen

TABLEAU 16.1

Exportations nettes d'électricité d'Hydro-Québec Production (2008-2012)

	2008	2009	2010	2011	2012
Sorties nettes des réservoirs (TWh)	15,2	18,5	12,6	20,8	30,1
Exportations nettes (M\$)	1 484	1 258	1 034	1 134	1 233
Contribution unitaires (¢/kWh)	9,8	6,8	8,2	5,4	4,1

Note: Le calcul de la contribution unitaire se fait en divisant les rentrées associées aux exportations par la quantité nette d'énergie exportée. Ce calcul ne tient pas compte du fait qu'Hydro-Québec pratique, lorsque souhaitable, des opérations d'achat d'électricité à très faible coût sur les marchés internationaux pour revendre durant les heures de pointe, ajoutant aux profits sans contribuer aux sorties nettes des réservoirs.

Source: Mémoire présenté à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Hydro-Québec (2013)

- automatiquement chuter le prix de vente des surplus d'*Hydro-Québec Production*.
2. La crise financière de 2008 et la profonde récession qui a suivi font disparaître de nombreuses industries énergivores en Ontario et dans le Nord-Est américain, plombant la demande en électricité et provoquant un rétrécissement du marché d'exportation.
 3. Même si les distributeurs des réseaux voisins ont maintenant l'obligation d'acheter de l'électricité renouvelable, les gouvernements de chaque État encouragent plutôt la production locale, ou du moins américaine. À part une exception pour un minuscule achat d'énergie éolienne négocié par *Hydro-Québec Production*, la politique de nos voisins restreint considérablement la capacité du Québec d'obtenir une prime pour la nature renouvelable de l'énergie éolienne ou hydroélectrique qu'il exporte.
 4. Les subventions directes et indirectes consenties par certains États américains et provinces canadiennes pour la production d'énergie éolienne et photovoltaïque entraînent un double effet paradoxal; d'une part, elles tirent vers le bas le prix des importations d'énergie car elles comblent la demande interne; d'autre

part, elles augmentent les tarifs d'électricité des clients qui doivent payer le coût très élevé de production des énergies alternatives.

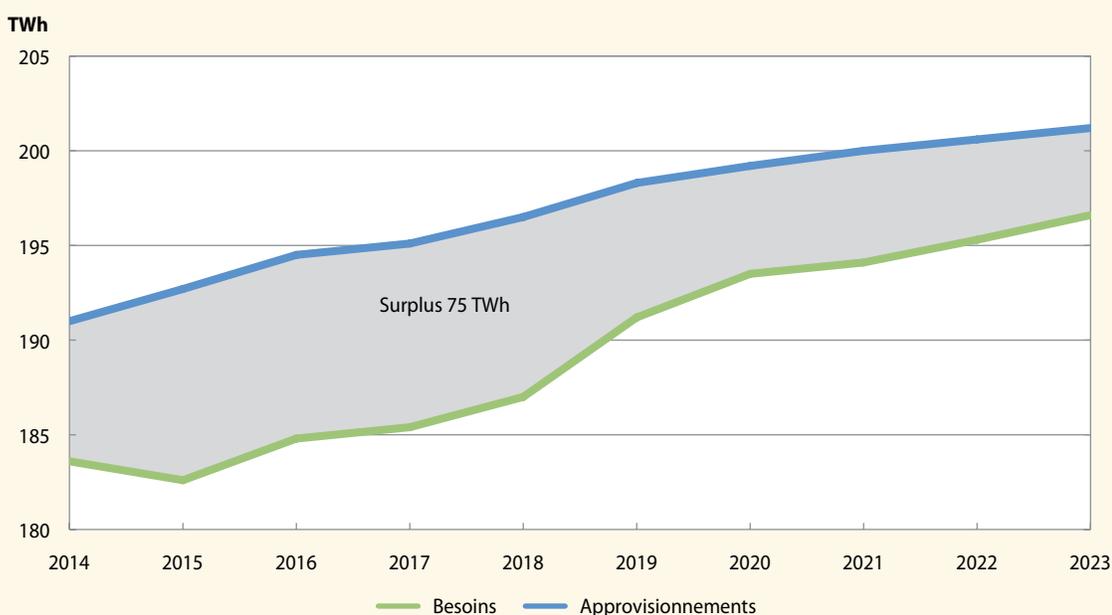
Cette évolution du marché qui perdure depuis six ans entraîne une baisse importante des prix de l'électricité vendue sur les marchés américains, tant en période de pointe que de base. Ces prix ne justifient plus la construction de nouvelles centrales à des fins d'exportation. En fait, si ces facteurs avaient été prévus avant 2008, il est permis de croire que le complexe de la Romaine n'aurait jamais été mis en chantier.

16.2.2 Les surplus d'Hydro Québec Distribution

Hydro-Québec Distribution doit acheter suffisamment d'électricité pour satisfaire la demande de l'ensemble des clients du Québec. Ses surplus sont un peu mieux connus puisqu'ils sont discutés périodiquement et publiquement devant la *Régie de l'énergie*.

Tout distributeur d'électricité doit être capable de prévoir la demande avec le plus d'exactitude possible. Il doit aussi négocier un portefeuille de contrats au meilleur prix avec les producteurs; ce portefeuille doit lui permettre d'optimiser la planification et la gestion de ses achats avec un

FIGURE 16.2
Prévision des surplus énergétiques d'Hydro-Québec Distribution (2014-2023)



Source: Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution

maximum de flexibilité en puissance horaire et en énergie.

En tant que distributeur, *Hydro-Québec Distribution* bénéficie de l'achat du « bloc patrimonial » de 165 TWh provenant d'*Hydro-Québec Production*; il peut aussi conclure d'autres ententes avec ce producteur pour répondre à des besoins additionnels. *Hydro-Québec Production* est un fournisseur doté d'une très grande flexibilité car ses réservoirs d'une capacité totale de 171 TWh lui permettent de compenser les fluctuations des débits d'eau et de commercialiser cette flexibilité de livraison sur les marchés externes. D'ailleurs, le dernier contrat qu'*Hydro-Québec Distribution* a accordé à *Hydro-Québec Production*, en 2002, est un tel contrat flexible, où seule l'énergie utilisée est payée à HQP, mais pour seulement 2 TWh par an. Alors pourquoi y a-t-il des surplus chez *Hydro-Québec Distribution*? Comment une telle situation a-t-elle pu se produire?

Les prévisions de croissance de la demande pour les années 2000 soumises par *Hydro Québec Distribution* ont eu tendance à sous-évaluer le succès des mesures d'efficacité énergétique, subventionnées ou non, ainsi que la réduction de la demande industrielle. Or, c'est sur la base de ces prévisions que la *Régie de l'énergie* a approuvé le contrat pour la mise en service de la centrale au gaz naturel de *TransCanada Énergie* à Bécancour. D'une puissance de 500 MW, cette centrale mise en service en 2006 sera utilisée jusqu'en décembre 2007 seulement. D'ailleurs, le dernier plan d'approvisionnement d'*Hydro-Québec Distribution* indique que cette centrale demeurera hors service au moins jusqu'en 2024, malgré l'obligation pour le distributeur de verser annuellement 150 M\$ au producteur.

En parallèle, le gouvernement du Québec a décidé de soutenir une industrie en émergence. Il a émis des directives enjoignant la *Régie de l'énergie* de piloter une série d'appels d'offres pour l'éventuelle construction d'un total de 4 000 MW de production éolienne, de 125 MW de petites centrales hydrauliques et de 525 MW de centrales de cogénération utilisant de la biomasse. En contrepartie, les producteurs obtenaient la garantie que l'ensemble de l'énergie produite serait achetée par *Hydro-Québec Distribution* pour

un minimum de 20 ans, aux prix approuvés par la *Régie de l'énergie*. Or les prévisions de la demande ne se sont pas réalisées, laissant même inutilisée une partie du « bloc patrimonial ». En conséquence, *Hydro Québec Production* a hérité de nouveaux surplus qu'il doit se résoudre à vendre sur les marchés d'exportation.

De toute évidence, la structure des approvisionnements n'avait pas la flexibilité requise pour s'adapter à la chute de la demande due à la récession qui a suivi la crise financière de 2008. Dans certains cas, cette crise aura des effets à long terme, notamment dans le secteur des pâtes et papiers où les entreprises ont réduit leurs besoins sur une base structurelle permanente.

Le résultat net, c'est qu'en 2013, la demande québécoise en électricité est inférieure à ce qu'elle était en 2007, alors que les approvisionnements sont supérieurs. Au total, les surplus prévus d'ici 2024 pour *Hydro-Québec Distribution* sont de l'ordre de 75 TWh tel qu'illustré à la figure 16.2. Or, l'énergie non utilisée dans le cadre du « contrat patrimonial » devient un surplus qui s'ajoute aux capacités excédentaires d'*Hydro-Québec Production*, déjà évoquées en 16.2.1.

Les surplus d'*Hydro-Québec Distribution* pourraient encore augmenter si les clients d'*Hydro-Québec* adoptaient de nouvelles mesures d'efficacité énergétique, s'ils développaient des capacités d'autoproduction, si de nouveaux producteurs ajoutaient de nouvelles sources d'électricité renouvelable, si une récession économique plombait la demande ou si des entreprises énergivores fermaient leurs portes ou quittaient le Québec. Ce sont là autant de « si » susceptibles d'affecter la demande.

16.2.3 Prix accessible pour l'énergie renouvelable québécoise en surplus

Dans le cadre des consultations de la Commission, plusieurs dizaines de mémoires provenant de promoteurs d'énergies renouvelables réclament unanimement – et avec insistance – des contrats d'achat ferme de la part d'*Hydro-Québec Distribution* afin d'assurer le développement de leur filière. Ces demandes sont soutenues par les autorités locales au nom du développement régional et de

la création d'emplois. Dans l'ensemble, elles visent un prix d'achat de l'énergie fluctuant entre 6 ¢/kWh et 12 ¢/kWh, voire plus.

Les promoteurs de l'industrie éolienne québécoise réclament du gouvernement des appels d'offres additionnels d'au moins 350 MW par an de 2017 à 2025 – au-delà des 800 MW annoncés au printemps 2013 – pour un total de 3 200 MW correspondant à une puissance installée de 7 300 MW qui produirait environ 19 TWh par an. Après 2025, toujours selon l'industrie éolienne, le renouvellement des infrastructures éoliennes construites au début des années 2008 permettrait d'en assurer la pérennité.

D'autre part, les industries québécoises de l'hydrolienne, du solaire photovoltaïque, de la petite hydraulique et de la cogénération à grande échelle (écorces, forêts) ou à petite échelle (biomasse agricole, déchets urbains) sont aussi intéressées à vendre de l'électricité à *Hydro-Québec Distribution* aux mêmes conditions et pour le même objectif d'assurer la pérennité de leur industrie et la prospérité de leur région.

Enfin, les autoproducteurs (agriculteurs et citoyens) souhaiteraient aussi pouvoir vendre leur production à *Hydro-Québec Distribution* aux mêmes tarifs et au même titre que les producteurs industriels sur la base de contrats d'achat garanti (*feed-in tariff*) comme en Europe, dans certains États américains, ou jusqu'à récemment en Ontario.

En invoquant l'historique des surplus en électricité qu'a connus le Québec au siècle dernier, les intervenants sont persuadés que l'évaluation actuelle des surplus est soit exagérée, soit temporaire ou conjoncturelle.

Pourtant, presque tous les facteurs permettent de prévoir le maintien des bas prix dans le marché américain de l'électricité hors pointe, le seul où *Hydro-Québec Production* peut écouler ses surplus. Or, ce marché se situe bien en deçà de la fourchette de prix (entre 6 ¢/kWh et 12 ¢/kWh) évoquée par les promoteurs des projets d'énergie renouvelable souhaitant vendre leur production à *Hydro-Québec Distribution*.

Il est important de comprendre que le marché de l'électricité au Québec, comme celui des marchés voisins, est arrivé à maturité; il

n'offre pas de perspectives de croissance pour les distributeurs¹²⁴. Comme l'économie est moins énergivore avec l'augmentation du secteur tertiaire, la consommation d'électricité demeure stable, n'exerçant aucune pression à la hausse sur les prix.

De plus, le prix de l'électricité aux États-Unis est fondamentalement déterminé par celui du gaz naturel. Ce prix a chuté à la suite de l'exploitation des gaz de schiste et aucune hausse n'est prévue pour l'instant, sauf si une réglementation sur les GES associés au gaz naturel était adoptée ou si des éléments structurels venaient affecter le marché mondial.

Enfin, dans le Nord-Est américain comme partout en Occident, le développement des réseaux électriques est tributaire de trois éléments incontournables dont les effets complémentaires peuvent varier d'un territoire à l'autre dépendant des actions des pouvoirs publics qui peuvent les accélérer ou les ralentir.

- **L'action gouvernementale favorisant l'efficacité énergétique.** En raison de la hausse des prix de l'électricité et du pétrole en Occident depuis 20 ans et de l'obligation de gérer les émissions de GES, tous les gouvernements favorisent diverses mesures diminuant la croissance de la demande électrique.
- **L'émergence des réseaux intelligents rendant possible l'intégration de l'autoproduction.** Ces réseaux offrent plusieurs options favorisant l'efficacité énergétique. Ainsi, les distributeurs peuvent transmettre à leurs clients une information sur leur consommation en temps réel. Ils peuvent conclure avec eux une entente de gestion modulée de la demande, par exemple, en abaissant de quelques degrés la température des chauffe-eau en période de demande élevée. Toutefois, la caractéristique la plus importante de ces réseaux intelligents est qu'ils permettent non seulement d'alimenter les clients, mais aussi de recevoir l'énergie qu'ils peuvent produire.

124. Dans *Vers un bilan équilibré, le plan énergétique à long terme de l'Ontario*, publié au début décembre 2013, le gouvernement de l'Ontario prévoit pouvoir absorber toute nouvelle augmentation de la demande en électricité pour les prochaines années par des mesures d'efficacité énergétique. http://www.energy.gov.on.ca/docs/LTEP_2013_French_WEB.pdf

Cela entraîne des conséquences majeures, car tout client disposant d'une capacité d'autoproduction ou de stockage – même à l'échelle domestique, par exemple à l'aide de batteries d'un véhicule hybride – peut devenir à la fois client et fournisseur du réseau.

- **Le développement des installations de production d'énergie renouvelable.** En Amérique du Nord, incluant le Québec et l'Ontario, les autorités sont réticentes à subventionner la production d'énergie renouvelable provenant de territoires voisins. Dans ce contexte, le caractère renouvelable de l'électricité québécoise n'a aucune valeur commerciale. Par contre, ces mêmes autorités subventionnent les installations de production d'énergie renouvelable situées sur leur propre territoire. Ainsi, les États américains préféreront subventionner localement des mini-centrales hydroélectriques, des hydroliennes, des éoliennes, des usines photovoltaïques, ainsi que des entreprises de cogénération à partir de la biomasse, plutôt que de payer une prime pour l'énergie verte importée de l'extérieur de leur territoire¹²⁵.

En résumé, toutes ces tendances contribuent à maintenir des prix très bas sur les marchés d'exportation hors des périodes de pointe. Or, toutes les exportations d'*Hydro Québec Production*, y inclus hors pointe, provenant de ses centrales ou de la production acquise des producteurs indépendants par *Hydro Québec Distribution*, ne sont possibles que grâce à ses opérations de courtage mettant en valeur la gestion de ses réservoirs et de ses réservations de réseaux de transport au Québec et hors Québec. Donc seul *Hydro Québec Production* est outillé pour vendre ces surplus; c'est donc son prix de vente, soit les prix à l'exportation hors pointe, qui devraient logiquement déterminer les prix payés pour toute

nouvelle production d'énergie renouvelable au Québec.

16.3 LE PRIX D'ACHAT FIXE SELON LES OPPORTUNITÉS DE MARCHÉ (PASO)

Pour déterminer le juste prix d'achat de l'énergie, la Commission propose ici le concept de *Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché* (PASO). Le PASO est le prix de vente moyen obtenu par *Hydro-Québec Production* sur ses marchés d'exportation au cours de l'année précédente, en excluant les 10 TWh les plus chers vendus en période de pointe, les ventes contractuelles fermes, et les services auxiliaires.

Le PASO devrait fluctuer d'une année à l'autre, en fonction de l'évolution du prix payé pour l'électricité québécoise sur les marchés d'exportation en période hors pointe.

C'est à ce prix-étalon qu'*Hydro-Québec* devrait acheter la nouvelle production d'énergie renouvelable. Les termes de référence du PASO devraient évidemment être réévalués dans le cas où de nouvelles interconnexions viendraient augmenter les capacités aux heures de pointe mais le principe général serait maintenu.

Le PASO servirait donc de balise pour toute décision relative à de nouveaux investissements en production d'électricité au Québec. Cette balise donnerait des indications claires et précises sur la valeur réelle de la production marginale d'électricité tant que les surplus demeureront significatifs. Tout projet ne pouvant être rentabilisé à ce prix ne devrait pas être réalisé ou soutenu par des fonds publics car il serait déficitaire.

Sur la base des données rudimentaires dont elle dispose, la Commission estime que le PASO 2013, basé sur le prix moyen des exportations hors pointe de 2012, aurait été d'environ 3 ¢/kWh. Pour 2014, sa valeur réelle devrait être déterminée par la *Régie de l'énergie*, à la lumière des données réelles de 2013.

125. L'effet conjugué de ces subventions entraîne parfois des effets pervers. Ainsi, l'Allemagne est aujourd'hui dotée d'une capacité de 35 000 MW d'énergie solaire, alors que la puissance demandée peut être aussi basse que 23 000 MW par un dimanche ensoleillé. Les grands producteurs d'électricité se trouvent alors désavantagés car ils ne peuvent rentabiliser leurs propres équipements de production de base, qui demeurent essentiels lorsque les sources intermittentes ne produisent pas. Voir notamment l'article « How to lose half a trillion euros », *The Economist*, 12 octobre 2013.

Le Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO)

Le Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO) correspond à la valeur de l'électricité sur les marchés d'exportation hors des heures de pointe.

Ce prix devrait être utilisé pour évaluer la rentabilité

- de tout nouvel achat d'approvisionnement par *Hydro-Québec Distribution* ou *Hydro-Québec Production*;
- des nouveaux projets hydroélectriques d'*Hydro-Québec Production*;

et pour déterminer la valeur de référence

- du renouvellement de tout contrat d'approvisionnement signé par *Hydro-Québec Production* ou par *Hydro-Québec Distribution*, notamment le renouvellement de l'ensemble des contrats APR91;
- de l'achat d'électricité provenant de petits autoproducteurs privés (50 kW et moins);
- des programmes de maîtrise d'énergie économisant l'électricité, pour la SMEQ;
- des nouveaux marchés québécois où *Hydro-Québec Distribution* pourrait écouler ses surplus à court ou à moyen terme.

16.4 UNE SUBVENTION DE 1,2 MILLIARD DE DOLLARS PAR ANNÉE

Le PASO introduit également une référence permettant d'évaluer le coût des contrats d'approvisionnement courants et à venir déjà signés par *Hydro-Québec Production* et *Hydro-Québec Distribution*.

La figure 16.3 montre les projections de surplus, à hydraulicité moyenne, jusqu'en 2028. Puisque la chute des prix de l'électricité sur le marché du Nord-Est américain était manifeste depuis 2008, la Commission n'a pris en compte que les infrastructures de production mises en service à partir de cette date.

Sur la base de l'évolution de la demande d'électricité entre 2005 et 2012, la Commission fait l'hypothèse que la demande demeurera constante pour les prochaines années et que la hausse de 10,1 TWh prévue d'ici 2023 par *Hydro-Québec Distribution* – dont les prévisions se sont toujours révélées trop fortes – reflète l'espoir de commercialiser les surplus, sans doute à prix réduit.

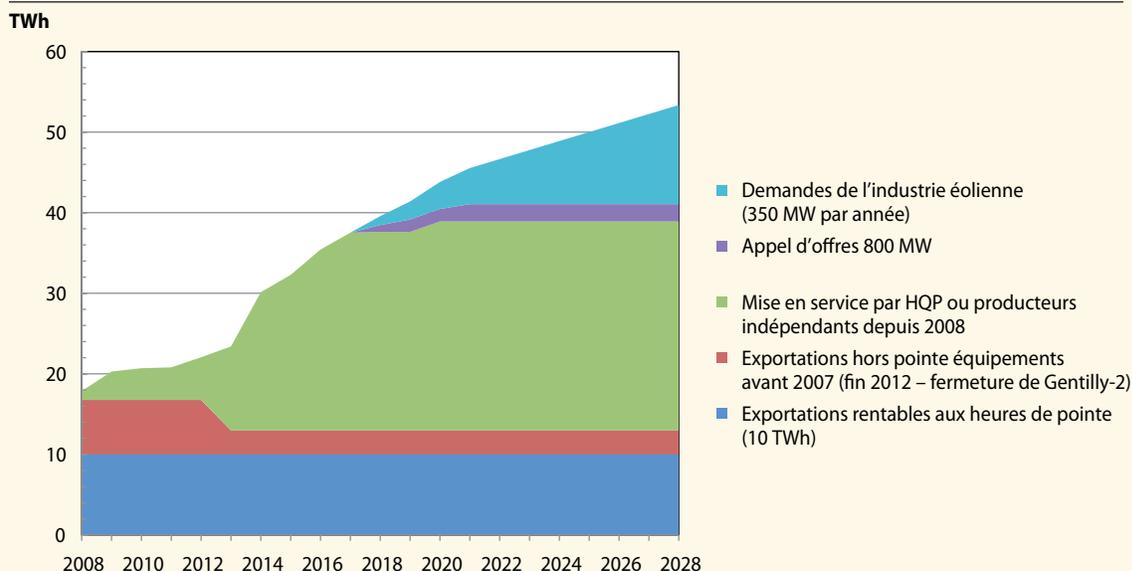
16.4.1 Toute énergie en surplus, même renouvelable, coûte cher

Jusqu'à maintenant, les consommateurs et les contribuables québécois ont très peu ressenti l'impact des mises en service des infrastructures découlant des nombreux appels d'offres pour l'éolien, la cogénération à partir de la biomasse, la petite hydraulique et les nouveaux projets de grands barrages hydroélectriques, puisque les infrastructures de production commencent à peine à entrer en service. En 2012, la production de l'ensemble de ces secteurs représentait seulement 5,3 TWh. Au cours des prochaines années, cette production sera quintuplée: elle dépassera 10 TWh en 2013 et 17 TWh en 2014, pour atteindre 28 TWh en 2020, si l'on considère l'ensemble des projets en cours, incluant celui de la Romaine ainsi que les 800 MW d'éolien annoncé par le gouvernement au printemps 2013.

Depuis 2008, l'achat de l'essentiel de cette production est assuré par *Hydro-Québec Distribution* grâce à des contrats à long terme à prix prédéterminé allant de 7,5 ¢/kWh pour la petite hydraulique au fil de l'eau jusqu'à 12,5 ¢/kWh pour certains contrats éoliens. Ces prix sont bien plus élevés que le PASO, dont la valeur 2013 serait autour de 3 ¢/kWh. Cette différence évidente entre les prix d'achat et le prix de vente entraîne un déficit qui devra être assumé par les consommateurs via des hausses importantes de tarifs¹²⁶.

126. La Commission retient l'hypothèse que l'ensemble des surplus pourra être exportée. Il est loin d'être certain que les interconnexions et les réseaux voisins seront capables de soutenir un ajout de 10 ou même de 20 TWh au cours des prochaines années. Si ce n'est pas le cas, il faudra alors stocker l'énergie dans les réservoirs et même, à long terme, procéder à des déversements.

FIGURE 16.3
Surplus annuel du Québec destiné à l'exportation (2008-2028)



Source : Calculs de la Commission basés sur les données d'Hydro-Québec Production

De plus, le coût des nouvelles infrastructures d'*Hydro-Québec Production* se situe entre 5,6 ¢/kWh et 6,4 ¢/kWh; les pertes en regard du PASO seraient comptabilisées en tant que pertes pour le gouvernement, soit autant d'argent perdu pour les contribuables.

Ces sommes pourraient varier à la marge en fonction de la croissance de la demande au Québec ou du prix de l'électricité hors pointe aux États-Unis. Mais, de toute façon, elles demeurent importantes.

Le scénario retenu par la Commission est illustré à la figure 16.3 : les pertes grimpent rapidement. En 2012, les subventions à la production d'électricité atteignaient 240 M\$. Elles atteignaient plus de 500 millions \$ en 2013, en raison des subventions

qui permettront aux producteurs de recevoir (ou d'amortir dans le cas d'*Hydro-Québec Production*) près de 8 ¢/kWh en moyenne pour de l'électricité vendue à perte par *Hydro-Québec Production* au tarif de 3 ¢/kWh.

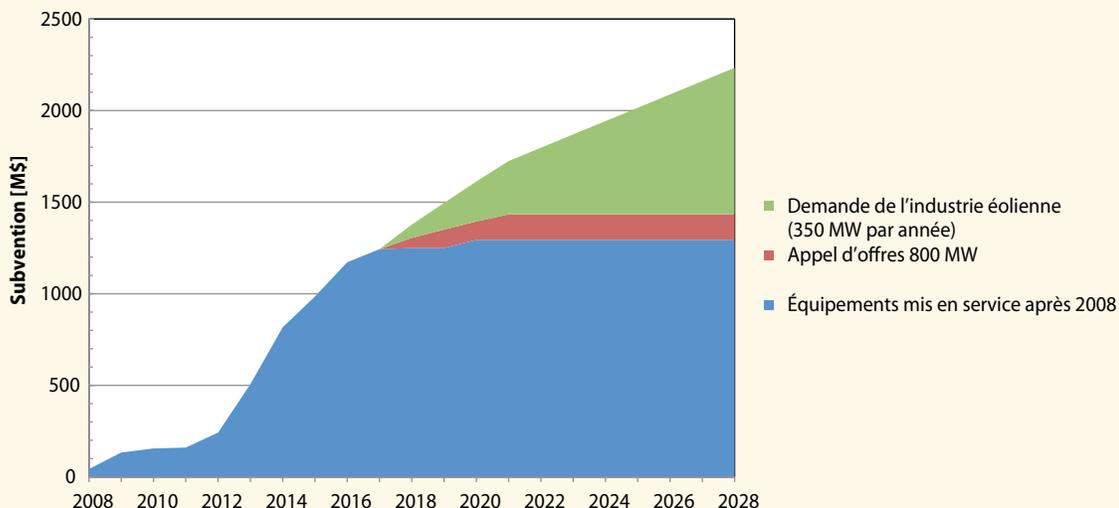
À partir de 2016, les Québécois devront déboursé chaque année près de 1,2 milliard \$ pour financer le manque à gagner entre le coût d'achat de l'électricité par *Hydro-Québec Distribution* et l'amortissement des nouvelles centrales d'*Hydro Québec Production* d'une part, et le tarif de vente à l'exportation par *Hydro-Québec Production* d'autre part. Ce montant atteindra près de 1,4 milliard \$ en 2020, incluant l'ensemble des centrales de la Romaine ainsi que les subventions pour l'appel d'offres en énergie éolienne de 800 MW annoncé au printemps.

TABLEAU 16.2
Ensemble des surplus totaux d'Hydro-Québec Production et Distribution, et manque à gagner pour les Québécois relié aux approvisionnements acquis depuis 2008 et exportés au PASO (estimé à 3¢/kWh)

	2014	2016	2018	2020	2022
Surplus (au-delà du 10 TWh de pointe) (TWh)	20,1	25,4	28,5	30,5	31,1
Approvisionnements en service depuis 2008 (TWh)	17,2	22,5	25,5	27,5	28,1
Perte pour les Québécois (avec vente à 3 ¢/kWh) (millions \$/année)	817	1 172	1 305	1 395	1 434

Sources : Hydro-Québec et calculs de la Commission

FIGURE 16.4
Subvention directe aux équipements de production d'électricité
mis en service depuis 2008 (2008-2028)



Source : Calculs de la Commission basés sur les données d'Hydro-Québec Distribution

De même, pour maintenir l'industrie éolienne en ajoutant 350 MW additionnels par an jusqu'en 2025, les consommateurs québécois devront payer la note pour la différence entre le prix d'achat évoqué par l'industrie de 9,5 ¢/kWh et le prix du marché défini par le PASO, une situation qui se rapproche du fiasco observé en Ontario. En 2025, le manque à gagner pour les contribuables québécois atteindrait alors 2 milliards \$ par année.

Dans ce contexte, il ne fait aucun doute pour la Commission que le gouvernement du Québec doit immédiatement cesser les nouveaux appels d'offres pour la production d'électricité et qu'il doit annuler les contrats en cours de renouvellement ou alors les renégocier sur la base du PASO, lorsque possible.

16.4.2 Le complexe de la Romaine

Les décisions quant à l'opportunité d'investir dans des ouvrages hydroélectriques, comme ceux de la Romaine, sont prises conjointement par *Hydro-Québec* – plutôt favorable à la construction – et le gouvernement du Québec – plutôt intéressé aux retombées économiques – cherchant à prendre des risques calculés au nom des contribuables. Un risque important dans le processus d'approbation de tout nouveau projet hydroélectrique provient du fait que le propriétaire de centrales est un

price taker: il n'a d'autre choix que d'accepter le prix que le client veut bien lui accorder, sans marge de manœuvre pour négocier avec des clients qui se définiraient comme occasionnels ou mobiles. Un tel projet ne devrait être entrepris que sur la base d'un marché rentable garanti sur toute la durée de l'amortissement. Or, dans le contexte des surplus prévus au Québec pour les 15 prochaines années, ce prix sera celui qu'*Hydro-Québec* réussira à obtenir hors du Québec, hors des périodes de pointe.

Le complexe de la Romaine, actuellement en construction, produira une énergie dont le coût est évalué à plus de 6 ¢/kWh. Comme la Commission ne peut évaluer les coûts d'un démantèlement de ce chantier, elle n'est pas en mesure de formuler une recommandation ferme quant à l'avenir de ce projet. Elle est toutefois d'avis, à l'instar de plusieurs intervenants, qu'il faut immédiatement évaluer l'intérêt financier d'arrêter les phases de construction les moins avancées (la Romaine 3 et la Romaine 4).

16.4.3 L'évaluation des projets de centrales dans l'intérêt des contribuables

En 1997, il était prévu dans la loi créant la *Régie de l'énergie* qu'elle examinerait tous les projets

Coût de la subvention aux infrastructures au prix moyen du kWh exporté

Au cours des dernières années, on a souvent utilisé comme référence le prix moyen du kilowattheure exporté tel qu'obtenu en divisant les revenus d'exportation d'*Hydro-Québec* par la quantité nette d'électricité exportée (tableau 16.1). Pour faciliter la comparaison avec des analyses présentées par différents organismes, il peut être utile de comparer le coût de la subvention aux producteurs d'infrastructures de production mises en service depuis 2008 en utilisant cette valeur qui était de 4,1¢/kWh en 2012, à la subvention au PASO illustrée au tableau 16.2.

Perte pour les Québécois (avec vente à 4,1 ¢/kWh) (millions \$/année)

Année	2014	2016	2018	2020	2022
Perte	628	925	1024	1092	1125

Comme on le voit, si la valeur de la subvention est moindre, en utilisant le prix moyen du kilowattheure exporté plutôt que son prix marginal, la conclusion principale reste la même : il en coûtera beaucoup d'argent, par exemple près de 1,1 milliard \$ en 2020, aux contribuables et aux consommateurs québécois pour soutenir l'exportation d'électricité. La recommandation principale de la Commission demeure : il faut arrêter immédiatement la construction de nouveaux équipements de production d'électricité et revoir, dès que possible, l'ensemble des contrats d'approvisionnement.

Cela dit, pour les raisons expliquées ailleurs dans le texte, le PASO est proposé de manière à laisser aux contribuables québécois les bénéfices découlant de la mise en valeur commerciale par *Hydro-Québec* de ses capacités d'exportation en période de pointe, dues à ses investissements dans les réservoirs, ses réservations d'interconnexions et ses opérations de courtage.

d'investissement d'*Hydro-Québec Production* afin d'en évaluer l'impact sur les tarifs d'électricité.

En 2000, le gouvernement a changé d'approche. Il a ordonné à la *Régie de l'énergie* de fixer un tarif pour un « bloc patrimonial » de 165 TWh – qui correspondait grosso modo à la consommation québécoise de l'époque – et il a soustrait les projets d'investissement d'*Hydro-Québec Production* à son examen. La logique était la suivante : grâce au bloc patrimonial, la consommation québécoise est protégée jusqu'à hauteur de 165 TWh, mais toute vente d'énergie au-delà du bloc patrimonial devrait se faire sur une base de libre concurrence sur tous les marchés entre *Hydro-Québec Production* et les autres producteurs. Sur le marché du Québec, il reviendrait alors à *Hydro-Québec Distribution* de négocier le meilleur achat possible selon les règles du marché et de n'acheter que l'énergie dont elle estime avoir besoin.

Toutefois, durant les années suivantes, le gouvernement a pratiquement neutralisé les règles

du jeu, en ordonnant par directives à la *Régie de l'énergie* d'approuver les éventuelles ententes conclues par *Hydro-Québec Distribution* pour des contrats fermes d'achat de plusieurs milliers de mégawatts de puissance provenant des producteurs d'énergie renouvelable, ce qui a entraîné les malheureuses conséquences décrites précédemment.

La Commission ne remet pas en question la réglementation portant sur le bloc patrimonial et sur son prix, mais elle est d'avis que la Régie doit désormais étudier les projets de centrales d'*Hydro-Québec Production* en fonction des intérêts de l'actionnaire, au nom de tous les contribuables du Québec.

16.4.4 L'autoproduction à petite échelle

Les avancées technologiques, particulièrement dans le domaine du solaire photovoltaïque, pourraient rendre l'autoproduction intéressante

pour de nombreux propriétaires de résidences. Malgré les surplus d'*Hydro-Québec*, il serait difficile d'empêcher les amateurs de produire une partie de l'énergie dont ils ont besoin.

Afin de faciliter la gestion de cette production, la Commission présume qu'aucun contrat particulier d'approvisionnement n'est nécessaire pour des autoproducteurs de 50 kW ou moins. Toutefois, l'électricité rachetée par *Hydro-Québec Distribution* devrait l'être au même prix que pour toute autre infrastructure de production, c'est-à-dire au PASO. Une telle politique permettrait aux passionnés de s'adonner à la production, en évitant de rajouter massivement aux surplus du Québec.

16.5 LES RÉSEAUX ET GRANDS CLIENTS NON RELIÉS

Pour des raisons économiques, les Îles-de-la-Madeleine, certaines communautés isolées de la Côte-Nord, de la Baie-James, de l'Ungava et plusieurs camps miniers ne sont pas desservies par le réseau de transport de *TransÉnergie*. Ces communautés disposent de réseaux autonomes alimentés par des groupes électrogènes consommant du diesel.

Lors de la consultation publique, plusieurs approches ont été suggérées pour pallier ces besoins. Tout d'abord, il faut remplacer les groupes diesels qui alimentent les Îles-de-la-Madeleine car ils atteindront la fin de leur vie utile en 2023. La Commission est d'avis qu'il faut rapidement étudier les options possibles. Les informations disponibles indiquent que la pose d'un câble sous-marin reliant les îles au continent offrirait aux insulaires les meilleures perspectives de développement et une plus grande stabilité d'approvisionnement. Cette solution contribuerait à réduire les surplus d'*Hydro-Québec Distribution* ainsi que les émissions de GES. Certaines unités diesel pourraient être conservées uniquement pour parer aux situations d'urgence.

Pour les autres communautés, le recours aux énergies alternatives peut permettre de remplacer les groupes électrogènes totalement ou partiellement. Ainsi, la biomasse est disponible à Obedjiwan, le vent à Povungnituk, l'énergie hydrolienne à Kuujuaq. Pour les camps miniers, un cocktail d'éolien, de propane, de gaz naturel liquéfié ou d'équipement à l'hydrogène pourrait être plus approprié.

16.6 TROIS AUTRES QUESTIONS AU SUJET DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

Lors des séances de consultation, la Commission a relevé trois autres questions jugées pertinentes ici.

16.6.1 La centrale nucléaire Gentilly-2

Plutôt que de démanteler la centrale, certains intervenants proposent de la garder en dormance afin de pouvoir la réactiver lorsque le besoin se manifesterait.

La Commission est d'avis que la pérennité du parc hydroélectrique ainsi que l'existence de surplus susceptibles de durer longtemps reportent à très long terme l'intérêt envers la filière nucléaire au Québec, d'autant plus que les coûts pour maintenir l'expertise sont sans doute importants.

16.6.2 Churchill Falls

Le contrat en vertu duquel *Hydro-Québec Production* achète 34 TWh par an de cette centrale de 5 500 MW arrivera à échéance en 2041.

La Commission est d'avis qu'il faudra commencer vers 2025 à étudier les différentes options possibles, par exemple :

1. Négocier la poursuite du contrat;
2. Planifier les sources d'approvisionnement qui seraient requises pour remplacer la centrale de Churchill Falls, selon les prévisions de consommation à l'horizon 2041;
3. Mettre fin à certaines charges électriques du réseau en 2041; il est à noter que certains contrats avec des alumineries prévoient que l'obligation d'*Hydro-Québec* de fournir de l'électricité se terminera en 2041.

16.6.3 La sauvegarde des rivières patrimoniales

Comment assurer la sauvegarde des rivières patrimoniales dans une perspective renouvelée de développement durable? N'y aurait-il pas lieu de reprendre l'exercice de classification des rivières, amorcé par le *ministère de l'Environnement du Québec* dans les années 1990?

La Commission, tout comme une quinzaine d'intervenants, estime qu'un tel exercice serait sain et qu'il encouragerait l'investissement à des fins récréotouristiques ou de conservation pour les générations futures.

16.7 L'UTILISATION DES TARIFS DANS LE CADRE DES POLITIQUES INDUSTRIELLES

Bien que le mandat de la Commission ne soit pas de définir la politique industrielle, elle se doit de souligner l'impact de l'évolution des réalités des marchés de l'énergie sur des éléments de cette politique.

Depuis 1978, toutes les politiques industrielles du Québec misent sur la capacité du Québec d'offrir des tarifs d'électricité remarquablement bas pour attirer des entreprises qui sont de grandes consommatrices d'électricité. Le temps est venu de reconnaître que cet avantage n'est plus aussi significatif et d'ajuster nos politiques en ce sens.

L'évolution de l'industrie de l'aluminium en fournit le meilleur exemple. Au XIX^e siècle, dans un contexte où la production de l'électricité était à ses débuts, ce métal était plus précieux que l'or. Les premières alumineries ont été créées là où il devenait possible de générer de l'électricité abondante. Le Québec, avec ses immenses chutes d'eau, est vite devenu l'un des meilleurs endroits au monde pour accueillir les alumineries au début du XX^e siècle. Les usines sont d'abord implantées à Shawinigan, puis au Saguenay-Lac-Saint-Jean, à Beauharnois, et à Baie-Comeau. À partir des années 1970, d'autres alumineries se sont installées en bordure du réseau de transport d'énergie à 735 kW sur la Côte-Nord, à Deschambault et à Bécancour. La production d'aluminium fait partie de l'ADN économique du Québec. Durant toute cette période, le Québec a offert aux alumineries un tarif imbattable, l'un des plus bas au monde. Depuis les années 1980, en vertu du mécanisme des contrats à partage de risque, les alumineries n'ont d'ailleurs jamais payé le plein tarif industriel (tarif L).

La société québécoise a fait le choix d'exploiter ses sites hydrauliques les moins coûteux pour permettre le développement de cette industrie, ce qui a entraîné à la longue une hausse des tarifs

pour l'ensemble des clients d'*Hydro-Québec* à mesure qu'augmentait la demande et qu'il fallait développer des sites plus coûteux. D'autres sociétés ont fait des choix différents. Ainsi, le Manitoba – qui dispose aussi d'importantes ressources hydroélectriques – a toujours refusé l'implantation d'industries énergivores pour ne pas que les consommateurs d'électricité voient leurs tarifs augmenter pour financer la construction d'ouvrages destinés à alimenter ces industries.

Au début du XXI^e siècle, la situation énergétique mondiale a radicalement changé. L'aluminium est devenu une commodité produite par des usines localisées là où les prix de l'électricité sont les plus bas. Selon les mémoires de l'industrie de l'aluminium, certains pays du Moyen-Orient, tel le Qatar, offrieraient de l'électricité à environ 2 ¢/kWh pour attirer les industries. *A contrario*, la Chine, désirant ne pas dépendre du marché international, maintient la présence stratégique d'usines d'aluminium sur son territoire et elle fournit à ses alumineries de l'électricité plus chère, produite à partir du charbon.

Sur fond de mondialisation, alors que les contrats à partage de risque arrivent à échéance, les producteurs d'aluminium du Québec estiment que le tarif industriel, qui coûte plus de 4 ¢/kWh, est trop élevé pour justifier la construction de nouvelles alumineries, voire, dans certains cas, pour maintenir leurs opérations. En raison de la concurrence internationale, ils réclament donc une diminution du tarif L pour les 32 TWh de consommation actuelle, et bien sûr pour les charges à venir. Cette situation ne touche pas que les alumineries ainsi que l'ont souligné plus d'une cinquantaine d'intervenants qui demandent, pour la plupart, une baisse du tarif industriel.

Au Québec, tous les sites permettant de produire de l'hydroélectricité à bas prix ont déjà été développés. En conséquence, chaque nouveau site mis en exploitation produit de l'électricité dont le coût au kWh est beaucoup plus élevé que le prix de vente au tarif L. Le coût du kWh des plus récentes installations hydroélectriques rejoint maintenant celui des filières alternatives, le barème étant la centrale dotée de turbines à gaz à cycle combiné (TAGCC), comme celle de Bécancour. Le prix moyen de l'électricité produite au Québec demeure néanmoins plus bas que la moyenne des

tarifs observés en Occident. Bien qu'intéressant, cet avantage n'est plus suffisant pour soutenir la concurrence internationale des pays qui ont le choix entre brûler le gaz naturel qui s'échappe des puits ou l'utiliser pour produire une électricité à faible coût. Au niveau mondial, le tarif industriel du Québec n'est plus un facteur d'attraction aussi déterminant. Le facteur principal qui permettrait au Québec de retrouver son avantage d'antan serait l'intégration du coût du carbone dans le prix de l'électricité produite avec des combustibles fossiles. Si la tonne de CO₂ valait 19 \$, par exemple, le tarif L du Québec passerait dans le premier quartile des prix payés par les alumineries non chinoises. Mais ce n'est pas pour demain.

Il est clair que le Québec ne peut plus compter sur de nouvelles sources d'électricité à bas prix pour son développement industriel. Cet avantage, qui a duré plus de 50 ans, est terminé. Le défi consiste maintenant à utiliser au mieux les actuels surplus d'énergie renouvelable disponibles pour soutenir le développement économique souhaité. Pour faciliter l'implantation de nouvelles activités créatrices de richesse, il serait souhaitable de les soutenir par le biais de conditions tarifaires incitatives mais temporaires. De telles mesures pourraient, par exemple, viser les industries créant plus de dix emplois par mégawatt installé, telles que les centres de réfrigération et de transformation alimentaire (au tarif M, entre 100 kW et 5 MW). On songe aussi à d'autres projets d'implantation tels les centres de traitement de données informatiques, à condition qu'ils créent des retombées locales, ou les chaudières en milieu industriel qui pourraient avoir survécu depuis le programme de 1990, entre autres.

Pour soutenir les activités économiques existantes, le Québec doit continuer à offrir la tarification la plus stable possible, en tenant compte des conditions de marché et des retombées économiques de chaque industrie.

16.8 L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

Le contexte énergétique influence aussi un autre élément de politique industrielle, soit celui de l'électrification des transports, dans le cadre décrit au chapitre 11.

Un tel développement permettrait assurément de réduire la dépendance aux hydrocarbures. L'augmentation de la demande en électricité pour alimenter les véhicules électriques n'est certes pas pour demain; même les plus optimistes affirment qu'elle sera très graduelle et limitée. Comme cela a été proposé une trentaine de fois par divers intervenants, il y a toutefois lieu de l'appuyer, notamment en soutenant le développement de l'indispensable réseau des bornes d'approvisionnement.

16.9 L'INTERFINANCEMENT ENTRE CATÉGORIES TARIFAIRES

L'interfinancement entre catégories tarifaires à l'avantage du tarif résidentiel a fait l'objet de nombreuses interventions devant la Commission (voir tableau 16.3). Les grands consommateurs tels que les alumineries réclament un traitement préférentiel, sous la forme d'un tarif inférieur au tarif industriel normal (tarif L). Les centres de ski dont les charges sont typiquement au tarif M, réclament le tarif L. Les milieux économiques et les municipalités réclament une correction totale ou partielle de l'interfinancement. D'autres dénoncent qu'une nouvelle mouture du tarif patrimonial introduise une nouvelle forme d'interfinancement en faveur du tarif L.

Par ailleurs, la Commission a entendu une vingtaine d'avis favorables à une plus grande progressivité à l'intérieur de chaque classe tarifaire afin d'inciter l'ensemble des consommateurs à une plus grande efficacité énergétique. La Commission considère que tout changement à l'interfinancement et à la progressivité des tarifs exige un débat portant spécifiquement sur ces enjeux.

16.10 LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉNERGIE

Trois questions ont été soulevées à propos du réseau de transport d'électricité géré par *TransÉnergie*: la pertinence de construire de nouvelles interconnexions avec les réseaux voisins, le projet Chamouchouane-Bout-de-l'île, et les perspectives de commercialisation de l'expertise d'*Hydro-Québec*.

TABLEAU 16.3
L'interfinancement entre les tarifs d'Hydro-Québec Distribution

	Domestique	Petite puissance	Moyenne puissance	Industriel
Tarif	D	G	M	L
Pourcentage du coût couvert par le tarif	83 %	122 %	132 %	115 %

Note: Les tarifs d'Hydro-Québec pour les différents types de consommateurs ne correspondent pas au coût moyen réel de chacun. Ce tableau montre le niveau d'interfinancement par rapport au coût réel du système à 100%. Les clients résidentiels et agricoles (tarif domestique) paient leur électricité moins cher que son coût réel, alors que les autres catégories de clients la paient plus cher.

Source: *Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2013-2014*, Stratégie tarifaire, Hydro-Québec Distribution (2012)

16.10.1 Les interconnexions avec les réseaux américains

Est-il pertinent de construire de nouvelles interconnexions avec les réseaux américains, tel que projeté actuellement? Il est vrai que le coût élevé de ces infrastructures réduit considérablement la marge bénéficiaire espérée, mais les marchés d'électricité en période de pointe restent intéressants. Aussi, dans une perspective de long terme, en raison de l'ampleur des surplus disponibles et de la valorisation éventuelle des qualités environnementales de l'hydroélectricité québécoise, ces projets doivent être maintenus.

16.10.2 La ligne Chamouchouane-Bout-de-l'Île

Comme tous les projets similaires traversant des territoires habités, le projet de ligne de transport d'électricité à 735 kV entre les postes Chamouchouane et Bout-de-l'Île dérange. La Commission constate toutefois que ce projet répond à une exigence d'efficacité énergétique puisqu'il diminue les pertes d'électricité sur le réseau, ce qui le rend rentable. La mise en service de la ligne est actuellement prévue pour l'automne 2018, ce qui évitera des pertes électriques sur le réseau de transport chaque année. Le coût actualisé (2013) des pertes évitées permet de payer en totalité le coût de cette ligne selon les calculs approuvés par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2012-059.

16.10.3 Relancer une présence à l'international

Historiquement, l'expertise d'Hydro-Québec en matière de transport d'énergie à très haute tension a

toujours été reconnue comme étant de haut niveau. Il existe une demande soutenue pour ce type d'expertise à travers la planète. La Commission est d'avis qu'il faut examiner la pertinence de relancer *Hydro-Québec International* dont la réputation est excellente sur la scène internationale.

16.10.4 L'enfouissement des réseaux de distribution

La présence des fils aériens du réseau de distribution d'électricité fait partie du paysage québécois. Ces lignes sont jugées aussi inévitables que les feuilles dans les arbres, quoique nettement moins esthétiques. Les réseaux aériens coûtent moins cher à construire que les réseaux souterrains. Deux observations s'imposent toutefois.

D'une part, le coût d'enfouissement est déterminé par les spécifications techniques d'*Hydro-Québec Distribution*. La Commission constate que ces spécifications rendent l'enfouissement plus onéreux au Québec qu'ailleurs; elle estime qu'il y a lieu de les revoir. D'autre part, les réseaux enfouis sont à l'abri des tempêtes de vent et de verglas qui causent des dommages importants et qui réduisent la continuité du service.

Compte tenu de l'étendue des réseaux de distribution existants, il est irréaliste de croire pouvoir changer cette situation rapidement. Il est toutefois temps de modifier nos pratiques et de favoriser l'enfouissement des lignes de distribution en milieu densément occupé. Les nouveaux projets de développement sont d'ailleurs généralement plus denses afin de mieux amortir le coût des infrastructures requises. Le coût additionnel au kWh de l'enfouissement est mineur alors que l'avantage sur

16.2 HYDRO-QUÉBEC'S SURPLUSES

The fact that Hydro-Québec generates surplus energy has influenced a large number of the submissions filed with the Commission. There is some confusion in the matter seeing as there exists two types of surpluses.

16.2.1 Hydro-Québec's surpluses Production: reserves for export

In 2012, Hydro-Québec Production generated surpluses of approximately 30 TWh under average runoff conditions. A “surplus” is defined as excess production with respect to the 165-TWh “heritage pool” agreement made with Hydro-Québec Distribution and with respect to certain other obligations—which remain minor for the time being—in Québec and Vermont. This excess production is destined for export.

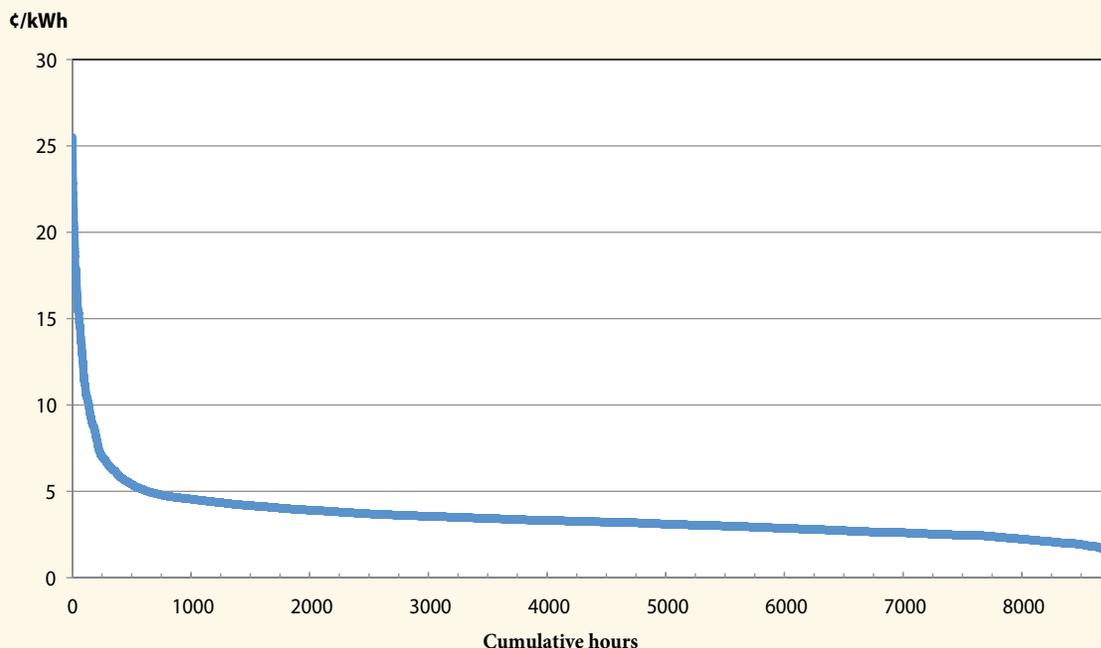
The Commission estimates at approximately 10 TWh the electricity that is sold at higher prices during peak periods and therefore generates interesting returns: these can therefore not be construed as “surpluses” that result from inefficient planning or are undesirable (Figure 16.1). However, the additional TWh—20 TWh in 2012¹²³, including the surpluses generated by Hydro-Québec Production and Hydro-Québec Distribution—cannot be sold during peak periods because the interconnections with neighbouring markets are currently saturated. These additional TWh can therefore only be sold during off-peak (or base) periods at prices that are too low to ensure the profitability of the most recent investments made to increase electricity production capacity.

Since 2007, export prices—during both base and peak periods—have declined sharply (Table 16.1) to the point where only the electricity sold during peak periods is profitable. Hydro-Québec Production and the Québec government had not adequately identified four factors that explain the current situation.

1. Because of shale gas operations, beginning in 2008, the sharp decrease in the price of natural gas led to an important decrease in electricity prices in the northeastern United States. Seeing as natural gas is used to generate most of this market's electricity, the price of electricity is also determined by the price of natural gas. As a result, when the price drops, this

123. As shown in Table 5.2, the 30 TWh exported in 2012 are much higher than the historical trend. The Commission therefore arrived at the conservative estimate that the surpluses generated in 2012 under average runoff conditions were rather of 12.2 TWh. This is the value that was used to carry out the analysis presented in Section 16.3.

FIGURE 16.1
Hourly price of electricity at the interconnection between New York State and Québec,
in decreasing order of price, for the 8,760 hours making up a full year



Remarks: This graph is based on all transactions (import and export) made at this interconnection.

The year can be mapped in three periods: the high peak, i.e., the first 300 hours during which electricity sells at very high prices on the market; the peak period, i.e., the first 1,000 hours during which the average price remains profitable for the producer; and the base, i.e., 7,760 hours during which prices are relatively stable but very low.

Note that the prices shown here concern a single interconnection with New York State. They exclude losses and congestion costs and do not represent what Hydro-Québec obtains for all of the electricity it exports or what it pays for importing electricity at peak times during the winter.

Source: NYISO, *Market and Operational data, Day ahead Market Location based marginal price pour HQ Gen Import*, from July 1, 2012 to December 13, 2013. http://www.nyiso.com/public/markets_operations/market_data/custom_report/index.jsp?report=dam_lbmp_gen

TABLEAU 16.1
Hydro-Québec Production's net electricity exports (2008–2012)

	2008	2009	2010	2011	2012
Net reservoir outflows (TWh)	15,2	18,5	12,6	20,8	30,1
Net exports (M\$)	1 484	1 258	1 034	1 134	1 233
Unit contributions (¢/kWh)	9,8	6,8	8,2	5,4	4,1

Remark: The unit contribution is calculated by dividing export revenue by net electricity exports. This calculation does not take into account the fact that Hydro-Québec purchases electricity on international markets when prices are very low and later resells it during peak periods. This enables it to boost its profits without increasing its net reservoir outflows.

Source: Brief to the Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Hydro-Québec (2013).

automatically results in lower sales prices for Hydro-Québec Production's surplus energy.

2. The 2008 financial crisis and the deep recession that followed led to the disappearance of many energy-intensive industries in Ontario and the northeastern United States, thereby dragging down the demand for electricity and shrinking the export market.
3. Although the distributors of neighbouring grids are now obliged to purchase renewable electricity, all state governments nevertheless encourage local production—or U.S. production at the very least. Except for a very minor purchase of electricity generated by wind energy negotiated by Hydro-Québec Production, our neighbours' policies considerably restrict Québec's ability to charge more for the renewable wind or hydroelectric energy that it exports.
4. The direct and indirect subsidies granted by certain American states and Canadian provinces for the production of wind and photovoltaic energy have a double paradoxical effect: on the one hand, these subsidies lead to sharp decreases in the price of energy imports because they meet domestic demand; on the other hand, they lead to increases in the electricity rates paid by

clients who are forced to foot the bill of the high cost of generating energy from alternative sources.

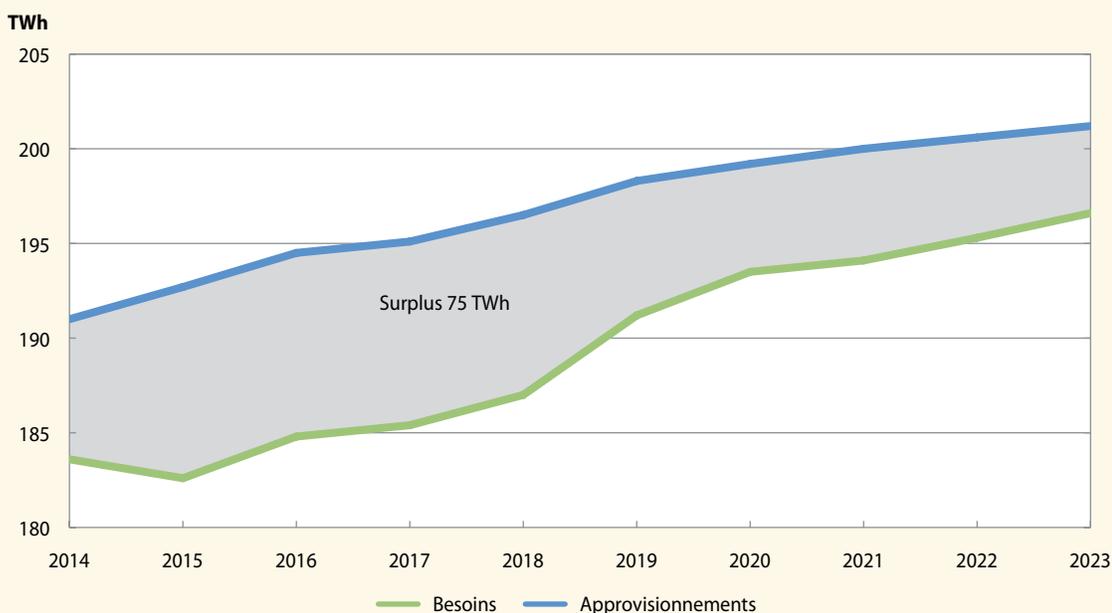
This is how the market has been evolving for six years now, and electricity prices on the American markets—for electricity sold during both peak and base periods—have gone down sharply. These prices do not justify building new power plants to export the electricity they would generate. In fact, if these factors had been identified in 2008, there is reason to believe that construction of the Romaine complex would have never been authorized.

16.2.2 Les surplus d'Hydro Québec

Hydro-Québec Distribution doit acheter suffisamment d'électricité pour satisfaire la demande de l'ensemble des clients du Québec. Ses surplus sont un peu mieux connus puisqu'ils sont discutés périodiquement et publiquement devant la *Régie de l'énergie*.

Tout distributeur d'électricité doit être capable de prévoir la demande avec le plus d'exactitude possible. Il doit aussi négocier un portefeuille de contrats au meilleur prix avec les producteurs; ce portefeuille doit lui permettre d'optimiser la planification et la gestion de ses achats avec un

FIGURE 16.2
Prévision des surplus énergétiques d'Hydro-Québec Distribution (2014-2023)



Source: Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution

Based on electricity demand trends between 2005 and 2012, the Commission assumes that demand shall remain stable in the coming years and that the increase of 10.1 TWh that Hydro-Québec Distribution forecasts by 2023—its forecasts have been historically too high—reflects the hope of being able to sell the surpluses, undoubtedly at a reduced price.

16.4.1 All energy surpluses, even renewable, come at a high cost

So far, Québec consumers and taxpayers have not really felt the impact of the new infrastructure commissioned following invitations to tender for wind energy, biomass cogeneration, small hydropower and new large hydroelectric dam projects given the generating infrastructure is only beginning to be put in operation. In 2012, all of these sectors combined generated only 5.3 TWh of electricity. In the coming years, this production will increase fivefold: over 10 TWh in 2013, 17 TWh in 2014 and 28 TWh in 2020, if all projects currently underway are taken into consideration, including the Romaine project and the 800-MW wind energy project announced by the government in the spring of 2013.

Since 2008, Hydro-Québec Distribution purchases the bulk of this production under long-term contracts at pre-determined prices varying between 7.5 ¢/kWh for small hydropower and up to 12.5 ¢/kWh in the case of certain wind energy contracts. These prices are much higher than the PASO (estimated at 3 ¢/kWh for 2013). This marked difference between the purchase and sale prices results in a deficit that is paid by consumers through sharp rate hikes.¹²⁶

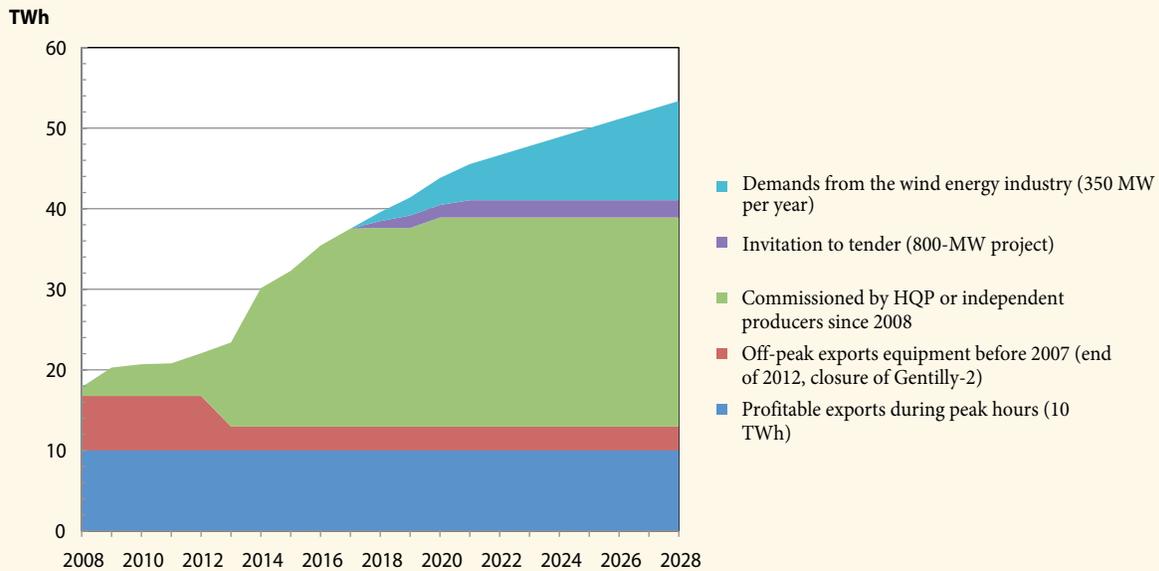
16.4 A \$1.2 BILLION SUBSIDY EACH YEAR

The PASO also introduced a baseline used to evaluate the cost of current and future supply contracts already entered into by *Hydro-Québec Production and Hydro-Québec Distribution*.

Figure 16.3 shows the projected surpluses, under average runoff conditions, until 2028. Seeing as the sharp decrease in electricity prices in the northeastern United States is a known fact since 2008, the Commission only took into account the generating infrastructure commissioned since then.

126. The Commission assumes that all electricity surpluses can be exported. It is far from certain that the interconnections and neighbouring grids will be capable of supporting an additional 10 or even 20 TWh in the coming years. If this is not the case, energy will need to be stored in reserves and power spills may even be necessary in the long term.

FIGURE 16.3
Québec's annual surplus destined for export (2008–2028)



Source: Calculations of the Commission based on data provided by Hydro-Québec Production.

Furthermore, the cost of Hydro-Québec Production's new infrastructure is set at between 5.6 ¢/kWh and 6.4 ¢/kWh; losses on the PASO would be accounted for as losses for the government, i.e., for taxpayers.

These sums could marginally vary according to growing demand in Québec or increased off-peak electricity prices in the United States. However, they remain high in any case.

The scenario used by the Commission is shown in Figure 16.3: losses are soaring. In 2012, \$240 million were granted in electricity production subsidies. This amount reached more than \$500 million in 2013 because of subsidies that allow

producers to receive (or amortize in the case of Hydro-Québec Production) close to 8 ¢/kWh on average for electricity sold at a loss by Hydro-Québec Production for only 3 ¢/kWh.

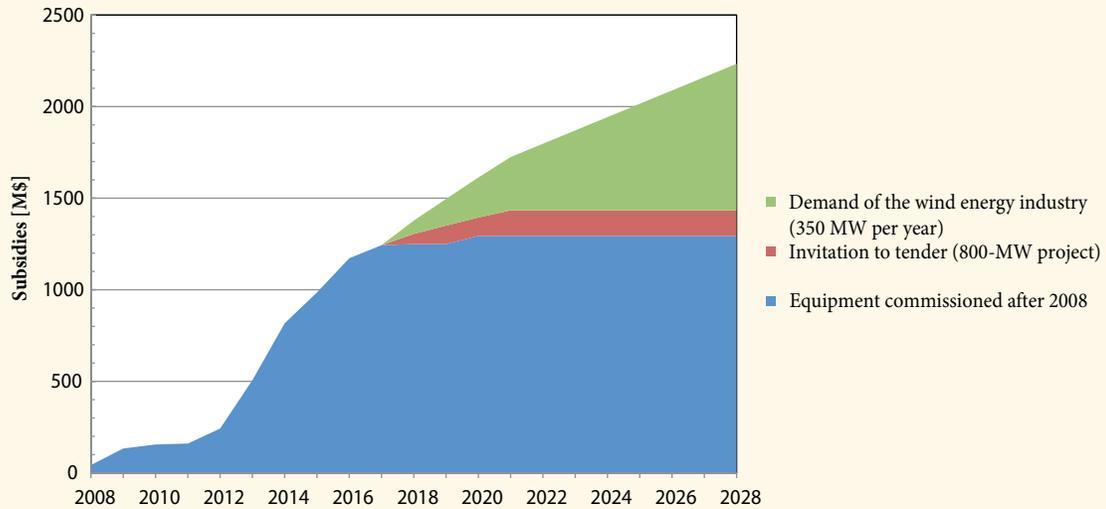
Beginning in 2016, Quebecers will have to pay close to \$1.2 billion annually to fund the shortfall between the price at which Hydro-Québec Distribution purchases electricity and the amortization of Hydro-Québec Production's new generating plants, on the one hand, and Hydro-Québec Production's export sales price, on the other hand. This amount will climb to close to \$1.4 billion in 2020, when the entire Romaine complex as well as the subsidies for the 800-MW wind energy call for tenders announced in the spring are included in the calculation.

TABLEAU 16.2
Total surpluses of Hydro-Québec Production and Distribution and shortfall for Quebecers resulting from supplies purchased since 2008 and exported at the PASO (estimated at 3 ¢/kWh)

	2014	2016	2018	2020	2022
Surpluses (beyond the 10 TWh peak) (TWh)	20,1	25,4	28,5	30,5	31,1
Supplies in use since 2008 (TWh)	17,2	22,5	25,5	27,5	28,1
Loss for Quebecers (sale price of 3 ¢/kWh) (\$M/yr.)	817	1 172	1 305	1 395	1 434

Sources: Hydro-Québec and calculations made by the Commission.

FIGURE 16.4
Direct subsidies for electricity generation equipment
commissioned since 2008 (2008–2028)



Source: Calculations made by the Commission based on data provided by Hydro-Québec Distribution.

Likewise, to keep the wind energy industry afloat by adding an additional 350 MW per year until 2025, Québec consumers will have to cover the difference between the industry's purchase price of 9.5 ¢/kWh and the market price set by the PASO. This situation is similar to the fiasco that occurred in Ontario. By 2025, the shortfall for Québec taxpayers will have reached \$2 billion per year.

In this context, the Commission has no doubt that the Québec government must immediately cease issuing invitations to tender for new electricity production facilities and cancel contracts currently being renewed or renegotiate them on the basis of the PASO whenever possible.

la qualité du milieu est significatif. Par ailleurs, les réseaux existants qui font périodiquement l'objet de travaux majeurs de mise à niveau en milieu densément occupé devraient être enfouis à cette occasion.

16.10.5 L'efficacité énergétique du réseau électrique

L'efficacité énergétique ne s'applique pas seulement aux consommateurs. Certains intervenants ont souligné avec raison l'importance de minimiser les pertes électriques sur les réseaux

des transporteurs et des distributeurs. Ainsi, les pertes de *TransÉnergie* sont d'environ 5 %, et celles de *Hydro-Québec Distribution*, de 5 % à 6 %. La *Régie de l'énergie* doit intégrer au calcul de la base tarifaire le coût des équipements et des programmes visant à minimiser le vol et les pertes d'énergie dans le réseau. Autrement, *Hydro-Québec Distribution* et *TransÉnergie* pourraient être tentés d'acheter des équipements moins chers qui sont parfois aussi moins performants ou à tolérer le vol d'énergie, comme on le constate en certains endroits aux États-Unis.

RECOMMANDATIONS

Électricité

40. Qu'un Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO), correspondant à la valeur de l'électricité sur les marchés d'exportation hors pointe, soit utilisé pour évaluer la rentabilité :

- de tout nouvel achat d'approvisionnement par *Hydro-Québec Production* ou *Hydro-Québec Distribution*;
- de nouveaux projets hydroélectriques d'*Hydro-Québec Production*;

Et pour déterminer la valeur de référence

- du renouvellement de tout contrat d'approvisionnement signé par *Hydro-Québec Production* ou *Hydro-Québec Distribution*, incluant le renouvellement de l'ensemble des contrats APR 91;
- de l'achat d'électricité provenant de petits autoproducteurs privés (50 kW et moins);
- des programmes de maîtrise de l'énergie;
- **des nouveaux marchés québécois où *Hydro-Québec Distribution* pourrait vendre ses surplus à court ou moyen terme.**

40.1 Que le PASO soit fixé par la *Régie de l'énergie* sur recommandation de *Hydro-Québec Distribution*, sur la base du prix moyen des ventes de *Hydro-Québec Production* aux marchés externes durant l'année précédente, excluant les ventes en période de pointe et les ventes contractuelles fermes.

40.2 Qu'*Hydro-Québec* ait l'obligation d'acheter les surplus liés à l'autoproduction à petite échelle, c'est-à-dire 50 kW ou moins, sans contrat d'approvisionnement, mais au PASO.

41. Que le gouvernement et *Hydro-Québec* agissent immédiatement pour cesser tout ajout de capacité de production d'électricité :

41.1 Que soit étudiée sans délai l'opportunité de suspendre tout nouvel investissement dans l'augmentation de la capacité de production d'électricité, incluant les projets Romaine-3 et 4, ainsi que les contrats d'approvisionnement en éolien, en cogénération et en petite hydraulique pour les infrastructures non encore construites;

41.2 Que soit soumis à l'approbation de la *Régie de l'énergie* tout développement de nouvelle centrale hydroélectrique, selon des paramètres fixés par le gouvernement du Québec;



Achieving Balance

Ontario's Long-Term Energy Plan



Executive Summary

Ontarians are benefitting from a clean, reliable and affordable energy system.

By the end of 2014, Ontario will be coal free. At the same time, increased energy efficiency and the changing shape of Ontario's economy have reduced the demand for electricity.

Ontario is currently in a strong supply situation and has time to consider how to address future needs. Ontario is committing the resources to meet electricity demand growth that will be lower than anticipated as the economy continues its transition to an efficient, lower energy intensive future. We are ensuring we have the supply to meet the likely demand, and are keeping options open to meet higher demand if needed. We will report annually on the outlook for supply and demand. This will give us the opportunity to make adjustments so we can be both prudent and flexible in our energy investments.

The 2013 Long-Term Energy Plan (LTEP) takes a pragmatic approach. The plan is designed to balance the following five principles: cost-effectiveness, reliability, clean energy, community engagement and an emphasis on conservation and demand management before building new generation.

The 2013 LTEP, by taking a pragmatic and flexible approach and balancing these five principles, builds on the foundation laid in the 2010 LTEP while also lowering the projected total system costs. The key elements of the 2013 LTEP include:

Conservation First

- The Ministry of Energy will work with its agencies to ensure they put conservation first in their planning, approval and procurement processes. The ministry will also work with the Ontario Energy Board (OEB) to incorporate the policy of conservation first into distributor planning processes for both electricity and natural gas utilities.
- The province expects to offset almost all of the growth in electricity demand to 2032 by using programs and improved codes and standards. This will lessen the need for new supply. Our long-term conservation target of 30 terawatt-hours (TWh) in 2032 represents a 16% reduction in the forecast gross demand for electricity, an improvement over the 2010 LTEP.
- Ontario is aiming to use Demand Response (DR) to meet 10% of peak demand by 2025, equivalent to approximately 2,400 megawatts (MW) under forecast conditions. To encourage further development of DR in Ontario, the Independent Electricity System Operator (IESO) will evolve existing DR programs and introduce new DR initiatives.

- The IESO will continue to examine and consult on the potential benefits and development of a capacity market, where different generation and demand resources compete to address capacity needs.
- The government is committed to promoting a co-ordinated approach to conservation and will encourage collaboration of conservation efforts among electricity and natural gas utilities.
- The government will work to make new financing tools available to consumers starting in 2015, including on-bill financing for energy efficiency retrofits.
- To help consumers choose the most efficient products for their homes and businesses, Ontario will provide information and incentives; it will also continue to show leadership in establishing minimum efficiency requirements for products such as water heaters, clothes dryers, televisions, fluorescent lamps, motors and boilers.
- The Green Button Initiative will give consumers access to their energy data and the ability to connect to mobile and web-based applications so they can analyze and manage their energy use.
- Social benchmarking can increase awareness of energy use and promote conservation. A social benchmarking pilot program is under way, led by the Ontario Power Authority (OPA) to test different approaches that enable consumers to compare their energy consumption with other similar consumers. Pending the success of the pilot program, the government will explore expanding social benchmarking and including other sectors.
- The government is also working with Ontario EcoSchools to bring more resources about energy conservation to the curriculum for students and teachers.

Annual Reporting

- An annual Ontario Energy Report will be issued to update the public on changing supply and demand conditions, and to outline the progress to date on the LTEP.

Nuclear

- Ontario will not proceed at this time with the construction of two new nuclear reactors at the Darlington Generating Station. However, the Ministry of Energy will work with Ontario Power Generation (OPG) to maintain the site licence granted by the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC).
- Nuclear refurbishment is planned to begin at both Darlington and Bruce Generating Stations in 2016.
- During refurbishment, both OPG and Bruce Power will be subject to the strictest possible oversight to ensure safety, reliable supply and value for ratepayers.
- Nuclear refurbishment will follow seven principles established by the government, including minimizing commercial risk to the government and the ratepayer, and ensuring that operators and contractors are accountable for refurbishment costs and schedules.
- The Pickering Generating Station is expected to be in service until 2020. An earlier shutdown of the Pickering units may be possible depending on projected demand going forward, the progress of the fleet refurbishment program, and the timely completion of the Clarington Transformer Station.
- Ontario will support the export of our home-grown nuclear industry expertise, products and services to international markets.

Renewable Energy

- By 2025, 20,000 MW of renewable energy will be online, representing about half of Ontario's installed capacity.
- Ontario will phase in wind, solar and bioenergy over a longer period than contemplated in the 2010 LTEP, with 10,700 MW online by 2021.
- Ontario will add to the hydroelectricity target, increasing the province's portfolio to 9,300 MW by 2025.
- Recognizing that bioenergy facilities can provide flexible power supply and support local jobs in forestry and agriculture, Ontario will include opportunities to procure additional bioenergy as part of the new competitive process.
- Ontario will review targets for wind, solar, bioenergy and hydroelectricity annually as part of the Ontario Energy Report.
- The Ministry of Energy and the OPA are developing a new competitive procurement process for future renewable energy projects larger than 500 kilowatts (kW), which will take into account local needs and considerations. The ministry will seek to launch this procurement process in early 2014.
- Ontario will examine the potential for the microFIT program to evolve from a generation purchasing program to a net metering program.

Natural Gas/Combined Heat and Power

- Natural gas-fired generation will be used flexibly to respond to changes in provincial supply and demand and to support the operation of the system.
- The OPA will undertake targeted procurements for Combined Heat and Power (CHP) projects that focus on efficiency or regional capacity needs, including a new program targeting greenhouse operations, agri-food and district energy.

Clean Imports

- Ontario will consider opportunities for clean imports from other jurisdictions when such imports would have system benefits and are cost effective for Ontario ratepayers.

Rate Mitigation and Efficiencies

- The 2013 LTEP cost and price forecasts are lower than previously forecast in 2010.
- Significant ratepayer savings will be realized as a result of reduced Feed-in Tariff (FIT) prices, the ability to dispatch wind generation, the amended Green Energy Investment Agreement, and the decision to defer new nuclear.
- The government will continue to work with its agencies—Hydro One, OPG, the IESO, the OPA and the OEB—to develop business plans and efficiency targets that will reduce agency costs and result in significant ratepayer savings.
- The government will encourage OPG and Hydro One to explore new business lines and opportunities inside and outside Ontario. These opportunities will help leverage existing areas of expertise and grow revenues for the benefit of Ontarians.
- The Distribution Sector Review Panel, which delivered its report in late 2012, identified the potential for significant savings among the province's Local Distribution Companies (LDCs). The government expects that LDCs will pursue innovative partnerships and transformative initiatives that will result in electricity ratepayer savings.
- The government will look closely at key features of the OEB's new regulatory framework for LDCs such as the Scorecard, which will report annually on key LDC performance metrics, to develop further distribution sector policy options.

Enhanced Regional Planning

- The government will implement the IESO and the OPA recommendations for regional planning and the siting of large energy infrastructure.
- The ministry, the IESO and the OPA will work with municipal partners to ensure early and meaningful involvement in energy planning.
- Municipalities and Aboriginal communities will be encouraged to develop their own community-level energy plans to identify conservation opportunities and infrastructure priorities. The Municipal Energy Plan Program and the Aboriginal Community Energy Plan Program will support these efforts.

- Regional plans will promote the principle of Conservation First while also considering other cost-effective solutions such as new supply, transmission and distribution investments.

Transmission Enhancements

- Hydro One will be expected to begin planning for a new Northwest Bulk Transmission Line to increase supply and reliability to the area west of Thunder Bay. The area faces growth in demand, some of which is beyond what today's system can supply. Hydro One and Infrastructure Ontario will be expected to work together to explore ways to ensure cost-effective procurement related to the line.
- Connecting remote northwestern First Nation communities is a priority for Ontario. Ontario will continue to work with the federal government to connect remote First Nation communities to the electricity grid or explore on-site alternatives for the few remaining communities where there may be more cost-effective solutions to reduce diesel use.
- All regions of the province can expect timely local transmission enhancements as needs emerge. Upgrades and investments will meet system goals, such as maintaining or improving reliability or providing the infrastructure necessary to support growth.

Aboriginal Engagement

- The government understands the importance of First Nation and Métis participation in the development of energy and conservation projects. The government will continue to review participation programs to ensure they provide opportunities for First Nation and Métis communities.
- Ontario will launch an Aboriginal Transmission Fund in early 2014 to facilitate First Nation and Métis participation in transmission projects.
- The province expects that companies looking to develop new transmission lines will, in addition to fulfilling consultation obligations, involve potentially affected First Nation and Métis communities, where commercially feasible and where there is an interest.

- The government will continue to encourage Aboriginal participation, including through the FIT program and future large renewable energy procurements, in a way that reflects the unique circumstances of the First Nation and Métis communities.

Energy Innovation

- Ontario's energy sector is an innovation leader. The government will seek to expand the Smart Grid Fund and build on previous success. The Smart Grid Fund has created more than 600 jobs and supported 11 projects developing innovative technologies.
- The government intends to initiate work, on a priority basis, to address regulatory barriers that limit the ability of energy storage technologies to compete in Ontario's electricity market.
- By the end of 2014, the government will include storage technologies in our procurement process, starting with 50 MW and assessing additional engagement on an ongoing basis.
- The new competitive procurement process for renewable energy projects larger than 500 kW will also provide an opportunity to consider proposals that integrate energy storage with renewable energy generation.

Oil and Natural Gas

- Ontario relies on oil and natural gas to support basic needs such as heat and transportation. These fuels are also essential to Ontario's economy and quality of life.
- The government will work with gas distributors and municipalities to pursue options to expand natural gas infrastructure to service more communities in rural and northern Ontario.
- Ontario has adopted principles it will use to review large scale pipeline projects to ensure that they meet the highest environmental and safety standards as well as benefit Ontario's economy.

Figure 17: Interconnections with Other Jurisdictions

ONTARIO-MANITOBA		
	Into Ontario	Out of Ontario
Summer	288 MW	288 MW
Winter	300 MW	300 MW

↔ Manitoba

ONTARIO-MINNESOTA		
	Into Ontario	Out of Ontario
Summer/Winter	100 MW	150 MW

↔ Minnesota

Each table shows how much energy can flow into and out of Ontario at each interconnection. This capability changes according to season, reflecting the impact that weather can have on the amount of electricity that can flow across the lines. There are also differences in flows into and out of Ontario, which depend on system configurations and conditions. Note the Ontario coincident import/export capability is not necessarily the arithmetic sum of the individual flow limits.

ONTARIO-MICHIGAN		
	Into Ontario	Out of Ontario
Summer	1,550 MW	1,700 MW
Winter	1,550 MW	1,750 MW

↔ Michigan

Source: Independent Electricity System Operator

ONTARIO-QUEBEC		
	Into Ontario	Out of Ontario
North		
Summer	65 MW	95 MW
Winter	85 MW	110 MW
South (Ottawa)		
Summer	1,910 MW	1,570 MW
Winter	1,910 MW	1,590 MW
South (East)		
Summer/Winter	800 MW	470 MW



ONTARIO-NEW YORK		
	Into Ontario	Out of Ontario
St. Lawrence		
Summer/Winter	300 MW	300 MW
Niagara		
Summer	1,500 MW	1,500 MW
Winter	1,570 MW	2,090 MW

Solar PV systems produce most of their power during the afternoon, which helps us meet summer peak electricity demand from air conditioning systems. This peak shaving helps our grid operate more effectively, and reduce the use of fossil fuel electricity generation on hot, smoggy days. When solar PV systems are located on rooftops that are close to electricity users, this reduces the need for the grid to transport electricity long distances, and may help offset future requirements for grid upgrades.

The cost of solar PV systems has previously been affected by high material costs. New innovations and global market expansion are helping to substantially reduce the cost of these systems. Since the FIT and microFIT programs were launched in 2009, Ontario has seen a reduction in the average costs for new solar PV systems - of at least 40% - and the industry aspires to reach grid parity.

Reductions in costs and the ability to deploy solar energy systems close to the customer also offer the opportunity to expand and enhance net metering, where homeowners use solar-generated power to offset their own electricity needs. Ontario will examine the potential for the microFIT program to evolve from a generation purchasing program to a net metering program.

In addition, homes and businesses can use solar thermal systems to heat water and supplement their space heating needs.

Bioenergy

Energy from organic material is another key clean and renewable resource. Currently, there are almost 300 MW of bioenergy generation capacity online in Ontario, including biomass, biogas and landfill gas systems.

SUMMARY OF APPLICATION

OVERVIEW AND CONTEXT

This is an application for an order or orders of the Ontario Energy Board (“OEB”) approving payment amounts for OPG’s prescribed hydroelectric and nuclear generating facilities effective January 1, 2014, based on a January 1, 2014 – December 31, 2015 test period.

The revenue requirement requested in this application is based on forecast costs from January 1, 2014 through December 31, 2015. The basis for the application can be found in Ontario Regulation 53/05 and section 78.1 of the *Ontario Energy Board Act, 1998* (the “Act”)

OPG’s prescribed generating facilities consist of both hydroelectric generating stations and nuclear generating stations, all of which participate in the IESO - administered electricity market in accordance with the Ontario Market Rules. The regulated facilities, which are the subject of this Application, consist of two nuclear generating stations with a total capacity of 6,606 MW and 54 hydroelectric generating stations (the regulated hydroelectric facilities) with a total capacity of 6,422 MW for a combined regulated generating capacity of 13,028 MW. The 54 hydroelectric stations include six stations that were prescribed in 2005 (the “previously regulated facilities”) and 48 stations (the “newly regulated facilities”) that will be prescribed in 2013.¹ Further detail on the prescribed facilities is provided in Ex. A1-4-2 and Ex. A1-4-3.

SUMMARY

In its Decision and Order in EB-2010-0008, the OEB encouraged the participating parties to focus their attention in future applications on the highest priority issues (page 7). Accordingly, OPG has crafted its application in such a way as to highlight what it considers to be the highest priority issues. A description of these issues is set out below for easy reference.

¹ The expected effective date for regulation of these facilities is July 1, 2014.

Filed: 2013-09-27
EB-2012-0321
Exhibit A1
Tab 3
Schedule 1
Page 2 of 8

1 In September 2013, the Province posted for public comment an amendment to Ontario
2 Regulation 53/05 that seeks to include all of OPG's previously unregulated and non-
3 contracted hydroelectric generation facilities within the OEB's regulatory jurisdiction for
4 setting payment amounts. The proposed amendment would result in the same regulatory
5 treatments for the newly regulated hydroelectric assets as exists for the previously regulated
6 hydroelectric assets. Accordingly, OPG has included a full discussion of those 48 facilities in
7 this application, keeping them distinct from the previously regulated hydroelectric facilities.
8 The material supporting their payments amounts follows the same filing guidelines for the
9 test period as the previously regulated hydroelectric and nuclear facilities.

10
11 Cost control features prominently in OPG's business planning and this application. OPG's
12 evidence demonstrates the significant cost control that the company has successfully
13 undertaken over the past few years. Through the use of benchmarking, OPG has initiated
14 activities to continue controlling cost and improving performance at its nuclear facilities in the
15 test period and beyond as discussed in Ex. F2-1-1 OPG's hydroelectric facilities continue to
16 benchmark well overall on both cost and performance as discussed in Ex. F1-1-1 OPG
17 proposes to continue the reinvestment and OM&A expenditures necessary to maintain
18 performance.

20 **Business Transformation**

21 Consistent with this cost control approach, OPG has initiated a Business Transformation
22 ("BT") initiative, to support the alignment of OPG's costs with its declining generation
23 capacity and OPG's mission to be Ontario's low cost generator of choice. Under BT, OPG
24 will use attrition to reduce its year-end 2015 headcount by 2,000 employees with the
25 potential for further reductions in later years. This decreased headcount is expected to
26 reduce OPG's OM&A by \$700M between 2011 and 2015.² Additional information on BT can
27 be found at Ex. A4-1-1

² Approximately 1,300 staff and \$550M are attributable to regulated operations.

1 **Niagara Tunnel Project**

2 The Niagara Tunnel began operation on March 9, 2013. The Niagara Tunnel Project (“NTP”)
3 was an extremely large, complex and challenging construction project that OPG completed
4 safely and cost effectively given the conditions encountered. The emissions free electricity
5 produced from the water flowing through the NTP will benefit the people of Ontario into the
6 next century. Information contained within Ex. D1-2-1 will support the inclusion of the
7 approximately \$1,500M of costs associated with the NTP into regulated hydroelectric rate
8 base.

9

10 **Darlington Refurbishment Project**

11 The continuation of the definition phase of the Darlington Refurbishment Project (“DRP”) will
12 allow OPG to develop release-quality estimates for the cost and scope of activities necessary
13 to allow Darlington to operate for an additional 30 years. Included as part of this application is
14 a request for a finding that the commercial and contracting strategies used by OPG in
15 respect of the DRP are reasonable, a request for approval of the proposed test period capital
16 (\$837.4M in 2014 and \$631.8M in 2015) and OM&A expenditures (\$19.6M in 2014 and
17 \$18.2M in 2015), and a request for approval of in-service additions to rate base (\$5.0M in
18 2012, \$104.2M in 2013, \$18.7M in 2014, and \$209.4M in 2015). The Darlington
19 Refurbishment Project is discussed in Ex. D2-2-1.

20

21 **Deferral and Variance Accounts**

22 OPG proposes to clear the audited, year-end 2013 balances only for those accounts where
23 review was deferred to a future proceeding in EB-2012-0002. These are: 1) Hydroelectric
24 Incentive Mechanism Variance Account, 2) Hydroelectric Surplus Baseload Generation
25 Variance Account, 3) Capacity Refurbishment Variance and the 4) Nuclear Development
26 Variance Accounts. Details regarding proposed account clearance and riders are presented
27 in Ex. H1-2-1, and details regarding the continuation of accounts are found in Ex. H1-3-1.
28 OPG intends to seek review and clearance of the audited year-end December 31, 2014
29 balances in all of its deferral and variance accounts through a separate application to be filed
30 in 2014.

31

Filed: 2013-09-27
EB-2012-0321
Exhibit A1
Tab 3
Schedule 1
Page 4 of 8

1 **PROPOSED PAYMENT AMOUNTS AND RIDERS**

2 OPG is requesting that the OEB establish payment amounts of \$44.20 per MWh for the
3 previously regulated hydroelectric generation facilities and \$66.99 per MWh for the nuclear
4 generation facilities effective January 1, 2014, and \$47.08 per MWh for the newly regulated
5 hydroelectric generation facilities effective July 1, 2014.

6

7 In addition, OPG is requesting test period payment riders for the previously regulated
8 hydroelectric and nuclear production to be derived as described in Ex. H1-2-1, to amortize
9 the audited balances of the four deferral and variance accounts set out above as of
10 December 31, 2013 as described in Ex. H1-1-2. The forecast combined effect of the new
11 payment amounts and the payment riders, inclusive of the impact of regulating the previously
12 unregulated and non-contracted hydroelectric stations, is an average increase of \$5.36 on
13 the monthly bill of a typical residential customer bill as described in Ex. I1-1-2.

14

15 These higher payment amounts for the previously regulated hydroelectric and nuclear
16 facilities arise from total test period deficiencies of \$330.8M and \$1,511.2M, respectively.
17 These are significant increases required to address significant deficiencies. Notwithstanding
18 these increases, OPG remains the low-cost electricity provider in the province, delivering
19 value and operating in the interest of Ontario.

20

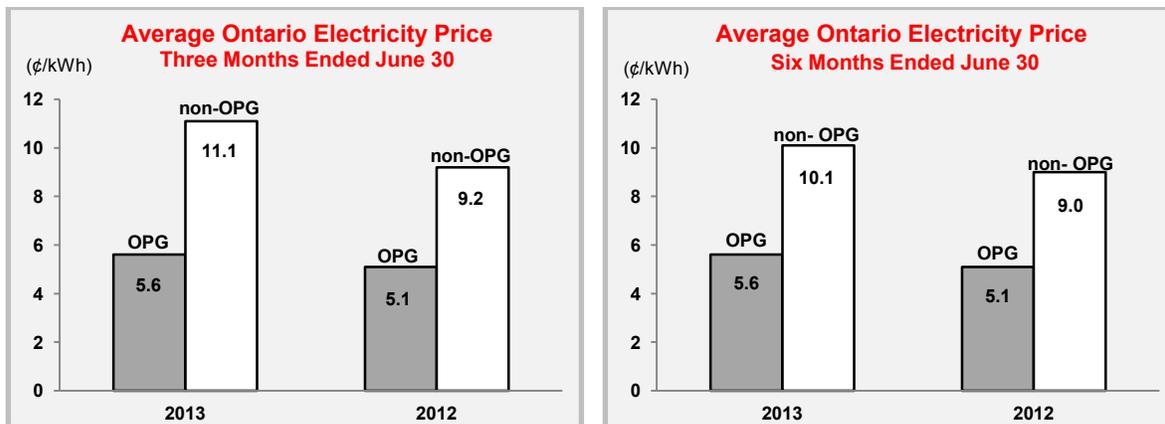
21 It is important to consider OPG's payment amounts within the context of the greater Ontario
22 electricity industry as a whole. For the first six months of 2013, OPG's average revenue³ was
23 5.6 cents per kilowatt hour, whereas the average revenue for all other electricity generators⁴
24 was 10.1 cents per kilowatt hour. For the three months ending June 30, 2013, the 10.1 figure
25 jumps to 11.1 cents per kilowatt hour, while OPG's average revenue stays at 5.6 cents per
26 kilowatt hour. OPG provides a moderating effect on Ontario electricity prices. Further, when
27 one considers that OPG has not had an increase in its base payment amounts for its

³ Average revenue for OPG is comprised of regulated revenues, market based revenues, and other energy revenues primarily from agreements for the Nanticoke, Lambton and Lennox generating stations, and revenue from hydroelectric Energy Supply Agreements.

⁴ Revenues for other electricity generators are calculated as the sum of hourly Ontario demand multiplied by the HOEP, plus total global adjustment payments, plus the sum of hourly net exports multiplied by the HOEP, less OPG's generation revenue.

1 regulated assets since April 1, 2008, the need for the proposed increases becomes clearer.

2
 3 **Comparison of OPG and Non-OPG Average Electricity Prices⁵**
 4



5
 6
 7 **Drivers of Deficiency**

8 The increases in the base payment amounts for the previously regulated hydroelectric
 9 facilities and the nuclear facilities are largely driven by three main elements: an increase in
 10 pension and OPEB costs relative to what is included in current rates; higher costs relating to
 11 nuclear liabilities as a result of the ONFA Reference Plan approved in 2012; and the
 12 inclusion of the Niagara Tunnel in rate base.

13
 14 In two of the three areas listed above (pension and OPEB and nuclear liabilities) much of the
 15 cost increase is caused by exogenous circumstances. Discount rates are a significant driver
 16 of these costs – rates that are market driven and, as such, impossible for OPG to control.
 17 The inclusion of the Niagara Tunnel Project within hydroelectric rate base increases
 18 depreciation expense and results in an increased cost of capital within the revenue
 19 requirement in exchange for the benefits it will provide for at least the next 90 years.
 20 Additional details on drivers of deficiency are provided in Ex. A1-3-2.

21

⁵ Source: OPG Q2, 2013 Management's Discussion and Analysis (MD&A)