

ANNEXES

ANNEXES

ANNEXE 3

ANNEXE 3 : MÉTHODE D'ANALYSE FINANCIÈRE

La méthode d'analyse financière retenue ainsi que les principaux paramètres considérés sont présentés ci-dessous.

1. ANALYSE DIFFÉRENTIELLE

Le prix de revient 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.

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.

Plusieurs données sont requises pour réaliser l'étude financière. Certains paramètres économiques tels que le taux d'intérêt, le taux d'actualisation, le taux d'inflation et le ratio de financement externe sont les mêmes dans les deux scénarios évalués. Quant aux données sur la production annuelle d'énergie, les dépenses d'exploitation et d'investissement ainsi que les frais de disposition de combustible et de démantèlement de la centrale, elles diffèrent selon le scénario.

Afin de tenir compte des incertitudes, le modèle financier utilise la simulation Monte-Carlo. Dans cette méthode, les paramètres du modèle ayant un impact significatif, tels les coûts d'exploitation ou le facteur de production de la centrale, sont représentés par une distribution de probabilités. Plus les paramètres sont à risque, plus la plage de la distribution est étendue. Les probabilités sont spécifiques à chaque paramètre et sont déterminées en fonction de leur degré de risque. Ainsi, un très grand nombre de calculs est réalisé pour tous les paramètres et un traitement statistique des résultats est par la suite effectué.

Les études sur la faisabilité et la stratégie de réalisation de la réfection de la centrale Gentilly-2 sont en cours depuis quelques années et auront engendré des dépenses de 965 M\$, incluant les intérêts, au 30 septembre 2012.

2. FACTEURS D'ANALYSE

2.1 PARAMÈTRES FINANCIERS

Les hypothèses de financement retenues dans le modèle financier sont un financement externe à la hauteur de 70 % de l'investissement requis. Le taux

ANNEXE 3

d'intérêt appliqué à ce financement est de 4,0 %, soit le taux anticipé des nouvelles émissions d'obligations d'Hydro-Québec pour 2013-2015.

Les différents coûts et revenus du projet sont répartis sur plusieurs années. Pour rendre comparable les flux annuels, ils sont actualisés à une même période.

Le taux d'actualisation utilisé dans l'analyse financière a été fixé à 12 %, soit le rendement sur l'avoir propre visé pour l'ensemble des activités de base non réglementées d'Hydro-Québec.

Le prix de revient de l'analyse financière est calculé pour atteindre le rendement déterminé qui est calculé à partir des flux monétaires différentiels (scénario de fermeture moins scénario de réfection) disponibles aux actionnaires. Les flux monétaires différentiels prennent en considération le remboursement du capital et les charges d'intérêt.

2.2 FACTEUR D'UTILISATION DE LA CENTRALE

Le facteur d'utilisation de la centrale prévu pour le deuxième cycle de vie est l'un des paramètres dont la variation a le plus d'impact sur le prix de revient du projet de réfection.

La valeur de référence du facteur d'utilisation de la centrale Gentilly-2 a été établie en considérant :

- La planification des travaux requis de mise à niveau de certains systèmes et de maintenance suite à la réfection ;
- L'historique de production de la centrale de 1983 à 2010 ;
- Les pratiques actuelles de l'industrie.

2.2.1 Historique du facteur d'utilisation

La centrale Gentilly-2 a été mise en service le 1^{er} octobre 1983.

L'analyse des valeurs historiques du facteur d'utilisation de Gentilly-2 a permis de baliser et de définir les bases du scénario de référence du facteur d'utilisation pour le prolongement de la vie utile de la centrale.

La période de référence considérée est de 1987 à 2007 soit, la phase durant laquelle la centrale a été opérée sans contrainte particulière pour atteindre un facteur d'utilisation moyen de 82%. Les valeurs maximale et minimale sont de l'ordre de 97% et 65%. Ces données sont comparables à l'historique d'exploitation des centrales de Point Lepreau et de Wolsong pour la même période, des installations qui opèrent avec des réacteurs de technologie identique.

ANNEXE 3

Historique des facteurs d'utilisation

Période	FU moyen		
	Gentilly-2	Point Lepreau	Wolsong
1987 à 2007	82%	80%	88%

2.2.2 Facteur d'utilisation au cours du 2e cycle de vie

Suite à la réfection, le scénario de référence du facteur d'utilisation de la centrale a été déterminé selon des hypothèses d'arrêts planifiés et non planifiés. Ces arrêts sont basés sur le plan des travaux de mise à niveau d'équipements requis suite à la réfection, le retour d'expérience du premier cycle d'exploitation, les pratiques actuelles de l'industrie et les valeurs cibles d'opération des centrales en réfection.

2.2.3 Arrêts planifiés

La stratégie d'arrêts planifiés a été établie sur un cycle de deux ans. Il s'agit de la tendance actuelle de l'industrie, tant pour les nouveaux réacteurs que les réacteurs réfectionnés.

La durée de chaque arrêt a été déterminée en fonction de la planification des travaux de maintenance courants et extraordinaires, de même que pour répondre aux besoins du plan des travaux d'investissement devant être réalisés à la centrale pour assurer un fonctionnement performant des systèmes et répondre aux critères de sûreté.

Plus spécifiquement, une plus longue période de maintenance et d'entretien a été prévue pour les deux premiers arrêts afin de réaliser, entre autres, l'inspection inaugurale de 10 canaux de combustible et des tubes de force et l'inspection de garantie du groupe turbo-alternateur.

Pour les années subséquentes la durée des arrêts varie selon l'ampleur des travaux et des inspections planifiées.

Basée sur l'historique du premier cycle, de longs arrêts sont prévus pour les trois dernières années d'exploitation compte tenu du vieillissement des systèmes et du suivi étroit de la sûreté des installations par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN).

2.2.4 Arrêts non planifiés

Le nombre de jours d'arrêts non planifiés est basé sur l'expérience du premier cycle d'opération. Ainsi, la fréquence des arrêts forcés a été augmentée progressivement en fonction des années d'exploitation pour tenir compte du vieillissement des systèmes.

ANNEXE 3

À la lumière de l'historique de production de la centrale Gentilly-2 et des travaux prévus suite à la réfection, le facteur d'utilisation moyen du deuxième cycle de vie devrait atteindre 83,5%. L'analyse financière de 2008 tenait compte également du même facteur de production qui est comparable à la prévision de la centrale Point Lepreau évaluée à 85%.

2.3 CHARGES D'EXPLOITATION DE LA CENTRALE

Le coût d'exploitation de la centrale est le deuxième facteur en importance dans l'analyse financière. Toutes les dépenses qui devront être réalisées pour la durée complète d'un deuxième cycle de vie sont considérées, tels le personnel, le matériel, les services externes, les travaux d'investissement réguliers, etc.

2.4 COUT DES TRAVAUX DE REFECTION

Le coût des travaux de réfection est le troisième paramètre en importance au niveau du prix de revient du projet.

L'estimation du coût du projet était basée sur un processus d'évaluation de l'état de la centrale mis en place à l'avant-projet et qui avait permis l'identification, l'analyse et la disposition de recommandations de travaux permettant de poursuivre l'exploitation pour un deuxième cycle de vie de la centrale.

La quantité et la qualité des informations disponibles quant à la conception, l'approvisionnement et la construction influencent la précision de l'estimation. Le coût révisé du projet a été évalué alors que l'avancement global de l'ingénierie détaillée est à plus de 65%.

La portée du projet de réfection a été définie par une équipe de spécialistes et les travaux ont été scindés en différents lots de travail. Le coût des travaux spécifiques à chaque lot a été estimé pour l'ingénierie, les acquisitions d'équipement, la construction et la mise en service.

L'estimation globale du coût du projet inclut également les frais de gérance du projet et du chantier, les frais généraux, l'inflation et une contingence budgétaire. Le coût de la réfection de la centrale est maintenant estimé à 4,3 G\$ en comparaison à 1,9 G\$ en 2008. L'évolution du coût a un impact de 4,2 ¢2012/kWh sur le prix de revient.

Le détail des coûts actuels du projet ainsi que les explications quant aux écarts avec l'estimation de 2008 sont présentés dans l'analyse du scénario de réfection.

2.5 COUT RELATIF AU RESEAU DE TRANSPORT

La centrale de Gentilly-2 fournit de l'énergie et de la puissance à proximité des grands centres de consommation au Québec. Comme source de puissance réactive, elle contribue aussi à la stabilité dynamique du réseau. Elle améliore ainsi la robustesse du réseau et offre une plus grande marge de manœuvre pour son exploitation.

ANNEXE 3

La fermeture de Gentilly-2 nécessitera les ajouts et les modifications suivantes sur le réseau de transport :

- L'ajout d'un compensateur statique à un poste de la boucle de 735 kV de Montréal.
- L'ajout de batteries de condensateurs au poste Gentilly, pour éviter des baisses de la tension.
- Le rehaussement des câbles des lignes L7005 et L7035 liant les postes Nicolet et Lévis, pour assurer la hauteur minimale requise pendant la période de pointe estivale. En absence de la production de Gentilly-2, pour alimenter le poste Nicolet, les transits dans ces lignes seront augmentés et causeront une augmentation de la température des câbles. Cette augmentation de température provoquerait, pendant la pointe estivale, un allongement des câbles qui ne respecterait plus le dégagement minimal requis.

Ces ajouts et modifications sont évalués à 250 M\$. Les projets spécifiques seront intégrés aux programmes réguliers d'investissements sujets à l'approbation de la Régie de l'énergie.

2.6 ACTIVITES POST EXPLOITATION

L'analyse financière servant à déterminer la rentabilité de l'exploitation d'une centrale nucléaire inclut les coûts post exploitation, dont le démantèlement de l'installation et l'évacuation du combustible irradié qui sont des dépenses importantes suite à l'arrêt définitif de production.

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.

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. De plus, les exploitants d'installations nucléaires doivent garantir qu'ils ont les fonds pour assurer la mise en œuvre du plan, pour gérer la gestion à long terme du combustible irradié et procéder de façon continue à la surveillance de l'environnement et à l'entretien du site. Pour le démantèlement de la centrale de Gentilly-2, le gouvernement du Québec a émis une garantie financière à la CCSN pour l'exécution des obligations liées à ces travaux.

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.

ANNEXE 3

La plus récente version du plan a été réalisée en 2009, pour l'exercice de renouvellement du permis en avril 2011. La portée des différentes étapes de démantèlement et les coûts engendrés sont définis en fonction des exigences canadiennes.

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.

En 2007, le gouvernement canadien a approuvé la méthode de gestion proposée par la SGDN qui consiste en un dépôt géologique en profondeur situé dans une formation rocheuse appropriée. Depuis, un processus de sélection d'un site d'entreposage, qui devrait s'échelonner jusqu'en 2018, est en cours.

Conformément aux exigences de la Loi, un fonds en fiducie a été institué par les propriétaires de déchets pour financer la gestion à long terme de leur combustible irradié. Des contributions sont versées annuellement aux fonds. Au 31 décembre 2011, la valeur marchande des fonds investis par Hydro-Québec était de 99 M\$.

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 Énergie Atomique du Canada, le transfert de leur combustible s'effectuera à partir de l'année 2050.

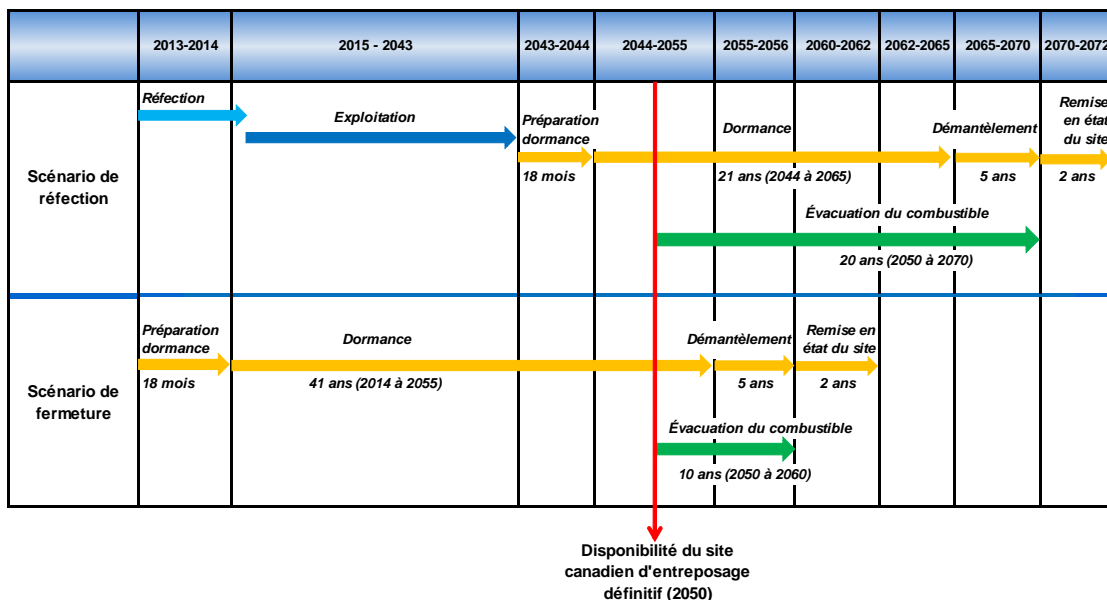
Puisque la date prévue de disponibilité du site d'entreposage définitif du combustible irradié est déterminée, le début du transfert du combustible se ferait à au même moment peu importe l'année de fermeture de la centrale. Par conséquent, les activités post exploitation dans un scénario de fermeture à court terme serait de plus longue durée. Toutefois, la quantité de déchets serait moindre et le transfert s'effectuerait plus rapidement.

Les activités post exploitation dans un scénario de réfection s'échelonnent sur une période de 29 ans alors que dans un scénario de fermeture elles seraient d'une durée de 50 ans. Les durées ont un impact sur les coûts.

ANNEXE 3

L'échéancier suivant présente la durée estimée des différentes activités de démantèlement selon les scénarios de réfection et de fermeture de la centrale.

Échéancier – Activités post exploitation



Les coûts d'évacuation du combustible sont évalués par la SGDN. Les membres de la société ont convenu d'une formule de financement qui est révisée aux cinq ans. La formule de financement précise que la répartition des coûts liés à la conception, la construction et l'exploitation du site d'entreposage, ainsi que la délivrance du permis s'y rapportant, est en proportion du nombre de grappes de combustible en entreposage dont dispose chaque membre. De plus, cette répartition est fonction de la date à laquelle les membres auront accès au site. Puisqu'il a été convenu qu'Hydro-Québec, Énergie Nouveau-Brunswick et EACL transféreront leur combustible irradié en 2050 alors qu'Ontario Power Generation (OPG) bénéficiera du site dès 2035, une diminution de notre quote-part a été négociée.

En 2007, année de la signature de l'entente, la quote-part des coûts de chaque membre était la suivante :

ANNEXE 3

**Quote-part des coûts d'évacuation
du combustible irradié**

Membre	Quote-part
Ontario Power Generation	90,78%
Énergie Nouveau-Brunswick	4,18%
Hydro-Québec	3,87%
EACL	1,17%

Les montants annuels à verser au fonds en fiducie, destiné à assurer la mise en œuvre du site d'entreposage définitif, sont déterminés en fonction des coûts estimés du projet auquel est appliqué la quote-part d'Hydro-Québec soit 3,87 %.

Si un scénario de fermeture de la centrale à la fin 2012 était retenu, la proportion du nombre de grappes de combustible irradié attribuable à l'exploitation de Gentilly-2 serait moindre, considérant que Point Lepreau sera opérée pour un deuxième cycle de vie et qu'OPG prévoit la réfection des centrales de Darlington et la construction d'une nouvelle centrale.

Dépendamment du scénario retenu, les coûts associés à l'évacuation du combustible irradié seront donc différents et l'analyse financière en tient compte.

La gestion des déchets faiblement et moyenne radioactifs n'est pas incluse dans la Loi sur les déchets de combustible nucléaire. Ainsi, chaque producteur doit identifier sa stratégie d'entreposage à long terme. Le traitement est différent selon la radioactivité de ces déchets, certains devront être entreposés dans un site géologique en profondeur. Ces déchets proviennent essentiellement des composantes nucléaires de la réfection et du démantèlement de la centrale.

Les coûts d'entreposage définitif des déchets de faible et moyenne activités sont également inclus dans l'étude de TLG Services Inc. Des hypothèses conservatrices ont été émises quant à la quantité de déchets, aux coûts de transport et aux coûts de construction du site. Les hypothèses retenues ont été balisées avec celles du Nouveau-Brunswick pour la centrale de Point Lepreau et avec celles d'OPG.

2.7 PLAN DE DEMOBILISATION DE LA MAIN-D'ŒUVRE

À la fin de l'exploitation de la centrale, tant dans le cas d'un scénario de réfection que d'un scénario de fermeture, 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

ANNEXE 3

requis, sera démobilisé progressivement. Le modèle financier tient compte de l'ensemble des coûts associés au plan de démobilisation.

Les hypothèses retenues considèrent que près de 90 % de la main-d'œuvre de Gentilly-2 est salariée et syndiquée. La démobilisation des effectifs a été étudiée selon les départs à la retraite, les départs volontaires et les réaffectations de la main-d'œuvre à l'intérieur de l'entreprise.

ANNEXE 4

ANNEXE 4 : GESTION DES DECHETS

En vertu de la Loi sur les déchets de combustible nucléaire adoptée en 2002, la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN) s'est vue confiée la gestion à long terme du combustible irradié canadien. L'avancement des travaux de la SGDN ainsi que les risques associés à la réalisation de son projet sont présentés dans les pages suivantes.

De plus, il sera question de la gestion à long terme des déchets radioactifs autres que le combustible irradié qui ne sont pas inclus dans la Loi sur les déchets de combustible nucléaire. Chaque détenteur de ce type de déchets doit en assurer l'entreposage à long terme.

1. MANDAT DE LA SGDN

Depuis que le gouvernement du Canada a retenu en juin 2007, la Gestion adaptative progressive (GAP) comme plan de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié, la SGDN assume la responsabilité de sa mise en œuvre.

Voici les caractéristiques principales de la méthode de Gestion adaptative progressive:

- L'objectif technique est le confinement et l'isolement du combustible nucléaire irradié dans un dépôt en profondeur, au sein d'une formation rocheuse appropriée où le combustible irradié sera confiné de manière sûre et sécuritaire par des barrières ouvragées et la géologie locale.
- La SGDN recherchera une collectivité informée et consentante pour accueillir le dépôt, l'installation de démonstration souterraine et le centre d'expertise associé, lequel est appelé, selon le souhait de la SGDN, à devenir un carrefour de collaboration scientifique nationale et internationale.
- Le choix du site sera guidé par un ensemble robuste de critères de sûreté destinés à protéger la population et l'environnement. Le processus sera axé sur les collectivités et se fondera sur l'engagement des citoyens et sur des évaluations rigoureuses pour confirmer la sécurité de la population et de l'environnement. Ce projet ne sera imposé à aucune collectivité.
- La collaboration, l'apprentissage continu et l'adaptabilité sous-tendront la mise en œuvre de ce projet d'infrastructure nationale de technologie de pointe, évalué à entre 16 G\$ et 24 G\$, qui se déploiera sur plusieurs décennies, sous strict contrôle et approbation réglementaire.
- Des fonds en fiducie ont été institués par les détenteurs de combustible utilisé pour répondre aux obligations financières futures liées à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Au 31 décembre 2011, la valeur marchande des fonds investis était de 99 M\$.

ANNEXE 4

2. AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA SGDN

Processus de sélection d'un site

- En mai 2010, la SGDN a officiellement lancé le processus de sélection d'un site d'entreposage à long terme.
- La première phase du processus vise à informer les collectivités qui approchent la SGDN en vue de mieux connaître et comprendre le projet. Les collectivités peuvent se renseigner sur le projet sans obligation de s'engager plus avant dans le processus.
- Des évaluations préliminaires de sites sont menées pour les collectivités qui le demandent. Ceci permet de savoir dès le début du processus s'il y a des raisons techniques connues qui pourraient exclure leur candidature à être un hôte potentiel. Les principaux critères appliqués concernent une reconnaissance géologique et hydrogéologique sommaire des sites.
- À ce jour, neuf communautés se sont manifestées publiquement :
 - En Saskatchewan : Pinehouse, la Première nation d'English River et Creighton
 - En Ontario: Ignace, Ear Falls, Schreiber, Hornepayne, Red Rock et Wawa.
 - Certaines de ces communautés ont participé à des rencontres d'information offertes par la SGDN à Toronto. Les délégations ont pu visiter les installations d'entreposage de combustible nucléaire irradié d'Ontario Power Generation (OPG). Elles ont aussi été invitées à rencontrer la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) pour se renseigner sur le processus réglementaire.
- Après avoir complété les évaluations préliminaires, certaines ont souhaité poursuivre le processus en organisant des journées portes ouvertes ainsi qu'un éventail d'activités de soutien avec différents groupes de leur collectivité. Quelques-unes ont commencé à contacter les collectivités voisines afin d'explorer leur intérêt potentiel pour le projet.
- Aucune collectivité ne sera tenue de confirmer son consentement à accueillir le dépôt avant plusieurs années d'études sur le terrain et d'engagement des citoyens et la réalisation d'une étude régionale. Il est prévu qu'une dizaine d'années s'écoulera avant que le processus réglementaire commence à confirmer le choix d'un site dans une collectivité. C'est à l'automne 2011 que la SGDN décrira ce qui sera impliqué dans une étude de faisabilité, si une collectivité décide de passer à l'étape suivante. Des études de faisabilité seront lancées en 2012, à la demande des communautés intéressées.

ANNEXE 4

3. ENGAGEMENT DE LA SGDN ENVERS LES PEUPLES AUTOCHTONES

Les intérêts et préoccupations des peuples autochtones sont au cœur des considérations de la SGDN depuis sa création en 2002. La SGDN s'est engagée à rechercher une véritable participation des collectivités autochtones, particulièrement celles touchées par la mise en œuvre de la GAP. Ainsi, lorsque des communautés manifestent publiquement leur intérêt à mieux connaître le projet d'infrastructure de dépôt à long terme du combustible irradié, la SGDN informe les collectivités autochtones voisines et les organisations autochtones provinciales responsables.

C'est dans ce contexte d'information disponible et accessible, que la SGDN a fourni des renseignements sur la Gestion adaptative progressive aux Premières Nations du Québec, à leur demande.

4. PORTEE DE L'ENGAGEMENT 2011 DE LA SGDN A L'ENDROIT DES GOUVERNEMENTS

La SGDN poursuit le même objectif de collaboration avec les gouvernements et entend mener les activités suivantes auprès de ses représentants pour l'année 2011:

- Séances d'information annuelles avec les élus fédéraux et provinciaux dans les collectivités participant au cycle du combustible nucléaire (Ontario, Nouveau-Brunswick, Québec et Saskatchewan) afin de fournir une mise à jour sur les progrès accomplis dans le processus de sélection d'un site
- Des séances d'information prévues pour fin automne 2011/début hiver 2012 avec les représentants élus fédéraux et provinciaux des collectivités participant au processus de sélection d'un site
- Soutien aux provinces pour répondre à l'éventail de questions qu'elles pourraient recevoir des collectivités intéressées, des gouvernements municipaux ou autochtones et des médias pendant le processus de sélection d'un site.

5. CHOIX D'UN SITE D'ENTREPOSAGE A LONG TERME DU COMBUSTIBLE IRRADIE

Le processus mis en place par la SGDN s'étend sur plusieurs années et comporte une série d'étapes, toutes fondées sur la transmission d'information aux collectivités et aux gouvernements et sur une participation progressive des collectivités intéressées au projet. C'est la raison pour laquelle la SGDN n'entrevoit le choix d'un site approprié à l'entreposage à long terme qu'à la fin de la décennie actuelle.

6. GESTION A LONG TERME DES DECHETS RADIOACTIFS AUTRES QUE LE COMBUSTIBLE IRRADIE

Tel que mentionné précédemment, le transfert du combustible irradié vers le site d'entreposage définitif n'est prévu qu'à partir de 2050. L'horizon est sensiblement le même quant au traitement final à réserver aux déchets faiblement et moyennement

ANNEXE 4

radioactifs. Ceux-ci sont actuellement stockés sur le site de la centrale dans des enceintes conçues et construites selon les standards de sûreté et de sécurité reconnues par la CCSN. Le moment venu, la gestion de ces déchets s'effectuera selon diverses méthodes de caractérisation radiologique et à l'aide de traitements spécifiques pour établir les seuils de libération réglementaires requis.

A la fin du premier cycle d'exploitation de la centrale Gentilly-2, l'ensemble des déchets faiblement et moyennement radioactifs représenteront un volume total d'environ 1 300 m³. Ce volume correspond à un peu plus que 1 % de l'ensemble de ce type de déchets générés par la production d'énergie nucléaire au Canada. Un second cycle d'exploitation en ajouterait autant.

7. TYPES DE DÉCHETS RADIOACTIFS

La décroissance naturelle de la radioactivité fera en sorte que certains déchets faiblement radioactifs pourront être considérés comme des déchets non radioactifs et seront transférés dans des sites de déchets conventionnels, avant même le démantèlement de la centrale.

L'autre partie des déchets faiblement radioactifs, dont la décroissance naturelle ne sera pas suffisante pour permettre un transfert vers un site de déchets conventionnels, ainsi qu'une certaine quantité de déchets moyennement radioactifs pourraient être entreposés dans un stockage en surface. Différentes possibilités sont envisageables, notamment le transfert vers un site spécialisé de stockage de déchets (ce type de services est offert par une compagnie américaine et a déjà été utilisé par des compagnies canadiennes) et la construction d'un site commun à EACL, Énergie Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec.

Certains déchets de moyenne activité demeureront radioactifs sur une plus longue période et devront être entreposés dans un site en profondeur. Le volume total de ce type de déchets devant être géré à long terme, est établi selon des hypothèses réalistes balisées auprès des autres exploitants.

Hydro-Québec en collaboration avec d'autres producteurs de ce type de déchets dont Énergie Nouveau-Brunswick, EACL et Ressources naturelles du Canada identifient des pistes de coopération afin d'évaluer les options de gestion optimales pour les producteurs. OPG ne participe pas à cette étude puisqu'elle a déjà entrepris le projet d'un site à Kincardine afin d'y stocker ses propres déchets radioactifs autre que le combustible irradié. L'entente signée entre OPG et la municipalité de Kincardine précise que seuls les déchets d'OPG (dont ceux générés par les centrales de Bruce, à Darlington) seront stockés dans ce site.

Le tableau suivant présente les quantités estimées de déchets par catégorie ainsi que par activité.

ANNEXE 4

Volume estimé des déchets de faible et moyenne activité

Catégorie de déchets	Volume de déchets en m ³				
	1er cycle de vie	2e cycle de vie	Réfection	Démantèlement	TOTAL
Déchets à transférer dans un site conventionnel	205	225	150	1 505	2 085
Déchets dans un site d'entreposage en surface	620	675	460	4 520	6 275
Déchets à transférer dans un site en profondeur	465	390	530	575	1 960
TOTAL	1 290	1 290	1 140	6 600	10 320

8. RISQUES SUR LA DISPOSITION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS AUTRES QUE LE COMBUSTIBLE IRRADIÉ

L'hypothèse de stockage des déchets radioactifs devant être entreposés dans un site profond repose sur l'aménagement d'un site national d'entreposage du combustible irradié.

Quant au stockage définitif des autres déchets radioactifs, leur niveau d'activité étant nettement moins élevé et la décroissance naturelle des radioéléments opérant, la période pendant laquelle il faudra surveiller ce nouveau site sera plus courte à moins qu'une décision de transfert vers un site spécialisé n'ait été retenue.

Dans les deux cas, Hydro-Québec dispose de plusieurs années pour retenir la meilleure approche.

ANNEXE 5

**ANNEXE 5 : ÉTAPES DU PROCESSUS D'ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE
ET OCTROI DU PERMIS DE DÉCLASSEMENT**

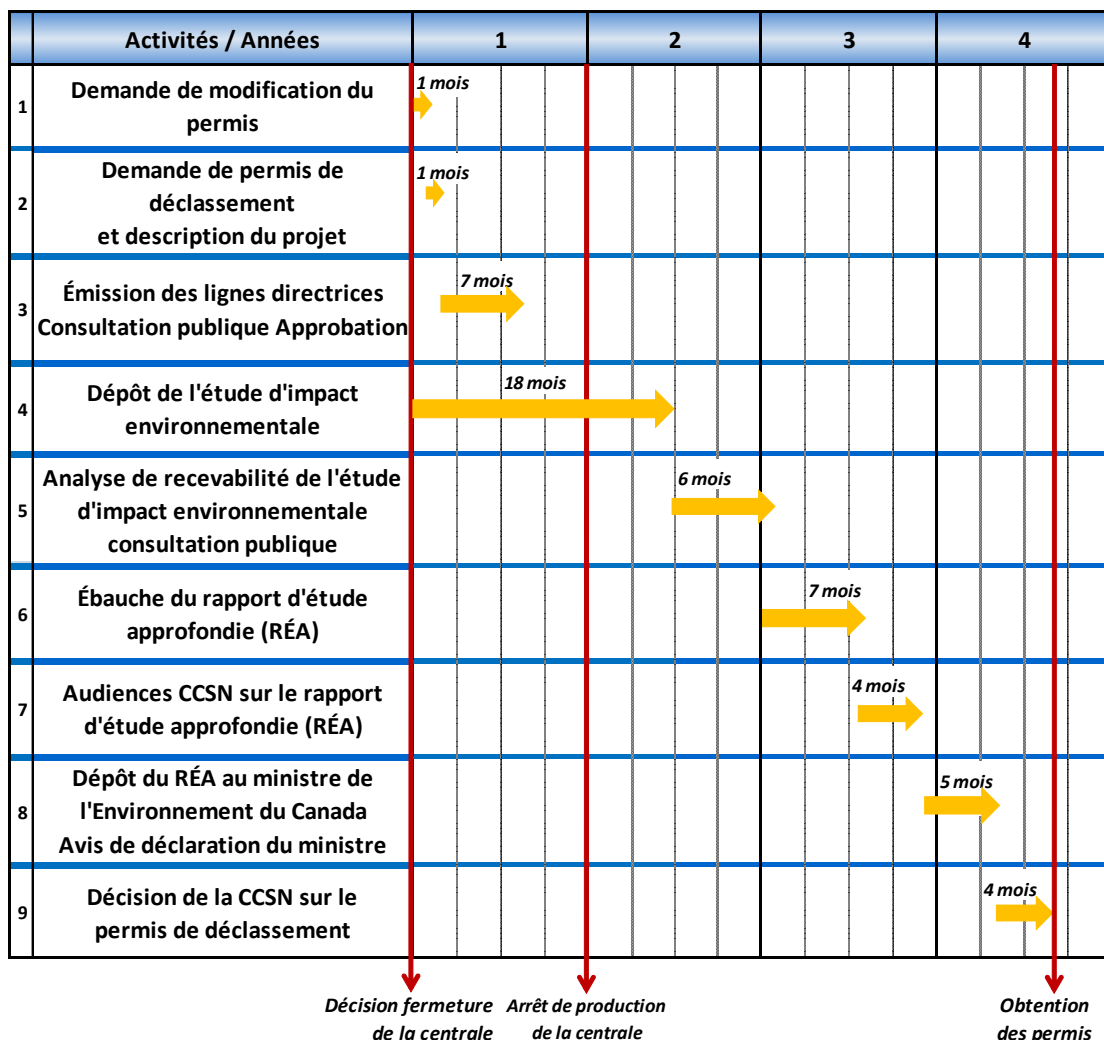
La CCSN doit être avisée dès l'annonce d'une décision de fermer la centrale, afin que s'enclenche le processus d'obtention du permis de déclassement (requis pour le démantèlement futur de l'installation nucléaire). Ce processus encadre l'ensemble des activités requises conformément aux exigences réglementaires.

En vertu de la procédure fédérale d'évaluation environnementale, prévue par la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la procédure relative à la délivrance d'un permis de déclassement en vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaire*, plusieurs activités sont associées au démantèlement et au déclassement d'une installation nucléaire. Il est toutefois important de préciser qu'à ce jour, bien que certaines installations canadiennes soient en processus de déclassement tels que Gentilly-1 et deux unités de la centrale Pickering A en Ontario, aucune centrale nucléaire canadienne n'a procédé au démantèlement de l'ensemble de ses installations. La procédure et les étapes présentées ont donc été déterminées à partir des informations et de la documentation disponible.

Au moment de la prise de décision de cesser l'exploitation de la centrale, Hydro-Québec devra déposer auprès de la CCSN une demande de modification du permis d'exploitation afin de lui permettre de placer la centrale en état d'arrêt garanti avec le combustible déchargé et l'eau lourde retirée. De plus, la CCSN devra recevoir une demande de permis de déclassement. La préparation d'une étude environnementale et d'une demande de permis de déclassement devront débuter. Plus précisément les étapes du processus de demandes sont les suivantes :

ANNEXE 5

Figure : Échéancier – Principales étapes de la procédure d'évaluation environnementale pour le déclassement et le démantèlement d'une centrale nucléaire



Comme pour le projet de réfection et de modifications des installations de stockage des déchets radioactifs de la centrale, le déclassement de la centrale sera assujéti à la procédure fédérale d'évaluation environnementale. Les différentes étapes de ce processus seront essentiellement les mêmes que celles appliquées au projet de réfection de la centrale. Cette démarche menée par Hydro-Québec devant la CCSN, maître d'œuvre du processus fédéral d'autorisation, s'est déroulée sur près de quatre années.

Le déclenchement de la procédure fédérale d'évaluation environnementale débuterait avec l'envoi, à la CCSN, d'une demande de permis de déclassement de la centrale de Gentilly-2 et un avis de projet. Une audience publique de la CCSN sur le rapport d'étude approfondie

ANNEXE 5

devrait être tenue deux ou trois années suivant l'avis en vue d'autoriser le déclassement de la centrale.

1. DEMANDE DE MODIFICATION DU PERMIS

Au moment de la prise de décision de cesser l'exploitation de la centrale, Hydro-Québec devra déposer auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) une demande de modification du permis d'exploitation afin de lui permettre de placer la centrale en état d'arrêt garanti avec le combustible déchargé et l'eau lourde retirée.

2. DEMANDE DE PERMIS DE DÉMANTÈLEMENT ET DESCRIPTION DU PROJET

Au soutien de sa demande de permis de déclassement, Hydro-Québec dépose une description de projet qui doit comprendre les éléments suivants: une description sommaire du projet, des renseignements sur l'emplacement du projet et des zones qui peuvent être affectées par lui ainsi qu'une description sommaire des milieux physiques et biologiques dans les zones qui peuvent être touchées¹.

À partir de cette description de projet, le personnel de la CCSN détermine le type d'évaluation environnementale requise en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale.

3. ÉMISSION DES LIGNES DIRECTRICES, CONSULTATION PUBLIQUE ET APPROBATION

Le personnel de la CCSN élabore des lignes directrices qui comprennent la portée du projet et les facteurs à considérer par Hydro-Québec dans l'évaluation environnementale. Le document décrit le projet, le processus d'évaluation applicable ainsi que la portée préliminaire.

Par la suite les autorités fédérales, qui ont déclaré avoir un intérêt dans le projet², et le public sont consultés sur les lignes directrices.

Après avoir pris en compte les commentaires du public, le tribunal de la Commission rend une décision sur la portée de l'évaluation environnementale.

¹ Article 1 du *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*, DORS/97-181, 8 avril 1997. Pour plus de précision, il est suggéré de consulter l'Énoncé de politique opérationnelle: «*Préparation des descriptions de projets en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*».

² Art. 12 du *Règlement sur la coordination par les autorités fédérales des procédures et des exigences en matière d'évaluation environnementale*.

ANNEXE 5

4. DÉPÔT DE L'ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE

Le personnel de la CCSN délègue à Hydro-Québec la préparation des études techniques et environnementales, comprenant le milieu humain, ainsi que la rédaction de l'étude d'impact environnementale³.

5. ANALYSE DE RECEVABILITÉ DE L'ÉTUDE D'IMPACT ENVIRONNEMENTALE ET CONSULTATION PUBLIQUE

Les experts techniques de la CCSN et, le cas échéant, d'autres ministères experts, évaluent la conformité de l'étude aux lignes directrices. En parallèle, une consultation publique est menée sur l'étude d'impact environnementale. Par la suite, Hydro-Québec est appelée à répondre aux questions soulevées par cette analyse.

6. ÉBAUCHE DU RAPPORT D'ÉTUDE APPROFONDIE

Le personnel de la CCSN prépare un rapport d'étude approfondie (RÉA) basé sur l'évaluation environnementale d'Hydro-Québec. La conclusion du rapport d'étude approfondie comprend un résumé des activités de consultation réalisées dans le cadre du processus d'évaluation environnementale, une conclusion relative aux résultats de l'évaluation de cette évaluation environnementale et des recommandations concernant le programme de suivi proposé.

7. AUDIENCE CCSN SUR LE RAPPORT D'ÉTUDE APPROFONDIE

Le tribunal de la Commission tient une audience publique et décide si :

- a) le rapport d'étude approfondie est complet;
- b) le projet, compte tenu des mesures d'atténuation indiquées dans le rapport d'étude approfondie, est susceptible d'entraîner des effets négatifs importants sur l'environnement;
- c) le projet devrait être renvoyé au ministre aux fins d'examen par une commission ou d'une médiation.

Une fois l'exercice complété, les conditions rencontrées, la Commission peut procéder à l'examen de la demande de permis.

³ Article 17 de la LCÉE

ANNEXE 5

8. DÉPÔT DU RAPPORT D'ÉTUDE APPROFONDIE AU MINISTRE DE L'ENVIRONNEMENT DU CANADA ET AVIS DE DÉCLARATION DU MINISTRE

La CCSN dépose le rapport d'étude approfondie au ministre de l'Environnement du Canada (ministre) et à l'Agence canadienne d'évaluation environnementale⁴. Une consultation est alors menée sur le rapport d'étude approfondie.

Après consultation du rapport d'étude approfondie et des observations du public, le ministre renvoie le projet à la CCSN, afin qu'elle prenne une décision conformément à la loi, en émettant une déclaration dans laquelle il indique :

- a) si le projet est susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants ou non;
- b) les mesures d'atténuation qu'il estime appropriées, le cas échéant⁵.

9. DÉCISION DE LA CCSN SUR LE PERMIS DE DÉCLASSEMENT

Dans son examen de la demande de permis de déclassement, le tribunal de la Commission doit décider aux termes du paragraphe 24(4) de la Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires si :

- a) Hydro-Québec est compétente pour exercer l'activité proposée;
- b) on peut s'attendre à qu'Hydro-Québec prenne, dans le cadre de cette activité, les mesures voulues pour protéger l'environnement, pour préserver la santé et la sécurité des personnes, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales que le Canada a assumées.

Pour ce faire, le tribunal de la Commission prend en considération les conclusions de l'étude environnementale à l'effet que, compte tenu de l'application des mesures, la réalisation du projet n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux importants ou susceptible d'en entraîner qui sont justifiables dans les circonstances afin de permettre la mise en œuvre totale ou partielle du projet. Auquel cas, les exigences du programme de surveillance de suivi décrites dans l'étude environnementale sont intégrées dans le plan détaillé de déclassement.

Enfin, le tribunal de la Commission doit révoquer le permis d'exploitation de la centrale; cette révocation étant effective à la date d'entrée en vigueur.

⁴ Art. 21.3 de la LCÉE

⁵ Art. 23(1) de la LCÉE

ANNEXE 6

ANNEXE 6 : DESCRIPTION SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE DÉCLASSEMENT, DE DÉMANTÈLEMENT ET D'ÉVACUATION DU COMBUSTIBLE

Phase	Durée	Description sommaire
Préparation à la dormance		
a. Retrait du combustible	6 mois (2013-2014)	- Déchargement du combustible et vidange de l'eau lourde - Désactivation et décontamination des systèmes - Sécurisation du site
b. Mise en retrait des autres systèmes	12 mois (2013-2014)	- Préparation de procédures et d'études en vue de la dormance
Dormance		
a. Stockage du combustible en piscine	7 ans (2014-2021)	- Stockage du combustible en piscine - Transfert du combustible de la piscine à l'ASSCI - Maintenance des installations et des systèmes en service
b. Stockage à sec du combustible (ASSCI)	33 ans (2021-2055)	- Assurer la sécurisation du site en tout temps
Évacuation du combustible	10 ans (2050 à 2060)	- Transport des grappes de combustible irradié vers le site d'entreposage définitif de la Société de gestion des déchets nucléaires (SGDN)
Préparation au démantèlement	1 an (2055-2056)	- Caractérisation de l'état de la centrale et des équipements - Préparation de la séquence des activités - Études de sûreté
Démantèlement	4 ans (2056-2060)	- Retrait et disposition de la tuyauterie et des équipements des systèmes caloporteur et modérateur ainsi que des systèmes de la centrale - Découpage en segments les gros équipements (calandre, générateurs de vapeur, pompes du système caloporteur, etc.) et les transférer au site d'entreposage - Décontamination des bâtiments - Traitement des déchets
Restauration du site	2 ans (2060-2062)	- Démantèlement des derniers bâtiments - Nettoyage des débris et aménagement paysager