

LA CENTRALE NUCLÉAIRE GENTILLY-2

SOMMAIRE

La centrale nucléaire de Gentilly-2 a été mise en service en octobre 1983. La conception initiale de la centrale prévoyait une vie utile de 30 ans, liée au vieillissement prévisible de plusieurs composantes majeures de l'installation. Le permis d'exploitation de Gentilly-2, auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN), exige aujourd'hui l'arrêt de la centrale à la fin 2012. Aucun prolongement n'est possible sans réfection majeure de la centrale.

Au début de la décennie 2000, Hydro-Québec a lancé les études d'avant-projet pour déterminer s'il était possible et avantageux de procéder à la réfection de la centrale pour lui donner un second cycle d'exploitation de 30 ans.

Au terme de ces études d'avant-projet, Hydro-Québec annonçait en août 2008 son intention de procéder à la réfection de Gentilly-2. Un deuxième cycle d'exploitation pour la centrale devait coûter 3,5 G\$ en plus des coûts d'opération. La réfection était estimée à 1,9 milliard de \$, ce qui donnait une production d'énergie à 8,6 ¢ le kWh lorsque l'on tient compte de l'investissement requis et de l'ensemble des coûts futurs de 1,6 milliard de \$ liés au combustible irradié et au démantèlement de la centrale à long terme. Sur une base différentielle, par rapport à l'ensemble des coûts associés à l'alternative d'une fermeture à court terme, la réfection donnait de l'électricité à 7,2 ¢ le kWh. Le contexte de marché pour l'électricité était favorable, avec des prix d'électricité à plus de 8 ¢US le kWh, portés par les prix du gaz naturel à cette époque, et l'anticipation de hausses dans le futur. Le projet était alors justifié au plan financier pour Hydro-Québec.

Plusieurs facteurs ont conduit au report du projet par la suite. Les problèmes majeurs rencontrés par Énergie Atomique du Canada Ltée (EACL) dans l'exécution des projets de réfection de centrales similaires à Gentilly-2 au Nouveau-Brunswick et en Corée du Sud, et la décision du gouvernement fédéral de se départir de EACL annoncée en 2009, avec l'incertitude que cette décision créait, ont imposé ces reports. Les incidents nucléaires de Fukushima au Japon se sont ajoutés en 2011. La cadence de la préparation du projet de réfection a ainsi été ralentie.

Le retour d'expérience des projets en Corée du Sud et au Nouveau-Brunswick permet maintenant de confirmer le cycle complet d'un projet de réfection d'une centrale nucléaire comme Gentilly-2. Il en ressort qu'un deuxième cycle de vie pour la centrale coûterait 6,3 G\$ en plus des coûts d'opération. Le coût de la réfection de Gentilly-2 serait de 4,3 milliards de \$, pour une réfection qui serait réalisée de janvier 2014 à septembre 2016. Un tel investissement donnerait une production d'énergie à 12,3 ¢ le kWh lorsque l'on tient compte de l'investissement requis et de l'ensemble des coûts futurs de 2 milliards de \$ liés au combustible irradié et au démantèlement de la centrale à long terme. Sur une base différentielle, par rapport à l'ensemble des coûts associés à l'alternative d'une fermeture à court terme, la réfection donnerait de l'électricité à 9,7 ¢ le kWh à compter de 2017. Si l'on exclut les 965 millions de \$ dépensés à ce jour, le projet de réfection nécessiterait aujourd'hui un engagement financier supplémentaire de près de 3,4 milliards de \$, ce qui donne une production à 10,8 ¢ le kWh, ou 8,3 ¢ le kWh sur une base différentielle par rapport aux coûts d'une fermeture en 2012. Le projet est donc devenu plus coûteux.

Le contexte de marché a également changé depuis 2008. Les revenus qu'Hydro-Québec pourrait tirer de l'énergie produite à Gentilly-2 seraient de l'ordre de 4 ¢ le kWh en 2017, compte tenu de la baisse spectaculaire du prix du gaz naturel et de l'électricité, associée à la production de gaz de schiste aux États-Unis principalement. De fait, compte tenu du volume total des exportations d'Hydro-Québec à moyen terme, la fermeture de Gentilly-2 se traduit surtout par une réduction des exportations d'Hydro-Québec durant les heures creuses quotidiennes et les périodes hors des pointes de consommation saisonnières dans les marchés hors Québec, d'où les revenus d'exportation de 4 ¢ le kWh. Par ailleurs, le marché du Québec est en situation de surplus d'électricité sur l'horizon de la présente décennie.

L'augmentation des coûts du projet, combinée à la baisse des revenus accessibles dans les marchés, conduit à la conclusion que **le projet n'est plus justifié au plan financier pour Hydro-Québec**. Le sommaire de l'analyse financière est présenté au tableau qui suit.

Sommaire de l'analyse financière

CENTRALE NUCLÉAIRE GENTILLY-2	Analyse 2008 RÉFECTION (\$ 2008)	Analyse 2012 (\$ 2012)		
		RÉFECTION Coût total	RÉFECTION Coût futur seulement	FERMETURE
Arrêt de la centrale	Mars 2011	Décembre 2012	Décembre 2012	Décembre 2012
Début de la réfection	Mars 2011	Janvier 2014	Janvier 2014	-
Mise en service	Novembre 2012	Septembre 2016	Septembre 2016	-
Coût prévu de la réfection	1,9 G\$	4,3 G\$	3,4 G\$	-
Coût de la fermeture	1,6 G\$	2,0 G\$	2,0 G\$	1,8 G\$
COÛTS TOTAUX	3,5 G\$	6,3 G\$	5,4 G\$	1,8 G\$
Prix de revient total de la réfection (¢2012/kWh)	8,6	12,3	10,8	-
Prix de revient différentiel de la réfection (¢2012/kWh)	7,2	9,7	8,3	-

La fermeture de Gentilly-2 à la fin 2012 coûtera 1,8 milliard de \$, étalés sur plus de 50 ans. Cette fermeture à court terme conduit à de meilleurs résultats financiers pour Hydro-Québec dans le futur, par rapport au scénario d'une réfection de la centrale. Ainsi, le bénéfice net annuel de l'entreprise sera supérieur d'environ 215 millions de \$ à compter de 2017 et pour les années subséquentes, par rapport au niveau qu'il aurait atteint dans le cas d'une réfection. Cette différence correspond à l'écart entre le prix de revient différentiel de 8,3 ¢/kWh de la réfection et le revenu marginal d'exportation de l'ordre de 4 ¢ le kWh. Cet écart de 4,3 ¢ le kWh, qui variera peu dans le temps, multiplié par le volume de production annuelle de 5 milliards de kWh de Gentilly-2, donne 215 millions de \$ par année. Dit autrement, la réfection amputerait les résultats annuels d'Hydro-Québec de 215 millions de \$ en 2017 et pour les années subséquentes.

L'ensemble des coûts de fermeture de la centrale de Gentilly-2 sont pris en compte dans cette analyse, incluant les coûts associés à l'évacuation du combustible irradié vers un site d'entreposage définitif et les coûts de démantèlement complet de la centrale dans plusieurs décennies. La fermeture à court terme présente un avantage important au chapitre des coûts futurs pour la disposition du combustible irradié de la centrale, puisque le volume sera réduit de moitié par rapport au scénario d'une réfection et d'une opération prolongée de près de 30 ans. Il en résulte des risques et coûts futurs réduits.

La fermeture de Gentilly-2 affectera l'emploi des quelques 736 travailleurs permanents et temporaires qui œuvrent présentement à la centrale. Hydro-Québec mettra en place un plan de relocalisation graduelle du personnel permanent, en fonction des effectifs requis à la centrale durant toute la phase de préparation de la centrale, qui précède la période de dormance de plusieurs décennies, le démantèlement final et la remise en état du site. Toutes les conventions collectives et les exigences des normes du travail seront respectées. Les employés syndiqués non requis à la centrale continueront d'être rémunérés le temps de leur relocalisation.

Par ailleurs, la fermeture de Gentilly-2 **n'a aucun effet sur les tarifs d'électricité pour les consommateurs au Québec.** Elle n'affecte pas les obligations de l'entreprise en faveur des consommateurs en ce qui concerne le bloc d'approvisionnement patrimonial de 165 milliards de kWh à 2,79 ¢ le kWh.

La fermeture définitive de la centrale de Gentilly-2 à la fin 2012 est aujourd'hui nettement plus avantageuse pour Hydro-Québec et l'entreprise en fait la recommandation à son actionnaire le gouvernement du Québec.

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES.....	iv
LISTE DES TABLEAUX.....	vi
LISTE DES FIGURES.....	vii
LISTE DES ANNEXES.....	viii
1. MISE EN CONTEXTE.....	1
2. ANALYSE D'UN SCÉNARIO DE RÉFECTION.....	3
2.1 LES TRAVAUX DE RÉFECTION.....	3
2.2 LE REPORT DU PROJET.....	5
2.3 RETOUR D'EXPÉRIENCE.....	6
2.3.1 Retour d'expérience de Point Lepreau.....	7
2.3.2 Retour d'expérience de Wolsong.....	8
2.3.3 Intégration des apprentissages de Wolsong au projet de réfection de Gentilly-2.....	9
2.4 ÉCHÉANCIER DU PROJET.....	10
2.5 ÉVALUATION DU COÛT DU PROJET.....	14
2.5.1 Réfection.....	14
2.5.2 Exploitation de la centrale.....	22
2.5.3 Activités post exploitation.....	23
2.6 PRIX DE REVIENT DU PROJET DE RÉFECTION.....	25
3. ANALYSE D'UN SCÉNARIO DE FERMETURE.....	27
3.1 PLANIFICATION DES ACTIVITÉS DE DÉCLASSEMENT, DE DÉMANTÈLEMENT ET D'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE.....	27
3.2 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE FERMETURE.....	28
3.2.1 Préparation à la dormance.....	28
3.2.2 Dormance.....	29
3.2.3 Préparation et démantèlement.....	30
3.2.4 Remise en état du site.....	30

3.3	COÛT DE LA FERMETURE.....	31
3.3.1	<i>Projets d'investissement et charges d'exploitation</i>	32
3.3.2	<i>Coûts de dormance, de démantèlement et de remise en état du site</i>	32
3.3.3	<i>Coûts de l'évacuation du combustible irradié</i>	33
3.3.4	<i>Coût total de fermeture</i>	34
3.4	IMPACTS RELIÉS AUX EMPLOIS DE LA CENTRALE.....	34
4.	ANALYSE FINANCIÈRE DES SCÉNARIOS.....	36

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1	DURÉES DÉTAILLÉES DE RÉALISATION DES RÉFECTIONS DE RÉACTEURS CANDU 6.....	11
TABLEAU 2	COÛT DES TRAVAUX DE RÉFECTION PAR LOT	14
TABLEAU 3	ÉCART DES COÛTS DE L'ESTIMÉ 2008 ET 2012.....	19
TABLEAU 4	DURÉES ET COÛTS DES PRINCIPALES ACTIVITÉS POST EXPLOITATION.....	24
TABLEAU 5	COMPARAISON DES PRINCIPAUX PARAMÈTRES FINANCIERS ET DES RÉSULTATS DE L'ANALYSE FINANCIÈRE.....	26
TABLEAU 6	EXPLICATION DE L'ÉCART DU PRIX DE REVIENT DIFFÉRENTIEL 2008 ET 2012 ..	27
TABLEAU 7	DURÉES ET COÛTS DES PRINCIPALES ACTIVITÉS POST EXPLOITATION.....	33
TABLEAU 8	COÛTS TOTAUX DE LA FERMETURE DE LA CENTRALE EN 2012 ET EN 2043.....	34
TABLEAU 9	NOMBRE DE RESSOURCES REQUISES POUR L'EXÉCUTION DES DEUX PREMIÈRES PHASES DES TRAVAUX DE FERMETURE.....	34

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1	ÉCHÉANCIERS – PROJETS DE RÉFECTION DE RÉACTEURS CANDU 6	7
FIGURE 2	INTÉGRATION DES APPRENTISSAGES.....	10
FIGURE 3	ÉCHÉANCIER DES TRAVAUX DE FERMETURE	28
FIGURE 4	COÛTS D’UN SCÉNARIO DE FERMETURE EN 2012.....	33
FIGURE 5	PLAN DE MAIN-D’ŒUVRE / GENTILLY-2.....	35

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1	ÉCHÉANCIERS – PROJETS DE RÉFECTION DE RÉACTEURS CANDU 6	A-1
ANNEXE 2	INTÉGRATION DES APPRENTISSAGES.....	A-2
ANNEXE 3	MÉTHODE D'ANALYSE FINANCIÈRE	A-3
ANNEXE 4	GESTION DES DÉCHETS	A-13
ANNEXE 5	ÉTAPES DU PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE ET OCTROI DU PERMIS DE DÉCLASSEMENT	A-19
ANNEXE 6	DESCRIPTION SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE DÉCLASSEMENT, DE DÉMANTÈLEMENT ET D'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE	A-25
ANNEXE 7	ÉCHÉANCIER DES TRAVAUX DE FERMETURE	A-26
ANNEXE 8	COÛTS D'UN SCÉNARIO DE FERMETURE EN 2012.....	A-27

1. MISE EN CONTEXTE

La centrale nucléaire de Gentilly-2, d'une puissance de 675 MW, a été mise en service en octobre 1983.

La conception initiale de la centrale prévoyait que les tubes de force du réacteur auraient une vie utile de 30 ans, soit jusque vers 2013, selon un facteur d'utilisation moyen de 80 %. Cette fin de vie utile, liée à la conception même de l'installation nucléaire, a été envisagée par Hydro-Québec dès le début de la décennie 2000, pour donner lieu à l'avant-projet de réfection de la centrale. L'avant-projet visait essentiellement à déterminer s'il était avantageux de prolonger l'usage de cette installation en y ajoutant un second cycle de vie, pour poursuivre l'exploitation de la centrale de Gentilly-2 de manière sûre et sécuritaire, en conformité avec les exigences réglementaires nucléaires.

L'exploitation commerciale d'une centrale nucléaire est en effet très réglementée et étroitement surveillée. Au Canada, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) assume ce mandat de surveillance rapprochée. Elle délivre notamment les permis d'exploitation et les renouvellements de permis, après consultation publique. Ses audits de centrales sont multiples, pluriannuels et publics. Des inspecteurs de la Commission sont d'ailleurs basés en permanence dans chacune des centrales. Les normes et les standards nucléaires évoluent en fonction de la R&D, des événements et de l'amélioration des connaissances et des technologies. Y contribuent également l'analyse commune des façons de faire et le partage des retours d'expérience entre exploitants de centrales nucléaires. Il en va de même pour les exigences réglementaires de la CCSN qui intègrent ces nouvelles pratiques dans des guides et documents d'applications en plus de les inscrire de manière spécifique au permis de l'exploitant.

Le milieu nucléaire canadien est en transition. Le gouvernement fédéral a engagé à la fin de juin 2011, la privatisation partielle de la société Énergie atomique du Canada (EACL). La cession définitive de la division des réacteurs commerciaux d'EACL a eu lieu à l'automne 2011 et le nouvel acquéreur, le groupe SNC-Lavalin s'est vu aussi confier en sous-traitance, par le biais de sa filiale CANDU Energy, la tâche de mener à bien les réfections en cours dont celle de la centrale de Point Lepreau au Nouveau-Brunswick, dont les retards sur l'échéancier des travaux sont d'environ 4 ans. Des retards ont également été enregistrés, à un degré moindre toutefois, pour la réfection de la centrale de Wolsong 1 en Corée du Sud. Les travaux de réfection de cette centrale sont maintenant complétés, grâce notamment à la contribution de l'équipe de l'opérateur nucléaire coréen. Le cycle réel complet d'une réfection de centrale de type CANDU 6 impliquant EACL est donc établi.

En ce qui concerne Gentilly-2, Hydro-Québec annonçait en août 2008 son intention de procéder à la réfection de la centrale, alors prévue au printemps 2011. Hydro-Québec indiquait également qu'elle allait suivre de près les travaux en cours pour les autres projets de réfection de centrale CANDU 6 par EACL, de manière à intégrer le retour d'expérience de ces projets à son propre projet. Dans les faits, le

début des travaux à Gentilly-2 a dû être reporté d'une année et demie compte tenu des retards accumulés par EACL dans ses autres projets de réfections en cours et dans la préparation du projet de la réfection de Gentilly-2. Le report s'imposait également avec la décision du gouvernement fédéral de vendre EACL, annoncée en cours d'année 2009, et les délais liés à ce processus de vente.

La cadence de la préparation du projet de réfection de la centrale a donc été ralentie, notamment à compter de l'été 2010. Un certain nombre d'activités reliées à l'aménagement des installations temporaires et à la planification du travail ont été placées en attente. D'autres préparatifs ont été maintenus comme la poursuite de l'ingénierie détaillée et des études de sûreté pour un second cycle de vie de Gentilly-2, ce qui contribue à préciser l'envergure des travaux et l'estimation des coûts du projet.

De nouvelles exigences réglementaires et certaines révisions ont aussi été introduites depuis le début de l'avant-projet, tel que l'examen intégré de sûreté sur le prolongement de vie des centrales nucléaires.

Le scénario de réfection et le scénario de la fermeture de la centrale de Gentilly-2 sont présentés dans le présent document ainsi que les considérations techniques, réglementaires et financières, accompagnées des échéanciers respectifs de réalisation.

Il ressort de la comparaison de ces scénarios que la fermeture est préférable au niveau financier et donc recommandée par Hydro-Québec à son actionnaire le gouvernement du Québec.

2. ANALYSE D'UN SCÉNARIO DE RÉFECTION

Les études d'avant-projet pour la réfection de la centrale Gentilly-2 ont débuté en 2001. Une évaluation de l'état des principaux équipements de la centrale a été réalisée et la majorité des travaux majeurs requis pour prolonger la vie utile des installations ont été identifiés.

Un projet de réfection nécessitant un arrêt de production de 20 mois débutant en mars 2011 a été approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec en août 2008. Les activités d'ingénierie détaillée et d'approvisionnement ont alors débuté. Une équipe a aussi été détachée à la centrale de Point Lepreau pour participer et bénéficier de l'expérience de réfection en cours. Dès 2008, plusieurs problèmes d'exécution y ont été constatés au niveau des travaux confiés à Énergie atomique du Canada (EACL). La réfection de Wolsong 1 en Corée du Sud démarrait aussi en 2009. Plusieurs problèmes d'exécution y ont également été rencontrés par EACL.

À la lumière des informations disponibles, Hydro-Québec annonçait en août 2010 le report du démarrage des travaux de réfection à 2012. Elle demandait aussi à son équipe de projet de réviser sa planification en tenant compte d'une nouvelle date de début des travaux, soit novembre 2012.

Cette section présente un sommaire des travaux requis pour réaliser la réfection de la centrale nucléaire Gentilly-2. Elle traite du report du projet, du retour d'expérience des autres projets de réfection impliquant EACL et de l'échéancier de réalisation des travaux, maintenant estimé à 32 mois (excluant la période de remobilisation). Elle décrit l'augmentation des coûts du projet de Gentilly-2, qui résulte largement de l'échéancier révisé du projet et de l'augmentation de la force ouvrière et des infrastructures temporaires requises pour exécuter les travaux confiés au sous-traitant principal du projet, EACL. Elle établit le prix de revient différentiel de l'électricité pour le projet de réfection, en comparaison d'un scénario de fermeture de la centrale.

2.1 LES TRAVAUX DE RÉFECTION

Les principaux travaux du projet de réfection concernent :

- La réalisation d'études de sûreté : plusieurs études de sûreté ont déjà été réalisées en phase d'avant-projet afin de définir l'ensemble des travaux à accomplir pour l'obtention de l'autorisation de redémarrage de la centrale nucléaire suite à la réfection. Ces études, diverses et complexes, constituent la base documentaire principale du processus réglementaire tels que définis par la Commission Canadienne de Sûreté Nucléaire (CCSN) dans ses documents d'exigences. Ces études visent également à préciser certains contenus du projet. Plus de 140 rapports seront complétés d'ici 2012. Tous sont des rapports additionnels exigés pour se conformer à la nouvelle réglementation de la CCSN sur la prolongation de la durée de

vie des centrales nucléaires, la RD-360. Plusieurs firmes externes contribuent à la réalisation de ces études.

- La réfection du réacteur (incluant les systèmes du réacteur, modérateur et auxiliaires, et système de caloporteur) : le réacteur a été conçu pour une période d'exploitation de 30 ans. Plusieurs de ses composantes, altérées par l'influence de la chaleur et des radiations, devront être remplacées. Ces travaux de retubage représentent l'activité la plus importante du projet et sont prévus être réalisés par EACL. Ils requièrent une forte expertise et l'utilisation d'outils robotisés de façon à extraire les anciennes composantes et installer les nouvelles en limitant l'exposition des travailleurs aux champs de radiation.
- La réfection du turbo-alternateur : la condition générale du groupe turbo-alternateur nécessite une réfection majeure pour lui permettre un second cycle de vie. Il est prévu de remplacer les rotors haute et basse pression, les systèmes de contrôle, de réhabiliter le rotor de l'alternateur et de remplacer certains systèmes auxiliaires. D'autres travaux seront aussi effectués en périphérie du turbo-alternateur soit le remplacement des séparateurs surchauffeurs et des vannes de dérivation ainsi que le retubage du condenseur.
- Le remplacement des ordinateurs de contrôle des procédés de la centrale : les principaux travaux sont le remplacement du système des ordinateurs de commande et des périphériques associés ainsi que le remplacement de l'ordinateur d'essai et du module de surveillance. Des travaux complémentaires sont aussi requis en ingénierie et programmation pour mettre à niveau les applications logicielles, le simulateur et la documentation technique.
- L'agrandissement des installations de stockage des déchets radioactifs (IGDRS) : ces installations sont requises afin d'entreposer les déchets provenant de la réfection.
- La réfection ou la modification de divers systèmes auxiliaires mécaniques et électriques de nature nucléaire ou conventionnelle : ces travaux sont nécessaires pour maintenir une opération sécuritaire et fiable de la centrale pour le prochain cycle de vie. Ils visent notamment :
 - La réfection de systèmes pour répondre à de nouvelles exigences réglementaires en matière de sûreté des installations;
 - Des travaux préventifs ayant trait à l'intégrité du bâtiment du réacteur;
 - Des travaux liés aux normes de qualification environnementale;
 - Des travaux préalables à l'arrêt de la centrale et par la suite à sa mise en service.

À ces travaux s'ajoutent plusieurs activités de soutien et de logistique nécessaires en raison de l'envergure du chantier qui mobilise, sur le site restreint de la

centrale, près de 1 400 travailleurs auxquels s'ajoutent les employés de la centrale.

Enfin, le projet de réfection nécessite la construction de plusieurs infrastructures temporaires, requises pour la période des travaux. En tenant compte des évaluations réalisées sur les chantiers similaires, ces installations sont de plus grande importance que celles initialement envisagées, étant donné la nature particulière du chantier. L'organisation du travail sera de quatre équipes de construction avec un horaire 24 heures sur 24, générant un nombre supérieur de travailleurs sur le chantier par rapport à ce qui était initialement anticipé.

La portée des travaux résulte d'une connaissance plus précise des activités à réaliser qu'en 2008, ayant profité de nombreux balisages avec les projets de réfection au Nouveau-Brunswick et en Corée du Sud. De plus, en date de septembre 2012, le contenu du projet s'appuie sur un avancement de près de 65% de l'ingénierie détaillée.

2.2 LE REPORT DU PROJET

En mai 2009, près d'un an après l'annonce du projet de Gentilly-2, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de restructurer EACL. Hydro-Québec a alors reçu une correspondance de la ministre des Ressources naturelles du Canada à l'effet que l'appel d'intérêt sur la vente de la division des réacteurs commerciaux (« CANDU Inc. ») était sur le point d'être lancé. Il était également précisé que le gouvernement canadien veillerait à ce que tous les contrats actuels, y compris le projet de réfection de la centrale de Gentilly-2, soient respectés. L'incertitude qui a plané sur EACL de l'automne 2009 jusqu'à tout récemment, dans le cadre du processus de vente d'EACL par le gouvernement fédéral, a considérablement nui à la bonne conduite de la planification du projet.

De plus, en cours d'année 2010, la performance défailante d'EACL sur les projets de Point Lepreau et de Wolsong ainsi que les retards dans l'ingénierie d'EACL pour la réfection de Gentilly-2 devenaient préoccupants. Il devenait alors impératif pour Hydro-Québec:

- D'obtenir des assurances raisonnables que les problèmes rencontrés à Point Lepreau et à Wolsong étaient dorénavant maîtrisés et ne se reproduiraient pas à Gentilly-2.
- De faire en sorte que le personnel de maîtrise d'EACL ayant vécu ces situations termine leur assignation, soit disponible pour œuvrer sur le projet de Gentilly-2 et ce suffisamment de temps avant le début de l'arrêt pour assurer l'application des leçons apprises des projets de Point Lepreau et de Wolsong.
- D'obtenir d'EACL un plan de redressement qui reflèterait les leçons apprises des autres projets.

- D'assurer que le rythme appliqué par EACL à l'exécution des travaux d'ingénierie du projet de Gentilly-2 se corrige pour rencontrer les objectifs établis.

Pour ce faire, il allait de soi que le projet de Gentilly-2 devait être reporté, à la fois pour que ces conditions de base soient rencontrées par EACL, et pour que l'incertitude générale entourant EACL elle-même se résorbe durant ce temps.

C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec a annoncé, à l'été 2010, le report de 20 mois de la date de début de la réfection, de mars 2011 à novembre 2012.

Par ailleurs, le gouvernement fédéral a complété la restructuration d'EACL en cours d'année 2011. Le nouvel acquéreur est le Groupe SNC-Lavalin qui par le biais de sa filiale en propriété exclusive CANDU Energy, a pris possession des trois secteurs d'activité de la Division des réacteurs CANDU : services au parc existant, projet de prolongation de la durée de vie utile et construction de réacteurs.

2.3 RETOUR D'EXPÉRIENCE

Depuis l'approbation du projet en 2008, deux projets de réfection de réacteurs CANDU 6 similaires ont débuté à Point Lepreau et à Wolsong. Concurrément à l'avancement de la préparation du projet, l'ingénierie détaillée et les études de sûreté ont progressé en intégrant les retours d'expérience de ces projets, ce qui a permis de préciser la portée des travaux du projet de Gentilly-2, son coût et son échéancier.

Étant donné qu'aucun projet de réfection n'avait été réalisé à ce jour en 2008, Hydro-Québec avait précisé qu'un suivi des projets comparables serait effectué et que le retour d'expérience serait intégré au projet. Les principales activités reliées aux retours d'expérience sont présentées dans les pages qui suivent.

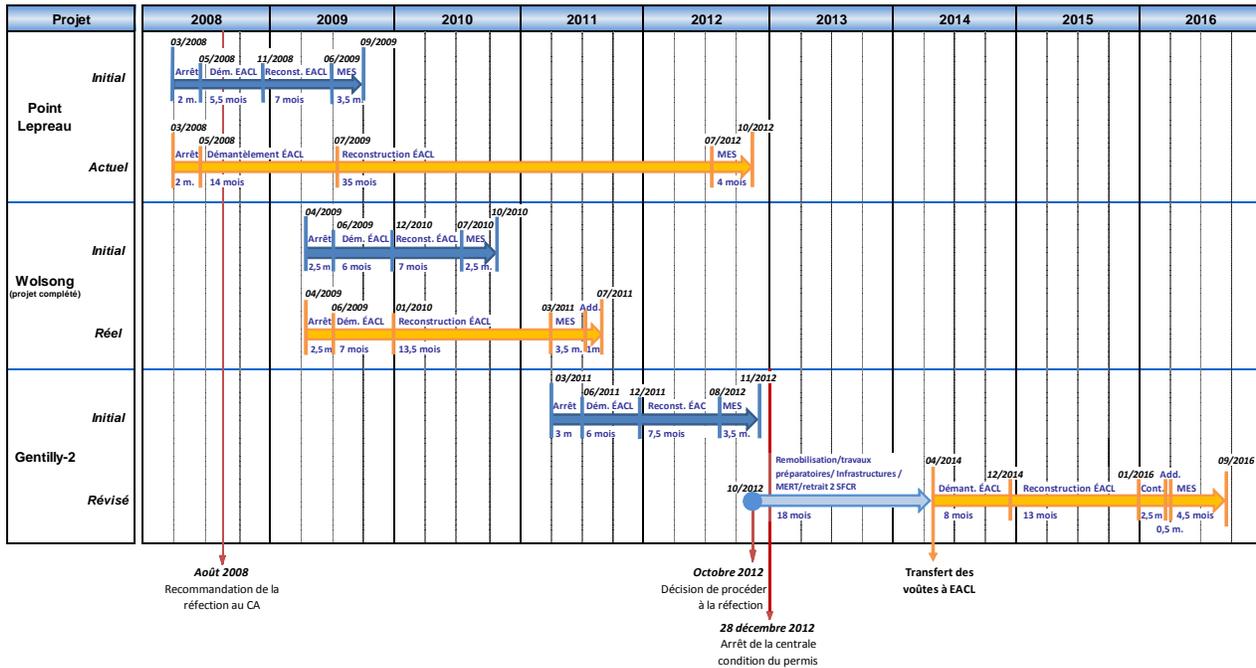
Des difficultés sont survenues lors de l'exécution des réfections à Point Lepreau et à Wolsong et les échéanciers prévus par EACL n'ont pu être respectés. Hydro-Québec a pu suivre activement l'avancement de ces projets et les mesures mises en place pour remédier aux multiples problématiques vécues et ainsi réévaluer l'étendue des travaux à réaliser, l'échéancier et les coûts sur des bases réelles avant d'entreprendre les travaux.

La durée totale de l'arrêt de la centrale pour procéder à la réfection devait initialement s'échelonner sur 20 mois. La durée de la réfection avait été déterminée selon les activités de mise à l'arrêt de la centrale, du démantèlement et de la reconstruction du réacteur (estimées et à être réalisées par EACL) et du retour en service de la centrale selon les exigences connues au printemps 2008 de la CCSN. La durée de ces travaux était similaire aux échéanciers prévus des projets de Point Lepreau et de Wolsong, lesquels impliquaient également EACL.

Le schéma qui suit présente les échéanciers initiaux ainsi que les échéanciers révisés des trois projets.

Figure 1 : Échéanciers – Projets de réfection de réacteurs CANDU 6

(Figure grand format à l'annexe 1)



2.3.1 RETOUR D'EXPÉRIENCE DE POINT LEPREAU

Hydro-Québec a pris entente avec Énergie Nouveau-Brunswick, l'exploitant de la centrale de Point Lepreau, pour partager leur expérience de réfection. À cet effet, du personnel d'Hydro-Québec a été assigné à Point Lepreau en décembre 2006 pour contribuer à la préparation de l'arrêt.

Cette assignation de personnel s'est poursuivie jusqu'à l'installation des tubes de calandre en juillet 2011. Afin d'acquérir le retour d'expérience d'une mise en service, l'assignation a repris en avril 2012. Les contacts établis avec Point Lepreau permettent de recevoir régulièrement des rapports d'avancement et un suivi étroit sur l'exécution technique, les difficultés rencontrées et les solutions identifiées.

À la phase mise en retrait des systèmes, les activités d'arrêt de la centrale se sont déroulées selon le plan prévu et le personnel d'Hydro-Québec en place a pu obtenir toute l'information nécessaire à l'élaboration de son propre plan d'exécution. Hydro-Québec a aussi obtenu l'ensemble des procédures de mise à l'arrêt et de mise en service développées par Point Lepreau, ce qui sera bénéfique pour le projet.

En mai 2008, Point Lepreau a transféré la responsabilité du chantier à EACL, afin de débiter la phase retubage à la date prévue. Cette phase comprend le démantèlement et la reconstruction du cœur du réacteur nucléaire. Dans les mois qui ont suivi, EACL a fait face à des problèmes d'exécution conséquents à des bris fréquents de l'outillage et à des difficultés de gestion du chantier. Ces difficultés ont fait passer la période de démantèlement du réacteur de 5,5 mois planifiés à 14 mois.

Les analyses des impacts potentiels des résultats de Point Lepreau sur le calendrier d'exécution de la réfection de Gentilly-2 ont été réalisées.

En juin 2009, il a été conjointement décidé, avec la direction d'EACL, d'analyser les différentes phases des travaux réalisés à Point Lepreau, identifier des solutions potentielles et établir un calendrier d'exécution réaliste pour la réfection de Gentilly-2. Un groupe de travail formé d'employés d'Hydro-Québec et d'EACL a été constitué afin de participer à cette étude.

Ces travaux ont conduit à plusieurs recommandations touchant la modification des outils spécialisés pour le retubage. L'organisation et la logistique des travaux de chantier ont également fait l'objet de recommandations.

Hydro-Québec a tenu compte des recommandations liées à la conception des installations temporaires du chantier. Ainsi ces installations sont de plus grande importance et disposées différemment de celles initialement envisagées.

Ces travaux ont aussi permis de statuer sur l'organisation des équipes de construction qui travailleront 24 heures sur 24 en quatre équipes.

À ce jour, la centrale de Point Lepreau est en phase avancée de redémarrage. La pleine puissance est prévue vers la fin du mois d'octobre 2012.

2.3.2 RETOUR D'EXPÉRIENCE DE WOLSONG

Dès le début de la réfection de Wolsong, il s'avérait important de suivre de près les performances d'EACL et ce, afin de s'assurer que les améliorations techniques à l'outillage avaient été mises en place. Par conséquent, des spécialistes d'Hydro-Québec ont effectué des visites en Corée du Sud en 2010. Ces visites ont permis d'obtenir plus d'informations sur l'organisation du projet et sur la performance d'EACL.

L'information reçue sur une base régulière, a aussi permis de suivre le progrès des activités à Wolsong.

Les activités de mise en retrait des systèmes réalisées par le personnel de la centrale se sont bien déroulées et ont pris sensiblement le même temps qu'à Point Lepreau. La mise à l'arrêt de la centrale semble maintenant une activité en maîtrise dans un projet de réfection.

Pour les activités de retubage, elles ont été réalisées dans un délai beaucoup plus court qu'à Point Lepreau mais tout de même significativement supérieur aux prévisions initiales d'EACL. La principale difficulté rencontrée par EACL est apparue au moment de l'installation des tubes de calandre. La recherche d'une solution a occasionné des délais additionnels mais le problème a été résolu par l'équipe de Wolsong et la solution a été appliquée aussi à Point Lepreau qui avait également le même problème.

Certains travaux du projet de Gentilly-2, sous la responsabilité d'Hydro-Québec, sont semblables à ceux de Wolsong, notamment la remise en état des voûtes du réacteur après le retubage et le remplacement des ordinateurs de commande. Des informations ont été recueillies et permettent de consolider les aspects techniques et les délais de réalisation prévus.

Des observateurs d'Hydro-Québec ont assisté aux activités de redémarrage de la centrale, dirigées et réalisées par le personnel coréen. Ces travaux ont été exécutés selon le calendrier prévu. Hydro-Québec a maintenant un historique des travaux de mise en service d'une centrale nucléaire CANDU 6 remise à neuf pour compléter la planification des travaux de Gentilly-2. La centrale de Wolsong fonctionne à pleine capacité depuis la mi-juillet 2011.

2.3.3 INTÉGRATION DES APPRENTISSAGES DE WOLSONG AU PROJET DE RÉFECTION DE GENTILLY-2

Les efforts déployés pour corriger les problèmes survenus au projet de Point Lepreau ainsi que l'expérience acquise d'EACL ont profité à la réalisation du projet de Wolsong :

- Préparation pro-active pour toutes les étapes du projet ;
- Outils de travail robotisés améliorés ;
- Réduction des pertes de temps entre les étapes ;
- Meilleure gestion de l'équipe de projet d'EACL.

L'échéancier du projet de Gentilly-2 peut ainsi bénéficier des apprentissages mis en place et s'appuyer sur une réalisation concrète. Les activités de mises en retrait des deux projets sont similaires. Toutefois, l'intensité du champ de rayonnement à la face du réacteur étant plus élevée à Gentilly-2, des travaux de décontamination visant à diminuer l'exposition des travailleurs, non réalisés dans les deux autres projets, devront d'abord être exécutés, ajoutant ainsi quelques semaines à l'échéancier.

La durée prévue pour les travaux de démantèlement et de reconstruction du réacteur de Gentilly-2 est basée sur la durée réelle de la réfection de la centrale de Wolsong. L'expérience de la centrale de Point Lepreau n'est pas représentative de l'avancement des pratiques et connaissances pour le projet de réfection de Gentilly-2.

principalement liée au report du début de la réfection et à la prolongation des travaux.

Tableau 1 : Durées détaillées de réalisation des réfections des réacteurs CANDU 6

Activité	Point Lepreau		Wolsong		Gentilly-2	
	Initial (mois)	Actuel (mois)	Initial (mois)	Réel (mois)	Initial (mois)	Révisé (mois)
1. Mise en retrait (MERT)	2	2	2,5	2,5	3	3,5
2. Démantèlement EACL	5,5	14	6	7	6	8
3. Reconstruction EACL	7	35	7	13,5	7,5	13
4. Contingence	0	0	0	0	0	2,5
5. Exigences réglementaires additionnelles	0	0	0	1	0	0,5
6. Mise en service (MES)	3,5	4	2,5	3,5	3,5	4,5
Échéancier	18	55	18	27,5	20	32
Écart global	37		9,5		12	

Écart de l'échéancier de réfection de Gentilly-2

Évolution de l'échéancier initial (mois)			
Description	Échéancier initial	Échéancier révisé	Écart
Délais de report et de prolongation	16,5	27	10,5
Exigences réglementaires supplémentaires	0	0,5	0,5
Retour d'expérience	0	1	1
Écart sur l'échéancier global			12

Les écarts de chacune des phases de l'échéancier s'expliquent comme suit :

1. La durée de la phase mise en retrait des systèmes, soit la période requise pour arrêter la centrale et la rendre sécuritaire pour exécuter les travaux de retubage avait initialement été estimée à 3 mois. L'échéancier de ces travaux diffère des projets de Point Lepreau et de Wolsong. L'intensité du champ de rayonnement dans le bâtiment réacteur est plus élevée à

Gentilly-2 que dans les deux autres centrales pour des raisons liées à un problème survenu dans le circuit de purification du système de la machine à chargement. Des travaux de décontamination chimique de certains systèmes sont donc requis afin de permettre aux travailleurs d'opérer plus longtemps devant la face du réacteur tout en respectant les limites de doses établies.

Une étape de séchage s'est également ajoutée afin d'atteindre le résultat prévu pour les travaux de décontamination préalables au démantèlement des composantes. La durée de cette activité a ainsi été augmentée de deux semaines portant l'ensemble des activités de mise en retrait des systèmes à 3,5 mois.

Toutefois, dans l'incertitude de la date de début des travaux, l'équipe du projet de réfection a été démobilisée et la majorité des travaux arrêtés. Une période de temps sera requise pour remobiliser le personnel, poursuivre les activités préparatoires et réaliser certains travaux exigés par la CCSN tel que le retrait de deux tubes de force. Cette exigence spécifique est requise pour réaliser une analyse technique visant à établir les caractéristiques des tubes de force suite à un premier cycle de vie.

L'ensemble des activités pour relancer le projet et pour réaliser la mise en retrait des systèmes est maintenant planifié sur une période de 18 mois.

2. Les travaux de démantèlement des composantes du réacteur sont actuellement prévus être réalisés par EACL. Le contrat signé en 2008 prévoit qu'EACL réalisera cette activité sur une période de 6 mois.

Cependant, les travaux de même nature exécutés à la centrale de Point Lepreau se sont échelonnés sur une période de 14 mois. Les délais ont été principalement occasionnés par des bris répétitifs de l'outillage spécialisé et par des déficiences majeures en gestion de construction.

Les mêmes travaux ont été réalisés à la centrale de Wolsong en 7 mois. EACL avait apporté des modifications à son outillage et la gestion a été réalisée de concert avec l'exploitant coréen.

Suite à ces performances, une révision de la durée des travaux à la centrale de Gentilly-2 s'impose. Une durée probable de 8 mois a été estimée par les spécialistes d'Hydro-Québec et est basée sur la durée des travaux à la centrale de Wolsong.

3. Les travaux de reconstruction sont également prévus être réalisés par EACL. Selon les termes du contrat, cette activité de reconstruction du réacteur de Gentilly-2 devait durer 7,5 mois.

Ces mêmes travaux, complétés en juillet 2012 à la centrale de Point Lepreau, ont été exécutés sur 35 mois.

À la centrale de Wolsong, la durée de reconstruction s'est échelonnée sur une période 13,5 mois dont plus de deux mois ont été consacrés à la recherche fructueuse de la solution au problème d'installation des tubes de calandre. Cette performance nettement améliorée est à nouveau attribuable à la plus grande implication des gestionnaires et opérateurs de la centrale coréenne et à des outils mieux adaptés.

La période estimée pour la réalisation de la reconstruction du réacteur de Gentilly-2 a été estimée à 13 mois par les spécialistes d'Hydro-Québec. Les différentes activités de reconstruction exécutées à Wolsong ont été analysées et il est raisonnable de croire qu'EACL pourrait rencontrer cet échéancier, pour ses troisièmes travaux du genre, avec des outils mieux adaptés et des pratiques mieux circonscrites.

4. L'échéancier associé aux travaux à réaliser sur le réacteur a été révisé par Hydro-Québec en fonction des durées d'exécution réelles d'EACL à Wolsong. Une contingence de 2,5 mois a été ajoutée à la durée des travaux. L'ajout de cette contingence est basé sur la faible performance passée d'EACL.
5. Les exigences réglementaires additionnelles ayant un impact sur l'échéancier concernent la révision de la référence sismique du code du bâtiment, laquelle a été adoptée par la CCSN. La CCSN a demandé à Hydro-Québec de considérer ces nouveaux paramètres pour l'analyse sismique des structures et des équipements dans le cadre du projet de réfection de la centrale de Gentilly-2. Ainsi, des travaux complémentaires, après la reconstruction du réacteur, seront nécessaires pour se conformer à cette mise à jour qui nécessite une durée additionnelle de 15 jours.

La réfection de Wolsong a dû être prolongée d'un mois additionnel qui a été consacrée principalement à l'installation de recombineurs d'hydrogène. Cette activité devait être réalisée après la mise en service de la centrale, mais suite aux événements japonais, les autorités coréennes ont exigé que l'équipement soit en place avant le retour en service de la centrale. À la centrale de Gentilly-2, l'installation des recombineurs d'hydrogène a débuté durant un arrêt de maintenance de la centrale en 2011 et sera complétée dans le cadre de la réfection. Aucun délai supplémentaire n'est prévu pour cette activité.

6. La durée réelle de la phase de mise en service de la centrale de Wolsong a été de 3,5 mois. Cette même activité est planifiée durer 4 mois à la centrale de Point Lepreau qui est régie par les mêmes exigences réglementaires que la centrale de Gentilly-2. Une analyse des différentes étapes de l'activité a été réalisée et permet d'estimer que la mise en service de Gentilly-2 serait de 4,5 mois.

2.5 ÉVALUATION DU COÛT DU PROJET

2.5.1 RÉFECTION

Le coût de la réfection de la centrale est maintenant estimé à 4,3 G\$. Ce coût comprend les dépenses d'avant-projet, d'ingénierie, d'approvisionnement et d'exécution des travaux. En considérant uniquement les dépenses futures en date d'octobre 2012, **la décision de procéder à la réfection implique** un engagement de 3,4 G\$.

La répartition du coût ainsi que les écarts par rapport à l'estimé de 1,9 G\$ réalisé en 2008 sont présentés au Tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2 : Coût des travaux de réfection par lot

Description par lot (millions de dollars)	Estimé 2008	Estimé Octobre 2012	Coûts futurs Octobre 2012
1 Avant-projet	167,2	160,4	0,0
2 Réglementation et permis	17,6	54,1	42,5
3 Études de sûreté	31,3	73,7	38,5
4 Réfection du réacteur	485,3	863,3	694,9
5 Réfection du turbo-alternateur	137,0	202,6	119,6
6 Remplacement des ordinateurs de commande	48,9	78,4	38,5
7 Autres systèmes associés	167,4	354,0	219,6
8 Systèmes non nucléaires	27,7	85,1	80,6
9 Infrastructures et services	39,7	203,1	173,9
10 Mise à l'arrêt et démarrage	121,1	288,1	236,8
11 Gérance et administration	101,6	225,4	177,1
12 Lots transversaux ⁽¹⁾	-	131,0	131,0
13 Contingence spécifique ⁽²⁾	-	130,3	130,1
Impact Fukushima	-	30,0	30,0
SOUS-TOTAL COÛTS DIRECTS	1 344,9	2 879,6	2 113,2
14 SOUS-TOTAL COÛTS INDIRECTS⁽³⁾	552,9	1 439,8	1 241,8
Contingence du projet	196,8	319,0	319,0
Inflation	63,1	265,8	265,8
Intérêts	234,3	830,6	637,6
Autres	58,6	24,5	19,4
TOTAL DU PROJET	1 897,8	4 319,5	3 355,0

(1) Lots transversaux : activités communes à tous les lots.

(2) Contingence spécifique : coûts pour la contingence de 2,5 mois sur l'échéancier de réalisation du projet et

(3) Les coûts indirects incluent : la contingence, les frais généraux, l'inflation et les intérêts.

Les activités du projet ont été réparties en quatorze lots de travail.

1. Avant-projet

Les coûts d'avant-projet incluent les dépenses pour la réalisation de l'étude d'impact sur l'environnement et les études techniques, dont l'inspection des différents composants du réacteur, du turbo-alternateur et des systèmes auxiliaires nucléaires ainsi que les études de sûreté.

Les études ont été effectuées en conformité avec les lignes directrices de la CCSN et ont permis, entre autres, l'obtention des autorisations gouvernementales requises.

2. Règlementation et permis

Afin d'assurer la conformité des travaux à la réglementation en vigueur, des spécialistes de la CCSN vérifient les activités du projet via un programme de suivi. Ce lot inclut également tous les frais associés aux assurances pour couvrir les activités du projet. L'évolution des coûts s'explique principalement par le maintien, sur une plus longue période, du personnel de la CCSN incluant les activités de suivi conséquemment au report et à la prolongation de la durée de la réfection.

3. Études de sûreté

Les études de sûreté sont la base documentaire principale du processus réglementaire tel que défini par la CCSN. De plus, les études permettent une mise à niveau en fonction des nouvelles normes en vigueur depuis la construction de la centrale. Des études additionnelles ont été exigées par la CCSN notamment en protection incendie. De plus, la portée de certaines études en cours a évolué suite à des demandes de précision de la CCSN dans l'analyse par exemple de l'étude intégrée de sûreté.

4. Réfection du réacteur

La réfection du réacteur est l'activité principale du projet. Elle requiert une forte expertise et l'utilisation d'outils robotisés spécialisés. Ces travaux ont été confiés, via un contrat conclu en 2008, au concepteur du réacteur, EACL qui doit entre autres, livrer l'ingénierie détaillée requise pour les travaux, fournir les équipements ainsi que planifier et superviser la réalisation des travaux de démantèlement et de reconstruction du réacteur. Le coût révisé de la réalisation du projet de réfection ne considère aucune majoration du coût de ce contrat avec EACL.

Selon les termes du contrat, Hydro-Québec doit fournir la main-d'œuvre pour la réalisation des travaux soit les travailleurs de la construction qui seront affectés aux travaux de retubage et le personnel en radioprotection. La prolongation de la durée de l'arrêt et le retour d'expérience impliquent que ces coûts assumés par Hydro-Québec, seront significativement

supérieurs compte tenu du nombre plus élevé des travailleurs sur une période prolongée.

5. Réfection du turbo-alternateur

Ce lot de travail concerne le remplacement des pièces principales du turbo-alternateur dont les rotors des corps haute et basse pression ce qui permettra d'obtenir un gain de puissance estimé entre 20 et 25 MW. Ces travaux seront réalisés par Générale Électrique, le concepteur original de la turbine. L'écart d'estimation s'explique principalement par l'ajout du rotor haute pression et de l'unité de filtration d'huile, économiquement avantageux pour Hydro-Québec au niveau des revenus futurs de la centrale. De plus, certains travaux supplémentaires sont aussi requis suite à des inspections réalisées en 2009.

6. Remplacement des ordinateurs de commande

Puisque la technologie actuelle des ordinateurs n'est plus supportée par aucun fournisseur, l'équipement doit être remplacé. L'avancement de l'ingénierie détaillée et les premiers travaux de programmation ont mis en lumière la nécessité d'augmenter la portée de plusieurs activités de ce lot. Citons notamment les travaux sur le banc d'essais ainsi que sur le modèle informatique du nouveau cœur du réacteur.

7. Autres systèmes associés

Les systèmes associés regroupent la mise à niveau des systèmes nucléaires existants afin d'en améliorer la sûreté et la fiabilité. Les activités réalisées à ce jour comprennent des études, de l'ingénierie et de l'approvisionnement. Ce lot inclut également la construction de l'installation de gestion des déchets radioactifs solides requis pour l'entreposage des déchets provenant des travaux de réfection. L'augmentation des exigences et des engagements envers la CCSN, plus spécifiquement pour les travaux relatifs à la qualification environnementale des équipements qui devront être complétés avant la remise en service de la centrale, ont un impact important sur les coûts associés à la réfection.

8. Systèmes non nucléaires

Les systèmes non nucléaires regroupent les systèmes électriques et les systèmes de service tel que la protection incendie. À ce jour, des études et de l'ingénierie ont été réalisées. L'augmentation des coûts provient principalement des travaux anticipés pour mettre à niveau les systèmes de protection incendie.

9. Infrastructures et services

Le lot comprend la construction des aménagements temporaires requis au soutien de la construction pendant la réalisation des travaux. Les budgets

alloués ont servi, entre autres, à construire et à exploiter les bureaux de projet et à réaliser des aménagements sur le site de la centrale. L'écart d'estimation de ce lot est principalement dû à l'augmentation du nombre d'installations temporaires requises pour l'exécution des travaux. Des installations ont été ajoutées pour permettre, entre autres, une meilleure circulation, compte tenu du plus grand nombre de travailleurs, qui sera près de trois fois plus important que ce qui avait été initialement prévu par EACL. Des installations additionnelles sont également requises pour assurer que les règles de radioprotection soient appliquées telles que démontré par le retour d'expérience de Point Lepreau.

10. Mise à l'arrêt et mise en service

Tous les travaux associés à la mise à l'arrêt et à la mise en service sécuritaire de la centrale sont regroupés dans le lot. Les argents dépensés à ce jour ont servi à acquérir les procédures de mise en retrait de Point Lepreau et à préparer les procédures spécifiques à la centrale. De plus, le report et la prolongation de la période de réfection de Gentilly-2 a des impacts significatifs sur le maintien de la main-d'œuvre nécessaire à la gestion de l'arrêt, ce qui augmente d'autant les besoins de radioprotection et de formation des travailleurs de construction.

11. Gérance et administration

Ce lot regroupe les frais reliés au personnel de soutien requis pour assurer la gestion du projet incluant la planification des travaux, le suivi de l'ingénierie et de l'approvisionnement, la gestion des contrats et le contrôle des coûts. L'écart des coûts est expliqué principalement par la modification de l'échéancier du projet de réfection occasionnant le maintien des ressources en support sur une période prolongée.

12. Lots transversaux

Les lots transversaux regroupent les activités communes nécessaires à la réalisation de tous les lots du projet dont par exemple, la fourniture et l'opération des équipements de levage, la fourniture des échafaudages et la satisfaction des besoins communs en chantier comme l'alimentation électrique. L'intégration des apprentissages résultant des retours d'expérience ainsi que la précision du contenu des différents lots justifient la nécessité de regrouper et d'accroître le support aux activités communes.

13. Contingence spécifique

Le lot de la contingence spécifique inclut le coût supplémentaire pour la contingence spécifique de 2,5 mois ajoutée à l'échéancier de réalisation du projet. Sont également considérées des allocations pour des travaux potentiels liés à des observations récentes tels que les effets du vieillissement du béton (réaction alcali-granat) sur les mécanismes de

réactivité. Les travaux spécifiques seront définis au cours des prochains mois.

14. Coûts indirects

Les coûts indirects incluent, entre autres, la contingence du projet qui était estimée à 197 M\$ en 2008 et qui est maintenant estimée à 319 M\$ et les frais d'intérêts qui sont passés de 234 M\$ à 831 M\$, compte tenu du prolongement et du report du projet.

Afin de refléter l'évolution des coûts depuis 2008, les écarts de coûts ont été regroupés selon cinq catégories :

1. Report du début de l'arrêt de réfection de 19 mois soit de mars 2011 à octobre 2012 ainsi que la période de remobilisation et préparation;
2. Prolongation de 12 mois de l'arrêt pour l'exécution des travaux de réfection, initialement prévue à 20 mois et maintenant estimée à 32 mois ;
3. Retour d'expérience qui a généré des modifications quant à la nature des travaux et la durée ;
4. Aspects réglementaires qui incluent les normes et les exigences des organismes réglementaires ;
5. Précision du contenu faisant suite à l'avancement de l'ingénierie détaillée et au développement des méthodes d'exécution.

Tableau 3 : Écart des coûts de l'estimé 2008 et 2012

Écart par catégorie (millions de dollars)	Total	Remarques
Estimé initial (2008)	1 897,8	Début de la réfection : mars 2011 / Durée : 20 mois
1. Report du projet (section 2.5.1.1)	1 000,1	<ul style="list-style-type: none"> * Effectifs du projet, de la CCSN et des firmes maintenus sur une plus longue période. * Coûts additionnels associés à l'échéancier des contrats octroyés. * Travaux additionnels requis (vannes du RUC, projets électriques). * Intérêts capitalisés (513 M\$).
2. Prolongation (section 2.5.1.1)	532,9	<ul style="list-style-type: none"> * Effectifs du projet de réfection, de radioprotection, de la CCSN, de construction et des firmes maintenus sur une plus longue période. * Ajustement des coûts d'exploitation des installations temporaires requises pour accueillir les effectifs prévus sur une plus longue période. * Intérêts capitalisés (177 M\$).
3. Retour d'expérience (section 2.5.1.2)	376,7	<ul style="list-style-type: none"> * Augmentation du plan de main-d'œuvre, incluant la main-d'œuvre de construction, et des infrastructures temporaires proportionnelle à l'ampleur des travaux générés par les retours d'expérience.
4. Aspects réglementaires (section 2.5.1.3)	375,7	<ul style="list-style-type: none"> * Exigences supplémentaires de la CCSN (qualification environnementale, enveloppe sécuritaire de sûreté, directives pour accidents graves). * Nouvelles normes et règlements générant l'ajout de travaux. * Augmentation du plan de main-d'oeuvre et des infrastructures temporaires proportionnelle à l'ampleur des travaux générés par les aspects réglementaires. * Évolution et précision de contenus relatifs à des aspects réglementaires. * Ajout d'activités conséquemment à l'émission du rapport final de la CCSN des mesures à prendre sur Fukushima.
5. Évolution des travaux (section 2.5.1.4)	136,3	<ul style="list-style-type: none"> * Évolution de la portée des travaux conséquente à l'avancement de l'ingénierie et des études. * Augmentation du plan de main-d'oeuvre et des infrastructures temporaires proportionnelle à l'ampleur des travaux générés par le développement et la précision des travaux. * Ajouts d'activités spécifiques prévues initialement par la centrale.
Coût final prévu (2012)	4 319,5	Décision de procéder à la réfection : Octobre 2012 Mise en service : Septembre 2016
ÉCART TOTAL	2 421,7	

2.5.1.1 Report de la date de début des travaux et prolongation de la durée de l'arrêt de réfection

Le contexte de réalisation du projet a évolué significativement depuis son approbation en 2008. Le sous-traitant principal, EACL, ayant rencontré des difficultés majeures lors de l'exécution de deux projets similaires, Hydro-Québec a dû reporter le début des travaux de réfection afin d'assurer un suivi de la progression des autres projets et bénéficier du retour d'expérience. De même, les délais d'exécution du retubage d'un réacteur sont maintenant mieux connus. Ils augmentent la durée de l'arrêt de réfection.

Ces éléments ont des impacts financiers significatifs sur les coûts du projet. Principalement, la main-d'œuvre de l'équipe de projet, de certains fournisseurs, de la CCSN et des ressources de la construction doit être maintenue sur une plus longue période. Les coûts d'exploitation des installations temporaires requises par la main-d'œuvre sont également majorés. De plus, la charge d'intérêt du projet augmente significativement puisque le projet, qui devait se terminer à la fin 2012, sera maintenant complété en septembre 2016.

Une portion importante du coût total de 1 G\$ associé à la prolongation de l'arrêt pour la réfection du réacteur, soit 10 mois sur les 12 mois supplémentaires requis pour le projet, sont directement imputables aux travaux d'EACL.

2.5.1.2 Retour d'expérience

Point Lepreau et Wolsong sont les deux premiers projets de réfection majeure entrepris pour un réacteur de type CANDU 6 d'EACL. Le retour d'expérience de ces projets a mené à la révision du contenu de chaque lot de travail, des méthodes d'exécution, des délais de réalisation compte tenu de la performance d'EACL et, par conséquent, à la révision des coûts du projet.

Les retours d'expérience les plus significatifs concernent le plan de main-d'œuvre requis pour les activités de retubage du réacteur nucléaire, l'envergure des installations temporaires nécessaires en fonction de la main-d'œuvre mobilisée, la quantité de matières radiologiques à disposer et les ressources humaines requises en radioprotection.

Un montant, estimé à près de 228 M\$ de l'écart de coût relatif au retour d'expérience, s'explique par la sous-estimation par EACL en 2008 de la main-d'œuvre de construction nécessaire au retubage. L'ensemble des coûts additionnels associés au retour d'expérience est de 377 M\$.

2.5.1.3 Aspects réglementaires

L'industrie nucléaire est très réglementée et la réglementation évolue de manière régulière. Le projet prévu en 2008 incluait les nombreuses études et travaux requis pour respecter la réglementation en vigueur. Ces études et ces travaux sont, dans

la majorité des cas, des conditions exigées par la CCSN pour autoriser le redémarrage de la centrale, suite à la réfection.

Des études et des travaux additionnels, exigés par la CCSN, se sont ajoutés depuis 2008. Les exigences de qualification environnementale des équipements se sont intensifiées et sont devenues une condition de redémarrage de la centrale. La mise à jour de la documentation technique s'est également intensifiée. Les analyses sismiques et la protection incendie additionnelle font partie des mesures supplémentaires en plus de la réfection des moteurs des pompes du modérateur et du caloporteur.

De plus, le report du début du projet implique une prolongation de l'exploitation de la centrale ce qui sollicitera davantage les différents systèmes. Par conséquent, le remplacement de certains équipements, planifié initialement après la réfection, doit être devancé et ajouté au contenu du projet pour répondre, entre autres, aux critères de sûreté de la centrale. Ces coûts additionnels liés à l'évolution des exigences réglementaires de la CCSN représentent un montant global de 376 M\$.

Les événements survenus au Japon à la centrale de Fukushima Daiichi ont eu peu de répercussions immédiates dans la préparation du projet de réfection. Les études de sûreté réalisées dans le cadre de la réfection avaient déjà généré un certain nombre d'ajouts précis reliés à l'amélioration des installations et font déjà partie des travaux à réaliser.

La majorité des recommandations, récemment émises par la CCSN, étaient déjà planifiées par l'exploitant ou par le projet de réfection. Les autres mesures ont été intégrées au programme des travaux de la centrale et au projet de réfection.

2.5.1.4 Évolution des travaux

Selon la connaissance acquise des projets de réfection des réacteurs nucléaires CANDU 6, la portée révisée des travaux inclut tous les aspects connus d'un tel projet, notamment sur le plan technique.

L'avancement de l'ingénierie et le développement des méthodes d'exécution, depuis l'approbation du projet initial, ont permis de statuer sur la réalisation de certains travaux et de préciser davantage certaines activités, dont les travaux de décontamination et les travaux sur le turbo-alternateur.

Par ailleurs, la première estimation du coût du projet, réalisée en 2008 par la division nucléaire de la firme SNC-Lavalin a révélé certaines faiblesses. Ainsi, les installations temporaires spécialisées ont été sous-évaluées. Cette sous-évaluation représente un des écarts les plus significatifs dans la réévaluation des coûts du projet, après les impacts du report et de l'échéancier.

L'évolution des travaux, au-delà des effets du report, de l'échéancier, du retour d'expérience et des aspects réglementaires, représente un coût additionnel de 136 M\$ pour le projet de réfection.

2.5.2 EXPLOITATION DE LA CENTRALE

Des gains d'efficacité au niveau des méthodes de travail ont été réalisés à la centrale au cours des dernières années. Ces gains ont fait en sorte que les coûts d'exploitation n'ont pas augmenté et ce, malgré les coûts liés à l'ajout régulier d'exigences de la CCSN, le vieillissement de l'installation et les travaux soutenus de maintenance qu'il impose, l'inflation, l'indexation des salaires, etc. L'optimisation des coûts d'exploitation devra se poursuivre après la réfection, entre autres, au niveau des activités de maintenance, de façon à assurer la conformité aux exigences réglementaires de sûreté et de protection de l'environnement. L'impact de ces gains sur le prix de revient par rapport à 2008 est de 0,6 ¢2012/kWh.

Le facteur d'utilisation moyen de la centrale durant le deuxième cycle de vie a été estimé à 83,5%. Les arrêts planifiés pour la maintenance seront dorénavant prévus aux deux ans et une planification rigoureuse devra être définie pour respecter cet échéancier ainsi que les durées annoncées des arrêts. La valeur moyenne de référence du facteur d'utilisation de la centrale Gentilly-2 a été estimée en considérant l'historique de sa production, les travaux prévus suite à la réfection, les pratiques actuelles de l'industrie et le facteur d'utilisation prévu des centrales CANDU en réfection. Le détail sur le facteur d'utilisation est présenté à la section 2.2 de l'annexe 3.

De façon générale, le plan de main-d'œuvre présentement en place et prévu pour les prochaines années est optimal, considérant qu'il faut maintenir et développer l'expertise technique tout en assurant la relève.

Enfin, des méthodes de gestion des déchets faiblement et moyennement radioactifs devront être développées afin d'assurer une meilleure ségrégation à la source et le transfert d'un volume minimum de ce type de déchets vers un site d'entreposage définitif. Les discussions avec l'industrie devront également continuer pour identifier une solution avantageuse pour tous en matière d'entreposage des déchets de faible et moyenne activité radiologique.

Les impacts des récents événements survenus au Japon sur les charges d'exploitation à court terme sont estimés à 4 M\$. Des travaux comme l'installation de recombineurs d'hydrogène ont dû être devancés.

Les efforts d'optimisation des coûts d'exploitation réalisés au cours des dernières années ont eu un effet positif sur le prix de revient du projet de réfection.

En plus des charges spécifiques pour la main-d'œuvre, les services professionnels et les arrêts de maintenance planifiés aux deux ans, le budget d'exploitation inclut les approvisionnements, l'achat de combustible et d'eau lourde. La main-d'œuvre optimale pour une opération sécuritaire se chiffre à 700 employés. L'embauche de ressources temporaires supplémentaires et la participation de firmes d'ingénierie sont requises lors des arrêts de maintenance.

Les exigences de l'industrie nucléaire se reflètent dans le coût d'exploitation de la centrale qui est supérieur à une installation hydraulique ayant une capacité de production comparable.

2.5.3 ACTIVITÉS POST EXPLOITATION

Pour le scénario de réfection de la centrale, les activités post exploitation, c'est-à-dire les activités de fermeture définitive de la centrale, débuteraient vers 2043. Cette date correspond à l'atteinte des limites d'opérabilité de certains composants critiques du réacteur, soit 210 000 heures d'opération à pleine puissance, pendant 28 ans en considérant un facteur d'utilisation moyen de 83,5%. Le détail des travaux à réaliser pour assurer la fermeture sécuritaire de la centrale est présenté à la section 3 du document.

La réglementation canadienne prévoit qu'à la fin de la vie utile d'une installation nucléaire celle-ci doit être dans un premier temps déclassée et ultimement démantelée. Une centrale est déclassée lorsqu'elle ne peut plus produire d'électricité et elle est démantelée quand ses installations ont été démolies, que tous les déchets ont été transférés à des sites d'entreposage définitif et que le site peut être utilisé à d'autres fins.

Ainsi, une des exigences du permis d'exploitation est de mettre en place un plan préliminaire de déclassement. Ce plan doit être mis à jour aux cinq ans et être soumis à l'attention de la CCSN au moment de chaque renouvellement du permis.

La préparation du plan préliminaire de déclassement de Gentilly-2 a été confiée à la firme TLG Services Inc., reconnue pour son expertise dans le domaine. C'est d'ailleurs TLG Services Inc. qui réalise les plans de toutes les centrales canadiennes. La plus récente version du plan a été réalisée en 2009.

L'analyse financière du projet tient compte des coûts des activités à réaliser pour chacune des phases du démantèlement. Le Tableau 4 expose les dates des différentes phases de la fermeture de la centrale et les coûts associés suite à l'exploitation d'un deuxième cycle de vie et une fermeture en 2043.

Tableau 4 : Durées et coûts des principales activités post exploitation

Phase	Activité	Années de réalisation	Coût* M\$ 2012
1	Préparation dormance	2043 à 2044	150,4
2	Dormance	2044 à 2065	235,9
3	Préparation pour démantèlement	2065 à 2066	77,6
4	Démantèlement	2066 à 2070	396,4
5	Remise en état du site	2070 à 2072	51,9
TOTAL		2043 à 2072	912,2

*Note : 2 392 M\$ courants

L'exploitation d'une centrale nucléaire génère la production de déchets radioactifs qui sont entreposés temporairement, de façon sécuritaire, sur le site de la centrale. Les déchets produits se caractérisent par leur degré de radioactivité et sont soit du combustible irradié, soit des déchets faiblement et moyennement radioactifs. La quantité de grappes de combustible irradié est proportionnelle à l'opération de la centrale. Par conséquent, l'exploitation de la centrale pour un deuxième cycle de vie implique que deux fois plus de combustible irradié sera produit, devra être géré et expédié vers le site d'entreposage définitif.

La Société de gestion des déchets nucléaire (SGDN) a été créée par les producteurs d'énergie nucléaire à la suite de l'adoption de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire en 2002. La SGDN a pour mandat d'élaborer et de mettre en œuvre une méthode de gestion à long terme du combustible irradié canadien qui soit socialement acceptable, techniquement sûre, écologiquement responsable et économiquement viable. Des informations complémentaires sont fournies à l'annexe 4.

Selon la planification actuelle de la SGDN, la construction du site d'entreposage débutera en 2029 pour se finaliser en 2035. Ontario Power Generation (OPG) a signifié son intérêt à transférer son combustible dès que le site sera disponible. Quant à Hydro-Québec, Énergie Nouveau-Brunswick et EACL, le transfert de leur combustible s'effectuera vers 2050.

L'évacuation du combustible, est prévue s'échelonner durant la période 2050 à 2070. Les coûts sont estimés par la SGDN. Il est considéré qu'advenant la réfection de la centrale de Gentilly-2, Hydro-Québec devra transférer au site d'entreposage définitif près de 263 000 grappes de combustible irradié, soit deux fois plus que si la centrale était fermée à la fin d'un seul cycle de vie. Selon les estimés actuels, sa proportion du nombre total de grappes de combustible irradié au Canada serait de 4,5 % (annexe 3 – section 2.6).

Finalement, à la fin de l'exploitation de la centrale des ressources seront requises pour réaliser les différentes phases prévues au plan de déclassement (requis pour le démantèlement complet du site). Le personnel, dont les fonctions ne seront plus requises, sera démobilisé progressivement. L'analyse financière tient compte de l'ensemble des coûts associés au plan de démobilisation.

Des informations complémentaires sont fournies à la section 2.7 de l'annexe 3.

2.6 PRIX DE REVIENT DIFFÉRENTIEL DU PROJET DE RÉFECTION

Le prix de revient différentiel du projet de réfection de la centrale Gentilly-2 est établi sur la base d'une analyse différentielle des flux monétaires reliés à la réfection et la poursuite de l'exploitation de la centrale pour un deuxième cycle de vie, incluant l'ensemble des revenus et des coûts jusqu'au démantèlement final, par rapport aux flux monétaires d'un scénario de fermeture de la centrale à la fin de l'année 2012. Cette méthode d'analyse, spécifique à l'évaluation de ce projet, permet d'évaluer de façon différentielle les deux options.

Pour tenir compte de l'incertitude de différents paramètres de l'analyse, le modèle utilise la méthode Monte Carlo. Ainsi, les éléments ayant un impact significatif sont représentés par une distribution de probabilité (ex : coûts de la réfection, charges d'exploitation et facteur d'utilisation). Le résultat de l'analyse financière donne le prix de revient différentiel du projet soit le prix de vente de l'énergie produite pour que les revenus du scénario de réfection compensent la différence de coûts des deux scénarios en générant un rendement sur le capital investi au moins égal au niveau visé par l'entreprise.

La description détaillée de la méthode d'analyse financière est présentée à l'annexe 3.

Une analyse différentielle des flux monétaires comparant l'arrêt de la production de la centrale à un scénario de réfection, a été effectuée à l'été 2008, à la suite de laquelle Hydro-Québec a annoncé un prix de revient différentiel de 7,2 ¢/kWh (dollars de 2012). Ce prix correspondait au revenu requis pour que la réfection et la prolongation de l'exploitation de la centrale procure le rendement visé de 12% sur l'avoir propre associé à l'investissement. La réalisation du projet nécessitait alors un investissement pour les travaux de réfection de 1,9 G\$.

La même méthode d'analyse différentielle qu'en 2008 a été utilisée pour déterminer le prix de revient du projet qui inclut les nouvelles évaluations, dont le coût de la réfection de 4,3 G\$. Le prix de revient est maintenant estimé à 9,7 ¢/kWh (dollars de 2012). L'évaluation est également réalisée sur un coût de projet de 3,4 G\$, qui représente les dépenses futures du projet. Le prix de revient est alors de 8,3 ¢/kWh.

Il convient de noter que le prix de revient total de la production d'électricité qui résulterait de la réfection serait de 12,3 ¢/kWh, ce qui se compare à 8,6 ¢/kWh pour la réfection lors de l'analyse de 2008.

Le Tableau 5 présente un comparatif des paramètres et des résultats des analyses financières de 2008 et de 2012. Le prix de revient différentiel a été estimé en considérant une décision gouvernementale en octobre 2012. L'analyse financière est basée sur un coût de financement externe à un taux de 4%, qui reflète le taux anticipé des nouvelles émissions d'obligations d'Hydro-Québec pour 2013-2015 et, un financement externe à la hauteur de 70% de l'investissement requis. Le ratio dette sur avoir propre de 70% / 30%.

Tableau 5 : Comparaison des principaux paramètres financiers et des résultats de l'analyse financière

Scénario réfection	Analyse 2008 (\$ 2008)	Analyse 2012 (\$ 2012)	
		Coût total	Coût futur seulement
Arrêt de la centrale	Mars 2011	Décembre 2012	Décembre 2012
Décision du gouvernement	n/a	Octobre 2012	Octobre 2012
Début de la réfection	Mars 2011	Janvier 2014	Janvier 2014
Mise en service	Novembre 2012	Septembre 2016	Septembre 2016
Taux d'intérêt	5,79%	4,00%	4,00%
Structure de capital d'Hydro-Québec	62,5% / 37,5%	70% / 30%	70% / 30%
FU moyen prévu	83,5%	83,5%	83,5%
Coût prévu de la réfection	1,9 G\$	4,3 G\$	3,4 G\$
Coût de la fermeture	1,6 G\$	2,0 G\$	2,0 G\$
COÛTS TOTAUX	3,5 G\$	6,3 G\$	5,4 G\$
Prix de revient total de la réfection (c2012/kWh)	8,6	12,3	10,8
Prix de revient différentiel de la réfection (c2012/kWh)	7,2	9,7	8,3

En plus de tenir compte de l'augmentation du coût de la réfection, le calcul du prix de revient différentiel a nécessité la mise à jour de tous les paramètres du modèle financier; le taux d'intérêt et la structure de capital ont été ajustés en fonction des plus récents paramètres spécifiques à Hydro-Québec, une optimisation des charges d'exploitation a été réalisée et les coûts post exploitation ont été révisés.

Les charges associées à une fermeture de la centrale ont spécifiquement fait l'objet d'une revue. Les coûts de démantèlement, estimés par la firme TLG, ont également été mis à jour.

Le Tableau 6 présente une ventilation de l'écart du prix de revient différentiel de 2008 à 2012.

Tableau 6 : Explication de l'écart du prix de revient différentiel 2008 et 2012

Prix de revient diff. 2008 (¢2012/kWh)	7,2
Augmentation du coût de la réfection et report du début des travaux	4,2
Charges d'exploitation	-0,6
Démantèlement, évacuation du combustible et relocalisation de la main-d'œuvre	-0,2
Taux d'intérêt	-0,8
Structure de capital d'HQ (70% / 30%)	-0,2
Prix de revient diff. octobre 2012	9,7
Coûts encourus au 30 septembre 2012	-1,4
Prix de revient diff. 2012 (Coûts futurs)	8,3

3. ANALYSE D'UN SCÉNARIO DE FERMETURE

La centrale de Gentilly-2, d'une puissance installée de 675 MW, a été mise en service en octobre 1983. Elle a généré un peu plus de 4,5 TWh par année.

Au 12 septembre 2012, le nombre d'employés permanents (660) et temporaires (76) présents à la centrale est de 736.

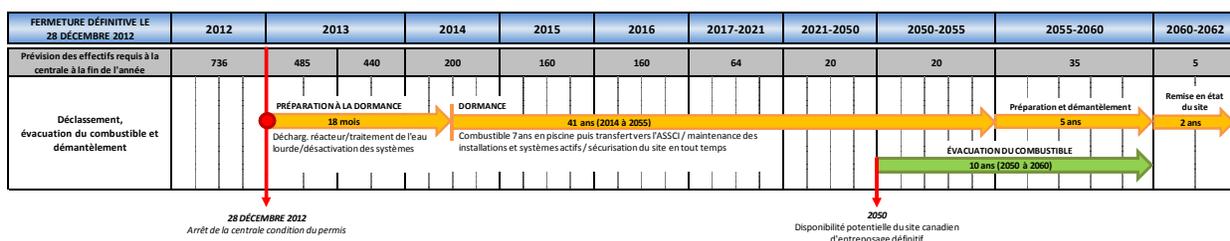
Le 29 juin 2011, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a accordé à Hydro-Québec le renouvellement du permis d'exploitation de la centrale et de son installation de stockage de déchets radioactifs pour une durée de 5 ans. Le permis a été accordé selon les conditions générales usuelles d'exploitation, auxquelles certaines exigences spécifiques ont été ajoutées pour tenir compte de la fin de vie utile de la centrale. En respect des termes spécifiques du permis, Hydro-Québec doit procéder à l'arrêt de la centrale de Gentilly-2 à la fin décembre 2012. Hydro-Québec n'est pas autorisé à exploiter la centrale au-delà de cette date, qui coïncide avec la période maximale d'opération d'une centrale de type Candu 6 comme Gentilly-2. Au-delà de cette date, le permis actuel prévoit une période de réfection de la centrale. Le permis devra être amendé par la CCSN pour procéder au déclassement définitif de la centrale. L'annexe 5 présente les principales étapes du processus d'évaluation environnementale et d'octroi du permis de déclassement.

3.1 PLANIFICATION DES ACTIVITÉS DE DÉCLASSEMENT, DE DÉMANTÈLEMENT ET D'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE

La réglementation canadienne prévoit qu'à la fin de la vie utile d'une installation nucléaire celle-ci doit être dans un premier temps déclassée et ultimement démantelée. Une centrale est déclassée lorsqu'elle ne peut plus produire d'électricité et elle est démantelée quand ses installations ont été démolies, que tous les déchets ont été transférés à des sites d'entreposage définitif et que le site peut être utilisé à d'autres fins industrielles.

L'ensemble de ces opérations s'échelonne sur une période minimale de 50 ans à compter de l'arrêt de la centrale. L'échéance des opérations d'évacuation du combustible et de démantèlement des installations dépendra de la disponibilité d'un site autorisé d'entreposage définitif. La disponibilité d'un tel site pourrait glisser au-delà de la date planifiée de 2050, ce qui prolongerait simplement la période de dormance de la centrale. Le développement d'un site d'entreposage définitif est sous la responsabilité de la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN), un organisme créé à cette fin par la Loi fédérale en 2002. Les sites potentiels d'entreposage définitif sous étude par la SGDN sont tous situés à l'extérieur du Québec. L'annexe 6 présente une description sommaire des activités de déclasserement, de démantèlement et d'évacuation du combustible.

Figure 3 : Échéancier des travaux de fermeture
(Figure grand format à l'annexe 7)



3.2 DESCRIPTION DES ACTIVITÉS DE FERMETURE

Dès l'arrêt de l'exploitation de la centrale, une série d'activités débiterait selon quatre phases réparties sur plusieurs années :

1. Préparation à la dormance
2. Dormance
3. Préparation et démantèlement
4. Remise en état du site

3.2.1 PRÉPARATION À LA DORMANCE

La préparation à la dormance débute dès l'arrêt de l'exploitation de la centrale et se poursuit sur une période de 18 mois. Les principaux travaux, qui nécessitent un peu plus de la moitié du personnel actuel de la centrale, sont énumérés ci-dessous.

Au cours des six premiers mois, le déchargement du combustible et la vidange de l'eau lourde du réacteur seront effectués. Le combustible sera entreposé dans la piscine pour une durée minimale de sept ans, soit la période requise pour que la chaleur dégagée soit suffisamment faible pour permettre l'entreposage dans l'aire de stockage à sec du combustible irradié (ASSCI) située sur le site de la centrale.

L'eau lourde sera entreposée dans des réservoirs situés en zone protégée dans le bâtiment de service. La période de décroissance naturelle de radiation de l'eau lourde est relativement lente. Deux options devront être évaluées quant à la disposition finale de l'eau lourde du réacteur de Gentilly-2, soit l'inclure dans les déchets de faible et moyenne activité de la centrale ou si un marché d'acheteurs existe, la détritier, c'est-à-dire en diminuer le niveau de radioactivité, et la vendre.

Suite à l'exécution de ces activités, la centrale sera en état d'arrêt garanti. Ainsi, un certain nombre de systèmes ne seront plus requis et pourront être désactivés, tels que le refroidissement du système caloporteur et la machine à chargement du combustible. Par conséquent, le personnel technique de la centrale sera à nouveau réduit.

C'est également lors de cette période de préparation à la dormance que les études de sûreté ainsi que les études environnementales seront réalisées et que les procédures de mise en retrait seront définies.

3.2.2 DORMANCE

Plusieurs activités seront réalisées durant une période de quarante ans s'échelonnant de 2014 à 2055. Environ 64 personnes seront requises à la centrale au cours de cette phase, par rapport aux quelque 736 personnes au moment de l'arrêt de la production à la fin 2012.

Premièrement, les grappes de combustible entreposées dans la piscine pourront être transférées à l'ASSCI. Cette activité s'effectuera sur une période de six ans puisque les moyens en place permettent le transfert d'environ 7 000 grappes par année. Le transfert débutera en 2015. Il faudra ajouter deux modules CANSTOR aux neuf présentement construits à l'ASSCI. Hydro-Québec est autorisée à la construction de 20 CANSTOR au total.

L'évaluation environnementale soumise au gouvernement du Québec et à la CCSN dans le cadre de la préparation du projet de réfection ayant déjà traité les aspects environnementaux des modifications aux aires de stockage, seuls les permis de construction et d'exploitation seront nécessaires.

Pour l'entreposage des déchets de faibles et moyennes activité, les enceintes de l'installation de gestion des déchets radioactifs solides (IGDRS) phase 1 seront suffisantes. Pour les déchets provenant du démantèlement, les installations de la phase 2, déjà construites pour recevoir les déchets de la réfection seront utilisées.

Des travaux de maintenance des systèmes et d'entretien des bâtiments en place seront également requis. Pour la période où le combustible séjournera dans la piscine, il est estimé que 30 % des systèmes actuels de la centrale comme les systèmes d'eau de refroidissement de la piscine, les systèmes de détection d'eau lourde dans l'air et les systèmes d'alimentation électriques, devront demeurer en service. Cette proportion diminue à 15 % lorsqu'il n'y aura plus de combustible dans la piscine.

Tel que planifié actuellement par la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN), le transfert des grappes de combustible de Gentilly-2 vers le site d'entreposage définitif débutera à la fin de la période de dormance, soit vers 2050 pour se terminer vers 2060. Selon les données d'exploitation actuelles de la centrale et considérant son exploitation jusqu'à la fin de 2012, 130 000 grappes de combustible devront être transférées.

Indépendamment de l'option qui aura été retenue pour le traitement des déchets de faible et moyenne activité, la disposition de ces déchets se fera également au cours de cette période. Par ailleurs, pour le transfert de ces déchets, une demande d'autorisation de disposition devra être présentée à la CCSN.

3.2.3 PRÉPARATION ET DÉMANTÈLEMENT

Les activités de démantèlement de la centrale seront réalisées sur une durée de 5 ans, de 2055 à 2060. La première année est consacrée à la préparation des travaux : caractérisation de l'état des installations, élaboration des procédures détaillées de démantèlement des différents systèmes, etc.

Le démantèlement physique des installations sera réalisé sur une période de 4 ans. Toutes les pièces d'équipement de grand format, comme les générateurs de vapeur, seront coupées pour respecter les critères d'acceptation des sites d'entreposage. Quant aux tubes de force et de calandre, ils seront coupés en petits morceaux et aplatis pour en réduire le volume, tel que prévu dans le cas de la réfection. Ils seront transférés vers le site d'entreposage définitif dans des contenants blindés. Une trentaine d'employés de la centrale participeront à ces activités et ils seront supportés par des firmes externes.

À la fin du démantèlement, tous les déchets nucléaires auront été déplacés pour l'entreposage à long terme.

3.2.4 REMISE EN ÉTAT DU SITE

Les deux dernières années du processus sont prévues pour la réhabilitation du site. Elles sont dédiées à finaliser la disposition de tous les débris provenant des bâtiments et à créer un aménagement favorisant la stabilisation du sol. Il est estimé qu'environ cinq employés de la centrale seront requis pour finaliser les travaux.

De plus, Hydro-Québec devra déposer une demande de permis d'abandon à la CCSN lorsque le terrain ou les parcelles de terrain ne présenteront plus de contamination. Ce permis précisera, le cas échéant, les conditions de surveillance à effectuer ainsi que la période requise pour ce faire. Aucun permis d'abandon n'a été émis à ce jour et la CCSN rédige actuellement un guide d'application de la réglementation sur ce sujet.

3.3 COÛT DE LA FERMETURE

Les coûts présentés ci-dessous sont des estimations basées sur la connaissance à ce jour des activités liées à une fermeture définitive.

Le coût total de fermeture de la centrale en octobre 2012 est estimé à 1,8 G\$ en dollars de 2012 répartis entre les années 2012 et 2159.

Tel que présenté à la Figure suivante, des dépenses importantes seraient engagées au cours des premières années suivant la fermeture pour réaliser :

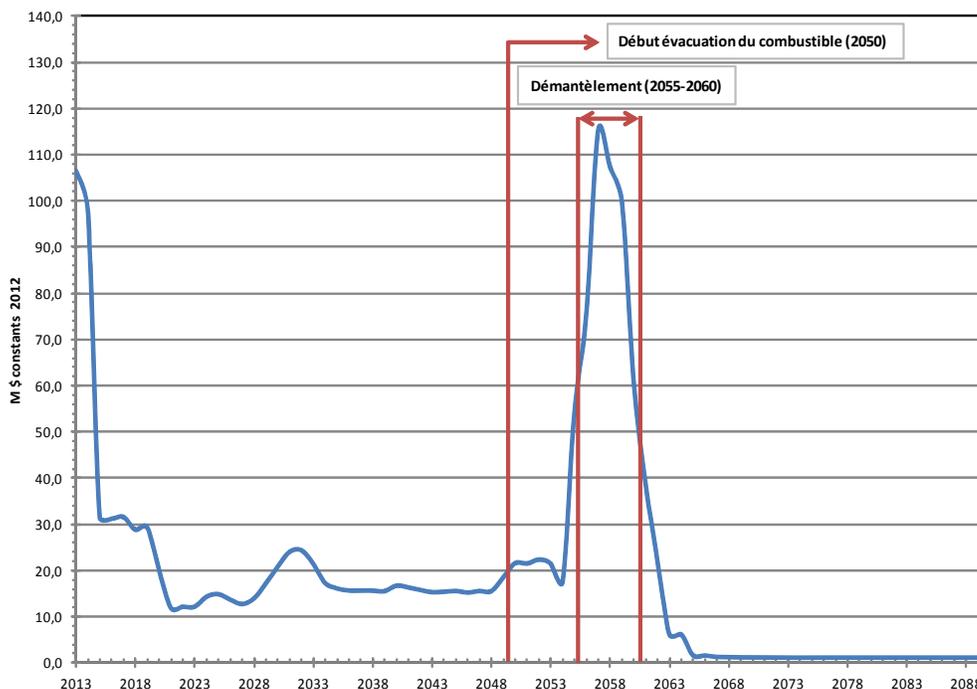
1. Activités préparatoires pour les études préalables à l'obtention du permis de déclasserement et l'étude environnementale ;
2. Projets d'investissement devant obligatoirement être exécutés pour rencontrer les exigences de sûreté et les considérations environnementales liées à la fermeture ;
3. Plan de démantèlement des installations et l'évacuation du combustible irradié.

Entre 2050 et 2060, période correspondant au début de l'évacuation du combustible et à la phase de démantèlement des installations, une autre période de croissance des dépenses est observée.

Les principales activités post exploitation et les coûts annuels associés sont détaillés aux pages suivantes.

**Figure 4 : Coûts d'un scénario de fermeture en 2012
(millions de dollars 2012)**

(Figure grand format à l'annexe 8)



Coût total annuel (en millions de dollars 2012)

ACTIVITÉS (M\$ 2012)	TOTAL (M\$ 2012)	2013	2014	2015	2016	2017	(...)	2055	2056	2057	2058	2059	2060
DORMANCE ET DÉMANTÈLEMENT	1 075,18	82,3	78,8	19,6	19,6	19,6		42,4	63,7	102,8	95,9	88,4	49,1
ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE	660,8	2,4	2,7	3,2	4,9	5,2		14,0	13,8	13,7	13,7	13,8	13,8
INVESTISSEMENTS OBLIGATOIRES	34,6	17,5	15,2	1,2	0,6	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ACTIVITÉS PRÉPARATOIRES	15,9	6,2	6,2	1,8	1,8	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL (excluant coût démob. MDO)	1 786,43	108,3	102,9	25,8	26,9	24,8		56,4	77,5	116,5	109,6	102,2	62,9

3.3.1 PROJETS D'INVESTISSEMENT ET CHARGES D'EXPLOITATION

Certains projets d'investissement, principalement liés à la sûreté et à des considérations environnementales, devront être réalisés, même si la centrale devait cesser ses opérations à la fin 2012. Les principaux travaux, estimés à près de 35 M\$ (dollars de 2012), sont la réfection de la piscine de stockage du combustible et l'instrumentation du béton des installations.

3.3.2 COÛTS DES ACTIVITÉS DE DORMANCE, DE DÉMANTÈLEMENT ET DE REMISE EN ÉTAT DU SITE

Pour évaluer les coûts d'un scénario de fermeture à la fin de l'année 2012, les coûts de démantèlement ont été mis à jour. En effet, puisque la date prévue de disponibilité du site d'entreposage définitif du combustible irradié qui sera construit

par la SGDN est 2050, le début du transfert du combustible ne peut commencer avant cette date. Par conséquent, la période de dormance dans un scénario de fermeture à court terme serait de plus longue durée car elle débiterait dès 2014. Toutefois, la quantité de déchets serait inférieure que pour un scénario de réfection et le transfert s'effectuerait plus rapidement.

Les coûts des activités de dormance, de démantèlement et de remise en état du site dans un scénario de fermeture en 2012 sont de 1 075 M\$ (dollars de 2012).

Tableau 7 : Durées et coûts des principales activités post exploitation

Phase	Activité	Années de réalisation	Coût* M\$ 2012
1	Préparation dormance	2013 à 2014	155,6
2	Dormance	2014 à 2055	427,7
3	Préparation pour démantèlement	2055 à 2056	77,6
4	Démantèlement	2056 à 2060	362,4
5	Remise en état du site	2060 à 2062	51,9
TOTAL		2013 à 2062	1 075,2

*Note : 2 041 M\$ courants

3.3.3 COÛTS DE L'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE IRRADIÉ

Les coûts de l'évacuation du combustible irradié ont, quant à eux, été ajustés selon les nouveaux paramètres du scénario à l'étude, c'est-à-dire que la proportion du nombre de grappes de combustible irradié attribuable à l'exploitation de Gentilly-2 serait moindre et tiennent aussi compte du fait qu'Hydro-Québec évacuerait le combustible en 2050.

Les coûts de l'évacuation du combustible utilisé pour un scénario de fermeture à la fin 2012, qui s'échelonnent sur la période 2050 à 2060, est estimée par la SGDN à 661 M\$ (dollars de 2012). Ce même coût pour l'évacuation du combustible utilisé de 2050 à 2070, suite à une réfection et un deuxième cycle d'exploitation de la centrale s'achevant en 2043, est estimé à 1 128 M\$ (dollars de 2012). Il est considéré qu'advenant la fin de l'exploitation de la centrale après un cycle de vie, Hydro-Québec transfèrera 130 000 grappes de combustible irradié. Sa quote-part des coûts passerait de 4,5 % si la centrale est exploitée pour un deuxième cycle de vie, comparé à 3,87 % si elle est fermée à la fin 2012.

3.3.4 COÛT TOTAL DE FERMETURE

Le coût total de fermeture de la centrale à la fin 2012 est estimé à 1,8 G\$ (dollars de 2012) répartis entre les années 2012 et 2159. Le coût total d'une fermeture de la centrale en 2043, pour le scénario de réfection, est estimé à 2 G\$ (dollars de 2012) répartis entre les années 2043 et 2072. Le Tableau 8 qui suit résume les coûts des activités énoncées précédemment et les compare à une fermeture reportée en 2043 suite à une réfection et l'exploitation pour un deuxième cycle de vie.

Tableau 8 : Coûts totaux de la fermeture de la centrale en 2012 et en 2043

Coût des activités	Fermeture 2012* (M\$ 2012)	Fermeture 2043* (M\$ 2012)
Activités préparatoires	16	-
Projets obligatoires	35	-
Démantèlement	1 075	912
Évacuation du combustible	660	1 128
Coût total de fermeture (2011 à 2159)	1 786	2 040

*Note : 6 753 M\$ courants (fermeture 2012) / 9 430 M\$ courants (fermeture 2043)

L'écart entre les deux scénarios provient essentiellement de la réduction du volume de combustible irradié.

3.4 IMPACTS RELIÉS AUX EMPLOIS DE LA CENTRALE

Le nombre d'employés permanents et temporaires de la centrale est présentement de 736. Le Tableau suivant présente le nombre des ressources nécessaires pour l'exécution des travaux au cours des premières années suivant une fermeture.

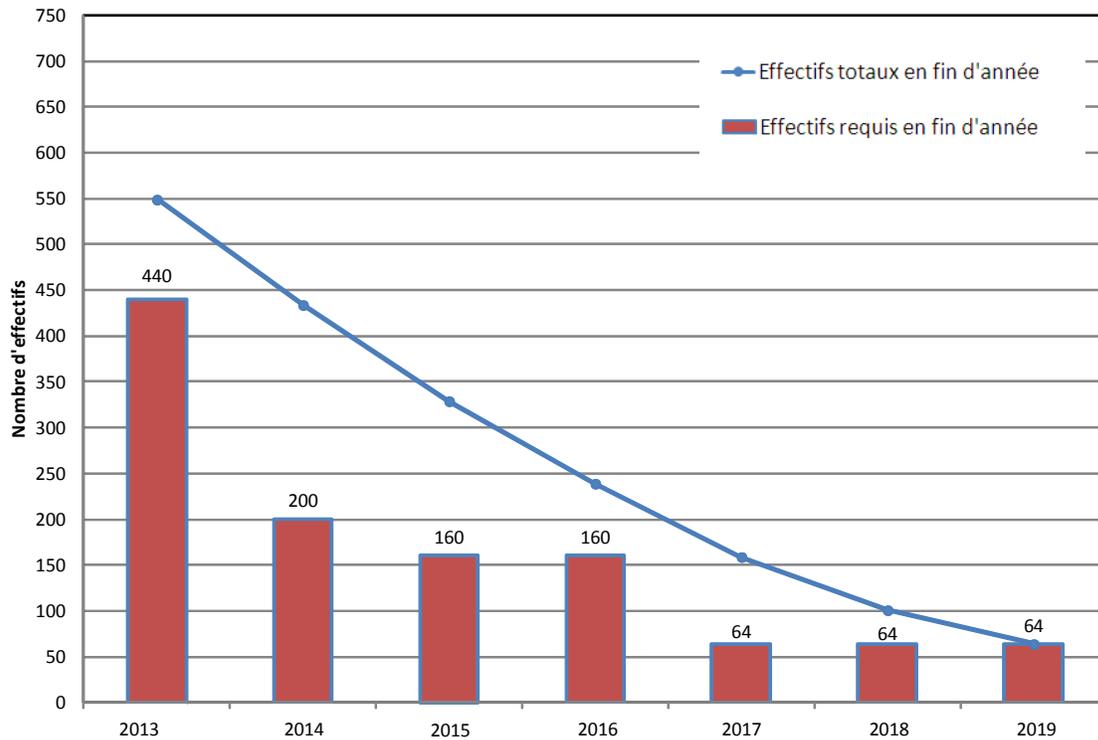
Tableau 9 : Nombre de ressources requises pour l'exécution des deux premières phases des travaux de fermeture

Activités de préparation à la dormance et dormance	Retrait combustible et eau lourde	Mise en retrait autres systèmes	Maintenance des systèmes en fonction et surveillance du site (7 premières années)						
			2013 (6 mois)	2013-2014 (12 mois)	2015 (12 mois)	2016 (12 mois)	2017 (12 mois)	2018 (12 mois)	2019 (12 mois)
Effectifs nécessaires au déclassement	485	440	200	160	160	64	64	64	64

Comme il a déjà été mentionné, Hydro-Québec mettra en place un plan de relocalisation du personnel et respectera toutes les conventions collectives en vigueur ainsi que les exigences des normes du travail.

Les employés syndiqués continueront d'être rémunérés le temps de la relocalisation, tel que prévu aux conventions collectives. La figure suivante illustre le plan préliminaire de démobilitation du personnel de la centrale.

Figure 5 : Plan de main-d'œuvre / Gentilly-2



4. ANALYSE FINANCIÈRE DES SCÉNARIOS

Par rapport au projet de réfection, la fermeture définitive de la centrale Gentilly-2 à la fin 2012 signifie une réduction de la capacité de production d'Hydro-Québec Production de 675 MW, soit 5 milliards de kWh par année, pour la période débutant en 2017, qui correspond à la date de retour en production de la centrale dans le scénario d'une réfection.

Cette réduction de capacité de production **n'a aucun effet sur les tarifs d'électricité pour les consommateurs au Québec**. Elle n'affecte pas les obligations de l'entreprise en faveur des consommateurs en ce qui concerne le bloc d'approvisionnement patrimonial de 165 milliards de kWh à 2,79¢ le kWh. Par ailleurs, les quelques 250 M\$ d'investissements, pour les ajouts et les renforcements requis sur le réseau de transport pour compenser l'effet stabilisateur de la centrale de Gentilly-2, peuvent être intégrés aux programmes réguliers d'investissements sur le réseau, avec l'approbation de la Régie de l'énergie. L'effet tarifaire de ces investissements est très marginal.

La fermeture définitive de la centrale à la fin 2012 n'a d'effet que sur les revenus d'exportation d'Hydro-Québec Production à compter de 2017. Ainsi, la justification financière du projet de réfection doit être analysée à la marge, en fonction des revenus potentiels des marchés d'exportation pour la période post 2016, et en tenant compte du prix de revient différentiel du scénario de réfection, par rapport à celui de fermeture.

Ce prix de revient différentiel, pour la portion des investissements qui serait engagée à compter de la fin 2012, est présenté au Tableau 5 de la deuxième section. Il est de 8,3 ¢ le kWh (dollars de 2012). Ce prix de revient différentiel correspond à l'écart entre les coûts de la réfection et ceux de la fermeture définitive à la fin 2012, en tenant compte de tous les coûts qui seraient engagés à compter de la fin 2012 pour chaque scénario, le tout traduit en ¢2012 par kWh. Ce prix de revient différentiel fixe ainsi le seuil à partir duquel le projet de réfection serait justifié au plan financier par rapport à une fermeture définitive dès la fin 2012. Ce prix de revient doit être comparé aux prix de marché hors Québec accessibles à Hydro-Québec à l'horizon 2017, en tenant compte de l'ensemble de l'électricité qui sera exportée par l'entreprise.

Les prévisions actuelles de prix de marché hors Québec suggèrent une fourchette de prix autour de 5¢US/kWh à l'horizon 2017. Ces scénarios tiennent compte d'un ensemble d'hypothèses, dont les prix à terme du gaz naturel, l'évolution de la demande, la réglementation environnementale anticipée, etc. Le fort recul du prix du gaz naturel en Amérique du Nord depuis 2009, associé à la production de gaz de schiste, est pris en compte dans ces prévisions. Nous posons également l'hypothèse d'un \$C à parité avec le \$US. Le revenu marginal attribuable à Gentilly-2 est par ailleurs plus bas que le prix moyen de 5¢ le kWh puisqu'il correspond, pour fins d'analyse marginale, aux derniers 5 milliards de kWh exportés chaque année. Le revenu marginal implique donc un nombre important d'heures hors des pointes de consommation. Un revenu marginal d'exportation de 4¢ le kWh à l'horizon 2017 est donc utilisé pour cette analyse.

Ce revenu marginal d'exportation est largement inférieur au prix de revient différentiel du projet de réfection de Gentilly-2. **Le projet de réfection n'est donc pas justifié au plan financier pour Hydro-Québec.**

Sur la base de ces données, **la fermeture de Gentilly-2 conduit à de meilleurs résultats financiers pour Hydro-Québec dans le futur, par rapport au scénario d'une réfection de la centrale. Ainsi, le bénéfice net annuel de l'entreprise sera supérieur d'environ 215 millions de \$ à compter de 2017 et pour les années subséquentes, par rapport au niveau qu'il aurait atteint dans le cas d'une réfection.** Cette différence correspond à l'écart entre le prix de revient de 8,3¢/kWh de la réfection, par rapport à la fermeture, et le revenu marginal d'exportation de l'ordre de 4¢ le kWh. Cet écart de 4,3¢ le kWh variera peu dans le temps: d'une part le prix de revient est indexé, mais les prix de marché connaîtront une certaine appréciation en contrepartie. Cet écart, multiplié par le volume de production annuelle de 5 milliards de kWh de Gentilly-2, donne 215 millions de \$ par année. Dit autrement, la réfection amputerait les résultats annuels d'Hydro-Québec de 215 millions de \$ en 2017 et pour les années subséquentes. **En valeur actuelle, il s'agit d'un avantage de 3,1 milliards de \$ en faveur de la fermeture fin 2012.**

L'ensemble des coûts de fermeture de la centrale de Gentilly-2 sont pris en compte dans cette analyse, incluant les coûts associés à l'évacuation du combustible irradié vers le site d'entreposage définitif et les coûts de démantèlement complet de la centrale dans plusieurs décennies.

Il importe de préciser que l'analyse financière présentée dans ce Rapport est propre à Gentilly-2. Les conclusions de cette analyse financière reposent sur plusieurs facteurs spécifiques à l'exploitation d'une centrale nucléaire, notamment la courte période d'exploitation (25 à 30 ans) et les coûts importants en fin de vie pour déclasser, démanteler et évacuer toutes les composantes et le combustible irradié. Une centrale nucléaire doit produire très rapidement des bénéfices pour récupérer son investissement initial et accumuler les montants nécessaires à son déclassement futur, une opération très coûteuse. Les conditions de marché et les revenus des premières années d'exploitation de la centrale nucléaire sont donc très importants pour rentabiliser l'ensemble de l'opération. Le contexte est très différent pour un projet hydroélectrique. À la différence du nucléaire, les centrales hydroélectriques au Québec offrent des périodes d'exploitation productive de plus de 100 ans, avec des coûts très stables à long terme. Les conditions de marché des premières années d'exploitation sont donc beaucoup moins déterminantes pour juger de la rentabilité à long terme dans ce cas. En ce sens, **les paramètres et conclusions propres à l'analyse des options pour Gentilly-2 ne peuvent être transposés à l'analyse de projets d'énergie renouvelable comme les projets hydroélectriques, par exemple.**