

Annexe 4 – Approche d’analyse

Table des matières

1 Introduction	1
2 Critères de planification de la production	2
2.1 Critères concernant la capacité	2
2.2 Critères d’énergie.....	2
2.3 Application des critères de planification au modèle d’optimisation des ressources	4
3 Infrastructures de transport, de distribution et de gaz naturel	4
3.1 Infrastructures de transport et de distribution.....	4
3.2 Approvisionnement en gaz et infrastructures.....	6
4 Le modèle d’optimisation des ressources	7
4.1 Outils de modélisation.....	7
4.2 Objectifs de la modélisation.....	7
4.3 Processus d’optimisation de la modélisation.....	9
4.4 Limites pratiques du modèle.....	10
5 Demande des clients en électricité et en gaz naturel	10
5.1 Demande des clients en électricité	10
5.2 Efficacité énergétique	10
5.3 Demande en gaz naturel.....	11
6 Prévisions du prix de l’énergie pour les marchés externes	11
7 Système d’énergie électrique existant	11
7.1 Configuration générale – Noeuds et liaisons de transport.....	11
7.2 Marchés externes.....	12
7.3 Production d’énergie hydroélectrique.....	12
7.4 Production thermique	13
7.5 Production d’énergie éolienne.....	13
8 Nouvelles options en matière de ressources en électricité	13
8.1 Production d’énergie éolienne.....	15
8.2 Production d’énergie solaire PV (photovoltaïque).....	16
8.3 Unités thermiques de gaz naturel.....	17
8.4 Unités thermiques d’hydrogène	18
8.5 Production d’énergie hydroélectrique.....	20
8.6 Unités thermiques de biomasse.....	20
8.7 Unités thermiques des petits réacteurs modulaires (PRM).....	21
8.8 Stockage de batterie.....	22
8.9 Efficacité énergétique	22

9 Hypothèses financières	24
10 Résultats du modèle	24
10.1 Mesures d’émissions de GES	27
10.2 Mesures financières	28

Table des figures

Figure A4.1 – Aperçu du processus de modélisation	1
Figure A4.2 – Variation de l’approvisionnement en énergie selon les niveaux d’eau	3
Figure A4.3 – Déterminer à quel moment on a besoin d’énergie et de capacité	7
Figure A4.4 – Processus d’optimisation du modèle	9

Table des Tableaux

Table A4.1 – Coûts marginaux des nouvelles installations de transport et de distribution pour la croissance de la charge électrique	6
Table A4.2 – Capacité d’importation et d’exportation modélisée des lignes de transport de Manitoba Hydro	12
Table A4.3 – Termes clés pour les détails de modélisation des nouvelles options de ressources	14
Table A4.4 – Options de ressources éoliennes modélisées	15
Table A4.5 – Options de ressources solaires modélisées à l’échelle des services publics	16
Table A4.6 – Options de ressources en gaz naturel	17
Table A4.7 – Options de ressources en hydrogène modélisées	18
Table A4.8 – Hypothèses de disponibilité de l’hydrogène	19
Table A4.9 – Options de ressources modélisées en biomasse	20
Table A4.10 – Options de ressources modélisées pour le petit réacteur modulaire	21
Table A4.11 – Options de ressources modélisées de stockage de batteries	22
Table A4.12 – Options de ressources modélisées en matière d’efficacité énergétique et de thermopompe	23
Table A4.13 – Résultats du modèle et leur application	24

1 Introduction

L’analyse effectuée pour la PIR 2023 a utilisé un modèle d’optimisation des ressources pour étudier comment le système électrique de Manitoba Hydro peut contribuer à répondre aux besoins énergétiques futurs de la province pour une série de scénarios différents. Cette annexe examine chaque élément du processus de modélisation mis en évidence dans la Figure A4.1.

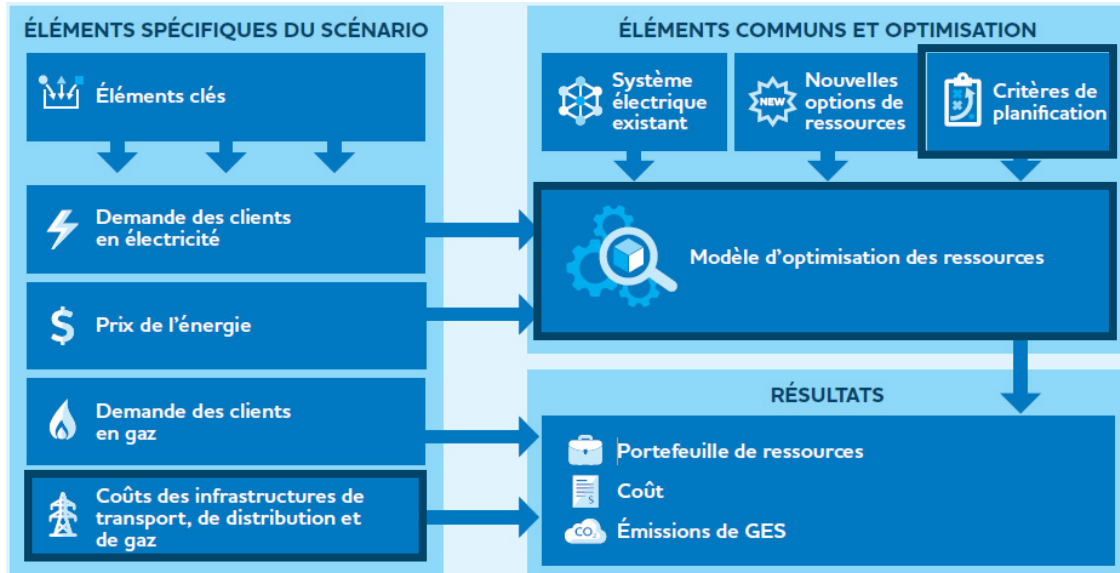


Figure A4.1 – Aperçu du processus de modélisation

La configuration du modèle pour chaque scénario comprend des intrants clés spécifiques à ce scénario, ainsi que des éléments communs du modèle qui sont les mêmes pour tous les scénarios. Les intrants spécifiques au scénario comprennent les prévisions de la demande en électricité et en gaz naturel, les prévisions de prix de gros de l’électricité et du gaz naturel utilisées dans le modèle d’optimisation des ressources, ainsi que les coûts de transport, de distribution et d’infrastructure de gaz naturel. Les éléments communs du modèle comportent la représentation du système de production d’électricité existant, les hypothèses relatives aux options de ressources, ainsi que les exigences en matière de critères de planification. Une fois configuré, le modèle prend en considération les coûts d’investissement et d’exploitation tout en optimisant l’identification d’un portefeuille de ressources pour répondre aux besoins énergétiques futurs, qui se rapproche de la solution la moins coûteuse et répond à tous les critères modélisés. Le portefeuille de ressources est un résultat du modèle, ainsi que les coûts d’investissement et d’exploitation associés, l’énergie produite et les revenus d’exportations nets.

Les résultats de la modélisation de PIR 2023 contribuent à une compréhension de haut niveau des options de ressources potentielles afin de répondre aux besoins futurs anticipés de la manière la plus rentable; ils fournissent également des informations sur les effets des émissions de gaz à effet de serre (GES). Les scénarios permettent d’étudier une gamme raisonnable de ce que pourrait être l’avenir en matière d’énergie au Manitoba, quelle que soit la probabilité de réalisation de ces scénarios. L’analyse de sensibilité s’appuie sur les scénarios en examinant les modifications apportées aux hypothèses et aux intrants spécifiques aux scénarios, ce qui permet de mieux comprendre les conséquences possibles des décisions futures. L’analyse des scénarios et de la sensibilité est un exercice essentiel pour déterminer les options de ressources importantes qui peuvent s’adapter à l’évolution des conditions futures. Annexe 2 – Les

nouvelles options de ressources comprennent des détails sur les options de ressources, annexe 3 – Les intrants propres aux scénarios comportent une description des scénarios, et annexe 5 – Les résultats de l'analyse comprennent des détails sur les sensibilités étudiées, ainsi que sur les hypothèses et les modifications apportées aux intrants pour chacun d'eux.

Pour appuyer l'analyse de PIR, les résultats directs du modèle sont associés aux coûts fixes du système et à la demande en énergie pour générer un coût net et des mesures d'émission de GES. Pour appuyer l'analyse de la PIR, les résultats directs du modèle sont associés aux coûts fixes du système et à la demande en énergie pour générer un coût net et des mesures d'émission de GES.

2 Critères de planification de la production

Capacité, énergie et demande de pointe doivent toutes être prises en considération pendant la planification du réseau d'électricité. Le système doit avoir la capacité de gérer la demande de puissance de pointe que les clients lui imposent, et être en mesure de fournir l'énergie nécessaire tout au long de la journée.

Les critères de planification de la production d'énergie électrique de Manitoba Hydro (« Critères de planification ») sont utilisés pour assurer que le réseau électrique de Manitoba Hydro continue de gérer la demande d'électricité de pointe et de répondre aux besoins énergétiques quotidiens à long terme. Deux critères de planification permettent de garantir une capacité suffisante de gestion de la demande de puissance de pointe et d'approvisionnement en énergie pendant les périodes de sécheresse. Ces critères de planification sont propres au système principalement basé sur l'hydroélectricité de Manitoba Hydro et sous-tendent toutes les décisions de planification de la production.

2.1 Critères concernant la capacité

Ce critère exige que Manitoba Hydro prévienne de garantir que la capacité de production est suffisante pour satisfaire à la charge de pointe du Manitoba et à toute obligation contractuelle d'exportation. En outre, Manitoba Hydro est tenu d'inclure une marge de réserve pour protéger des carences capacitaires résultant de défaillances de l'équipement de production et de transport ou de l'augmentation de la charge de pointe dues à des conditions météorologiques extrêmes. La marge de réserve est de 12 % de la demande de pointe prévue du Manitoba à ce moment-là pour chaque année de prévision.

La marge de réserve de 12 % a été adéquate pour le système principalement basé sur l'hydroélectricité de Manitoba Hydro en raison des taux de panne de courant relativement faibles du générateur d'énergie hydroélectrique associés à la taille relativement petite des centrales hydroélectriques individuelles. En comparaison, les marges de réserve dans les systèmes principalement basés sur la production thermique sont généralement de l'ordre de 15 %, lorsqu'elles sont exprimées sur la base de la capacité de production installée.

2.2 Critères d'énergie

Manitoba Hydro a également un critère d'énergie qui tient compte des contraintes énergétiques d'un système d'énergie hydroélectrique en période de sécheresse. Ce critère exige que Manitoba Hydro prévienne des ressources énergétiques suffisantes pour gérer la demande en énergie complémentaire dans le cas où les conditions d'approvisionnement en eau concomitantes les plus faibles enregistrées se répètent.

L'énergie fiable est la quantité d'énergie électrique fournie par le réseau d'énergie électrique pendant le plus faible débit jamais enregistré, ce qui correspond à la sécheresse la plus grave jamais enregistrée au Manitoba. Ces conditions d'approvisionnement en eau sont appelées débits fiables. L'énergie fiable

comprend également la production à partir d'éoliennes, des générateurs de gaz naturel et l'électricité importée.

La figure A4.2 explique comment la quantité d'énergie fournie par le réseau varie en fonction des niveaux d'eau, selon les ressources d'approvisionnement disponibles. Les barres de la figure indiquent la quantité totale d'énergie fournie par le réseau du Manitoba Hydro en cas de débit élevé, moyen et faible. Le graphique présente également la contribution relative de l'approvisionnement des différents types de ressources.

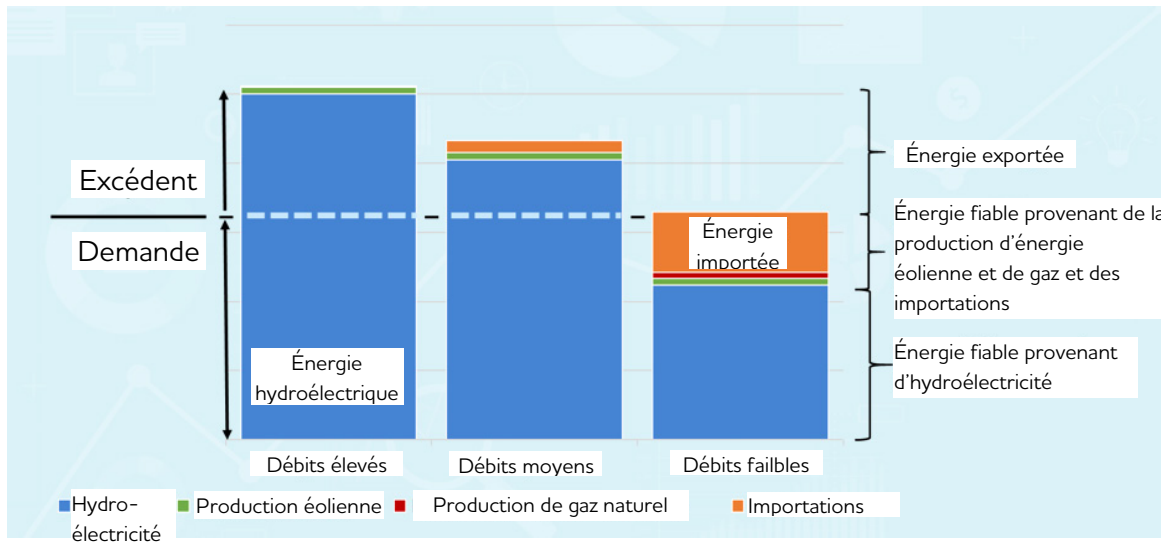


Figure A4.2 – Variation de l'approvisionnement en énergie selon les niveaux d'eau

En cas de faible débit, l'énergie hydroélectrique seule ne suffit pas pour gérer la demande de puissance et par conséquent, d'autres sources d'énergie sont nécessaires. Cela inclut l'énergie provenant de parcs éoliens, l'énergie importée d'autres marchés et l'utilisation des turbines au gaz de Manitoba Hydro. Les critères de planification de l'énergie permettent d'assurer que le système fournit un approvisionnement en énergie suffisant dans ces conditions.

Parce que le système de Manitoba Hydro est conçu pour être fiable même en cas de sécheresse grave, les débits d'eau élevés entraînent une production d'énergie électrique supérieure à celle nécessaire pour gérer la demande de puissance, ce qui se traduit par un excédent d'énergie. Ceci est illustré dans la figure A4.2 pour les débits élevé et moyen. L'excédent d'énergie peut être utilisé pour éviter d'importer de l'énergie, en faisant fonctionner des turbines au gaz naturel, ou elle peut être exportée pour générer des revenus. Toutefois, la quantité d'énergie excédentaire diminue à mesure que les débits diminuent, de sorte que l'on ne peut pas s'y fier en tant que source d'énergie fiable.

Ce modèle représente la relation entre les niveaux d'eau, l'approvisionnement en énergie et les interactions avec le marché.

2.3 Application des critères de planification au modèle d'optimisation des ressources

Le modèle représente les critères de planification de Manitoba Hydro sous forme de contraintes saisonnières que le modèle doit respecter lors de la détermination d'un portefeuille de ressources. La demande de pointe en été et en hiver (c'est-à-dire la puissance complémentaire) et les besoins en énergie fiable, déterminés en accord avec les critères de planification, sont spécifiés dans le modèle pour chaque année de l'horizon de planification. De même, la puissance complémentaire en été et en hiver, ainsi que l'énergie fiable sont accréditées pour chaque ressource existante et chaque nouvelle option de ressource.

La puissance complémentaire et l'énergie fiable fournies par les nouvelles options de ressources sont présentées à l'annexe 2. L'énergie fiable pour les ressources du système existant a été déterminée par des études sur l'énergie fiable réalisées par Manitoba Hydro à l'aide de ce modèle.

Le respect des contraintes liées aux critères de planification est vérifié au cours de chaque été et hiver de chaque année d'étude. Pour chaque contrainte liée aux critères de planification, le modèle garantit que les sommes indépendantes de la puissance complémentaire et de l'énergie fiable associées à toutes les ressources nouvelles et existantes dans le système à ce moment-là satisfont ou dépassent les exigences.

3 Infrastructures de transport, de distribution et de gaz naturel

3.1 Infrastructures de transport et de distribution

Les infrastructures de transport et de distribution comprennent tous les poteaux en acier et en bois, les câbles aériens et souterrains, les sous-stations et les autres composants nécessaires à l'acheminement de l'électricité depuis les sources de production jusqu'aux clients. Cette infrastructure est conçue pour garantir la fourniture fiable d'électricité aux clients pendant les heures de demande de pointe. Les effets sur les infrastructures de transport et de distribution ont été pris en compte pour chaque scénario. Les coûts des infrastructures de transport et de distribution sont répartis entre le transport, le sous-transport, ainsi que la distribution et l'interconnexion de la production.

Les coûts d'interconnexion des générateurs varient selon chacune des options de ressources et sont indiqués à l'annexe 2 sous les caractéristiques de chaque ressource.

Coûts de transport de l'électricité

Lorsque la demande de pointe augmente au-delà de la capacité nominale de l'infrastructure, de nouvelles infrastructures de transport et de transmissions doivent être mises en place pour en augmenter la capacité. Le transport renvoie à l'infrastructure qui fonctionne à une tension supérieure à 99 kV, entre 115 et 500 kV au Manitoba et transmet l'énergie en vrac du système de production aux sous-stations terminales ou aux gros clients industriels. Dans les stations terminales, les tensions sont généralement réduites à des niveaux inférieurs pour approvisionner les sous-stations régionales plus petites ou de gros clients. Le sous-transport se fait à 33 kV et 66 kV, tandis que la distribution se fait entre 4 kV et 25 kV. À l'exception de gros consommateurs, la plupart des clients se connectent directement au niveau de la distribution.

Une analyse des flux d'énergie permanente a été réalisée pour déterminer la portée et le coût des nouvelles infrastructures de transport pour une croissance de la charge. Une série de concepts d'amélioration du système de transport a été élaboré pour plusieurs niveaux de demande de pointe et ajustée jusqu'à ce que

le concept d'amélioration final satisfasse aux critères de conception de planification du transport. Cette approche de haut niveau a nécessité les hypothèses de simplification suivantes :

- De nouvelles ressources de production sont développées au sud du Manitoba.
- La production se situe à des emplacements qui réduisent au minimum les coûts d'amélioration du transport.
- La croissance de la charge a été modélisée dans des stations de transport existantes et de nouvelles stations de transport sont développées lorsque les limites des stations existantes sont atteintes.
- Des facteurs tels que les modèles de répartition de la production multiple, les tensions nominales en régime permanent, les oscillations sous-synchrones nécessitent une modélisation et une analyse plus détaillées et n'ont pas été pris en considération.
- De nouvelles lignes de transport ont été développées lorsque des surcharges ont été identifiées.
- Les estimations de coûts de l'amélioration du transport sont basées sur le rapport du Midcontinent Independent System Operator (MISO, opérateur de système indépendant au milieu du continent), « Transmission Cost Estimation Guide: For MTEP21 » et les coûts réels des projets réalisés par Manitoba Hydro.¹
- Les lignes de transport ont une durée de service de 81 ans et les stations une durée de service de 43 ans.

Coûts de sous-transport et de distribution de l'énergie électrique

L'approche utilisée pour établir la portée et le coût des nouvelles infrastructures de croissance de la charge, de sous-transport et de distribution est similaire à celle décrite ci-dessus. Le système intégré de Manitoba Hydro a été divisé en six zones, et les projections de la demande de pointe en électricité ont été attribuées à chaque zone. On a défini les améliorations à apporter aux lignes de sous-transport, aux lignes et stations de distribution qui satisfont aux critères de conception de planification pertinents. Les coûts ont été élaborés pour chaque zone et combinés pour fixer un coût composite unique pour l'ensemble du système. Cette approche de haut niveau a nécessité les hypothèses de simplification suivantes :

- Environ 40 % de la croissance de la charge de la demande de pointe a une incidence sur le système de sous-transport.
- Lorsque la capacité des stations existantes ne permet pas de faire face à la croissance de la charge, une nouvelle station ou un centre de service de distribution (CSD) est développé(e).
- La propriété est disponible selon les besoins pour les nouvelles stations, les CSD, les lignes de transport et d'alimentation.
- La croissance de la charge n'inclut pas de nouvelles charges importantes et concentrées.
- Les coûts de conversion de tension au niveau de la distribution et de reconduction des câbles pour augmenter la capacité des lignes d'alimentation dépendent de la topologie des lignes d'alimentation et de la répartition de la charge et peuvent ne pas être entièrement pris en compte.
- Le coût de la connexion de la nouvelle production au niveau de la distribution est exclu.
- Les lignes de sous-transport ont une durée de vie financière de 81 ans, les lignes de distribution ont une durée de vie financière de 51 ans et les sous-stations de transmission et de distribution ont une durée de vie financière de 43 ans.

¹ Transmission Cost Estimation Guide for MTEP21

<https://cdn.misoenergy.org/20210209%20PSC%20Item%2006a%20Transmission%20Cost%20Estimation%20Guide%20for%20MTEP21519525.pdf>

Une approche de coût marginal est utilisée pour considérer des coûts d'expansion du transport et de la distribution. Pour chaque augmentation de la demande de pointe en mégawatts (MW), on suppose qu'il y a un coût d'infrastructure supplémentaire correspondant. Les coûts totaux sont calculés pour chaque scénario et chaque sensibilité et sont pris en compte dans les évaluations de coûts élaborés lors du post-traitement des résultats du modèle, plutôt que d'être clairement modélisés. Le tableau A4.1 présente le coût marginal des nouvelles infrastructures de transport et de distribution qui sont censées être nécessaires pour répondre à la croissance de la demande de pointe dans les scénarios. Une fois que la croissance de la demande de pointe en énergie électrique augmente de plus de 4 000 MW, comme observé dans le scénario 4, le coût de la nouvelle infrastructure de transport augmente d'environ 55 %, car l'incidence sur le système de transport est plus importante. La discussion sur les mesures financières dans la section Résultats du modèle de cette annexe contient plus de détails.

Table A4.1 – Coût marginal des nouvelles infrastructures de transport et de distribution pour la croissance de la charge électrique

Coût marginal nivelé des nouvelles infrastructures de transport et de distribution pour la croissance de la charge électrique	
Transport – Augmentation de la demande de pointe, moins 4 000 MW	27,82 \$/kW-année
Transport – Augmentation de la demande de pointe de plus de 4 000 MW	43,31 \$/kW-année
Sous-transport et distribution	46,10 \$/kW-année

3.2 Approvisionnement en gaz et infrastructures

La variabilité de la demande en gaz naturel des clients du Manitoba est comblée par des ententes d'approvisionnement fiables et souples dans le marché intégré du gaz en Amérique du Nord. Ces ententes comprennent le transport par pipeline à partir des carrefours de marché, ainsi que l'utilisation du stockage du gaz naturel.

Comme l'indique l'annexe 3, la consommation de gaz naturel anticipée par les clients varie selon les scénarios, ce qui se traduit par des coûts totaux du gaz différents selon les scénarios. De plus, des ajustements de la capacité de transport et de stockage ont été apportés dans le cadre des scénarios 3 et 4 au cours de la période d'étude de PIR, afin d'optimiser ces coûts par rapport à l'évolution de la demande de gaz anticipée dans ces scénarios. Compte tenu de l'évolution minimale de la demande en gaz des clients prévue dans les scénarios 1 et 2, aucune modification n'a été apportée à la capacité de transport et de stockage.

Il n'y a pas de scénario ou d'analyse de sensibilité qui suppose une modification des infrastructures de distribution de gaz naturel de Manitoba Hydro. Comme décrit dans l'annexe 3, les anticipations des scénarios de charge de gaz supposent une charge de gaz stable ou en baisse et supposent qu'aucune nouvelle infrastructure de gaz naturel n'est nécessaire pour ces scénarios.

Les coûts d'approvisionnement en gaz naturel pour répondre aux besoins des clients sont pris en compte dans les mesures de coûts élaborées au cours du post-traitement, comme décrit dans la section Mesures financières de cette annexe. Les coûts liés à l'approvisionnement en gaz naturel des nouveaux générateurs sont décrits dans la section 8.3 Unités thermiques de gaz naturel

4 Le modèle d'optimisation des ressources

4.1 Outils de modélisation

Manitoba Hydro utilise un logiciel spécialisé de planification de l'expansion de la capacité conçu spécifiquement pour les services publics d'électricité. Ce logiciel a été acheté au développeur de logiciels brésilien PSR, qui a 35 ans d'expérience dans la fourniture d'expertise technique aux secteurs de l'électricité et du gaz naturel. Manitoba Hydro a choisi la suite d'outils de modélisation du système électrique de PSR en grande partie en raison de la prise en compte claire de l'incertitude du débit entrant dans ces modèles, ainsi que de l'expérience du PSR en matière de modélisation des systèmes d'énergie hydroélectrique.

Le logiciel que Manitoba Hydro a utilisé pour cette PIR comprend deux outils. Le premier est un modèle des coûts de production utilisé pour simuler le système électrique et pour déterminer le coût de production de l'énergie. Le deuxième outil est un modèle de planification de l'expansion, utilisé pour analyser l'ajout de nouvelles ressources de production à un système existant afin de répondre à une demande croissante. Les deux modèles sont intégrés lors de la planification de l'expansion, travaillant ensemble pour définir les plans d'expansion à faible coût qui garantissent que la puissance complémentaire et les demandes en énergie du système sont satisfaites.

4.2 Objectifs de la modélisation

La Figure A4.3 décrit le besoin croissant en termes de nouvelles ressources d'énergie et de puissance au fur et à mesure que la demande augmente, illustrant le problème de base que le modèle d'optimisation des ressources résout.

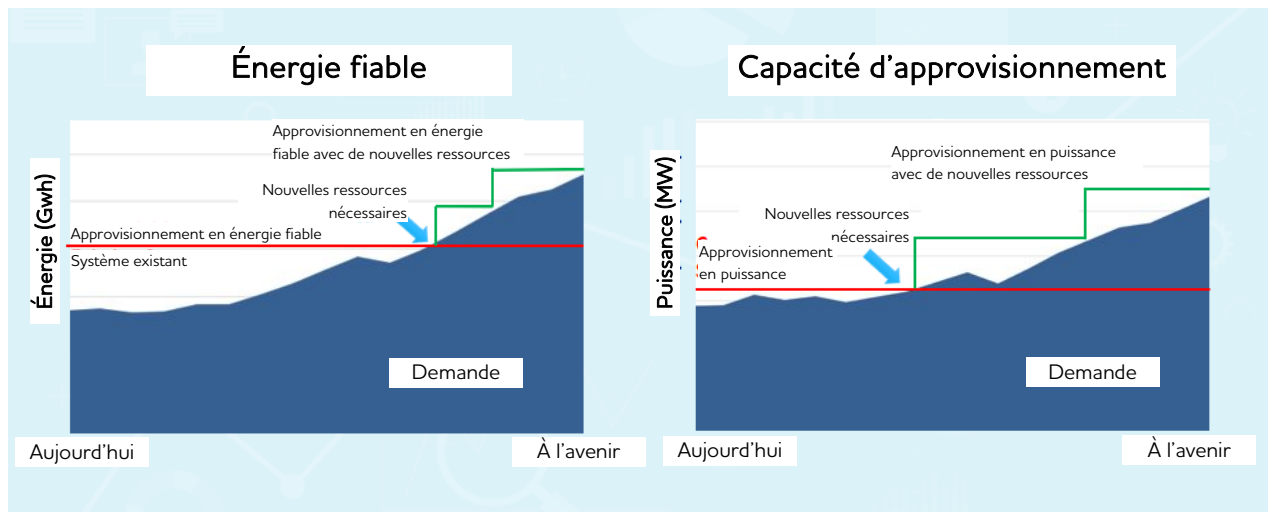


Figure A4.3 – Déterminer à quel moment on a besoin d'énergie et de capacité d'approvisionnement

Les lignes rouges dans la Figure A4.3 indiquent la quantité d'énergie et de capacité d'approvisionnement fiables disponibles dans le système existant de Manitoba Hydro. Cela comprend l'énergie hydroélectrique, l'éolien, les unités thermiques au gaz naturel et les importations. Les zones bleues ombrées indiquent la demande future anticipée, y compris la charge du Manitoba et les contrats d'exportation en vigueur. Pour ce qui est du graphique « Capacité », la zone bleue ombrée comprend également la marge de réserve de planification.

Lorsque les lignes de l'approvisionnement et de la demande se croisent sur le graphique de la capacité d'approvisionnement ou sur le graphique de l'énergie, un nouvel approvisionnement est nécessaire. C'est à ce moment que le modèle d'optimisation des ressources ajoute de nouvelles ressources. La(les) nouvelle(s) ressource(s) sélectionnée(s) variera(ont) selon le moment, le type (énergie et/ou capacité) et l'ampleur des besoins. Le fait d'ajouter une nouvelle ressource ajuste l'équilibre énergie-capacité d'approvisionnement pour le reste de la période d'étude.

L'optimisation au plus bas coût requiert une vision à long terme des besoins futurs en énergie et en capacité du système, qui sont illustrés par la ligne rouge dans la Figure A4.3 pour la période d'étude de 20 ans de la PIR. Le modèle d'optimisation des ressources vise le portefeuille de ressources le moins cher pour cette période, tout en prenant en considération des facteurs qui varient dans le temps, comme la demande des clients, le rapport entre les besoins en énergie et en capacité, les coûts d'investissement et d'exploitation des ressources et des changements apportés au fonctionnement du système en réponse à l'ajout de nouvelles ressources. Toutes ces considérations sont en outre soumises aux contraintes, aux exigences des critères de planification et aux hypothèses relatives aux ressources introduites dans le modèle.

Une caractéristique importante du modèle est qu'il permet de résoudre le problème de portefeuille de ressources à un rythme annuel et de coûts d'exploitation du système à un rythme mensuel. Pour des raisons d'efficacité informatique, la modélisation mensuelle repose sur une représentation en 21 blocs, où chaque heure du mois est affectée à l'un des blocs. Les heures sont affectées aux blocs en fonction de la demande en énergie électrique similaire, des prix du marché de l'énergie électrique, de la production d'énergie renouvelable et des contraintes opérationnelles applicables. Tous ces intrants sont modélisés à l'aide de la même définition de 21 blocs, ce qui permet de préserver les relations entre les heures coïncidentes dans l'ensemble de ces prévisions. Par exemple, le bloc 1 représente les 4 premières heures de la demande en énergie électrique pour chaque jour de la semaine, et ces mêmes heures permettent de définir le bloc 1 pour les prix du marché de l'énergie électrique et tous les autres intrants variables dans le temps.

Une fois que le modèle a défini le portefeuille de ressources, les besoins en énergie fiable et en puissance complémentaire du système seront satisfaits pendant toute la période d'étude, comme le montrent les lignes vertes dans la Figure A4.3. Ces lignes présentent l'énergie fiable et la puissance complémentaire du système après l'ajout de nouvelles ressources présentées dans le plan d'expansion du modèle.

4.3 Processus d'optimisation de la modélisation

La recherche des plans d'expansion les moins coûteux est un processus itératif, comme décrit dans la Figure A4.4.

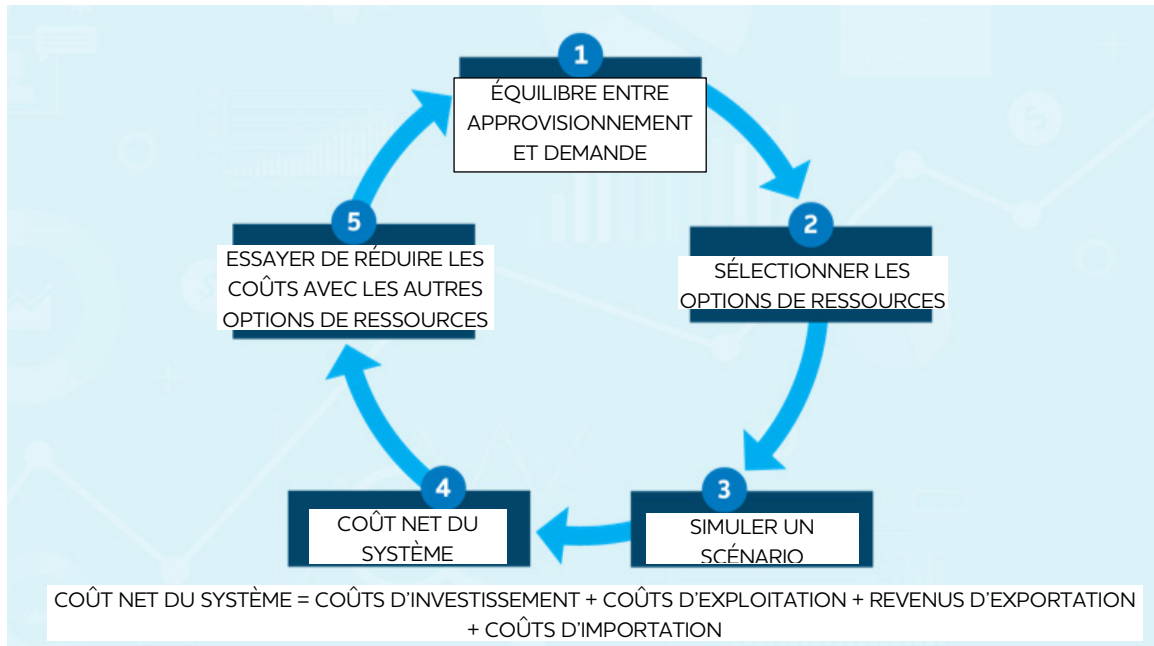


Figure A4.4 – Processus d'optimisation de la modélisation

À chaque itération, le modèle d'optimisation des ressources suit les étapes suivantes :

1. Le modèle détermine quand et combien de nouveaux approvisionnements sont nécessaires pour répondre aux critères de planification de l'énergie et de la capacité d'approvisionnement.
2. Le modèle détermine un portefeuille de ressources proposé pour la période d'étude, en sélectionnant les ressources qui répondent à la demande sur la base des critères de planification, et qui réduisent au minimum les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation estimatifs. Les coûts d'exploitation estimatifs sont fondés sur des approximations établies par le modèle pour chaque ressource, et qui sont améliorées à chaque itération du modèle.
3. Le modèle optimise et simule l'exploitation du système de Manitoba Hydro au cours de la période d'étude sur la base du plan d'expansion proposé et des données sur le débit entrant. Cette simulation comprend les centrales existantes, les interactions avec le marché d'importation et d'exportation, ainsi que les nouvelles ressources déterminées par le modèle. La simulation fournit les coûts d'exploitation réels du système, compte tenu du plan d'expansion proposé.
4. Le modèle calcule le coût final net du système, qui est la somme de tous les coûts d'investissement, des coûts d'exploitation simulés, des revenus d'exportation et des coûts d'importation.
5. Le modèle évalue si les coûts nets du système pour le portefeuille de ressources proposé sont raisonnablement proches des coûts nets estimatifs du système. Si c'est le cas, alors le processus de modélisation est terminé. Si l'écart entre les coûts nets prévus et les coûts nets finaux du système est trop important, le modèle fait l'objet d'une autre itération, en utilisant les résultats de la précédente itération pour améliorer les estimations des coûts d'exploitation utilisées pendant le choix des ressources.

La Figure A4.4 présente les étapes de modélisation nécessaires pour déterminer un plan d'expansion d'un scénario ou d'une sensibilité de modèle unique. Ce processus est répété séparément pour chaque scénario et chaque sensibilité à analyser.

Une fois la modélisation d'un scénario ou d'une sensibilité terminée, une première validation des résultats est effectuée, suivie d'un post-traitement, d'une analyse et d'une comparaison des résultats du modèle avec les constats d'autres scénarios et sensibilités pertinents.

Des mesures d'atténuation destinées à améliorer l'efficacité de la modélisation, du post-traitement et de l'analyse ont été mises en œuvre avant et pendant la PIR, mais une sélection stratégique des scénarios et des sensibilités à étudier restait nécessaire. L'annexe 3 explique comment les scénarios ont été élaborés. L'annexe 5 présente une analyse des sensibilités prises en considération.

4.4 Limites pratiques du modèle

Le portefeuille final de ressources déterminé par le modèle peut ne pas être la solution la moins coûteuse possible. Le modèle recherche le plan le moins coûteux par le biais d'un processus itératif qui s'arrête lorsque le modèle atteint le seuil d'optimisation et que la convergence est réalisée, ce qui indique que le plan d'expansion déterminé est une solution peu coûteuse basée sur des coûts d'exploitation bien estimés en plus des coûts d'investissement supposés. Si le processus itératif de modélisation se poursuit, il est possible qu'une solution moins coûteuse soit trouvée; toutefois, cela peut conduire à une durée de fonctionnement du modèle incontrôlable ou à une incapacité pour le modèle de mener à bien le processus d'optimisation et, en fin de compte, n'est pas réalisable. Étant donné qu'il peut exister un portefeuille de ressources moins coûteux et que le modèle ne fournit pas de renseignements sur les meilleures solutions possibles déterminées au cours du processus d'optimisation, il est important d'interpréter les résultats de la modélisation de la PIR comme un ensemble collectif de résultats et d'équilibrer les perspectives relatives aux scénarios individuels ou à la sensibilité avec des conclusions fiables démontrées de manière répétée dans les résultats du modèle.

5 Demande des clients en électricité et en gaz naturel

5.1 Demande des clients en électricité

Les prévisions de la demande des clients en électricité varient d'un scénario de la PIR à l'autre, élaboré chacun par Manitoba Hydro conformément aux hypothèses de scénario décrites à l'annexe 3.

La charge électrique au Manitoba est modélisée comme une demande complémentaire. Le modèle utilise une prévision horaire de la charge électrique regroupée en 21 blocs, la valeur de la charge électrique attribuée à chaque bloc variant selon le mois. L'attribution des données sur la charge électrique horaire à chaque bloc repose sur la définition des 21 blocs appliquée à tous les intrants variables dans le temps utilisés dans le modèle.

5.2 Efficacité énergétique

Dans le modèle d'optimisation des ressources, les futures économies d'efficacité énergétique sont représentées comme un générateur d'énergie renouvelable avec un profil de production défini, ce qui permet de reproduire les économies d'énergie au lieu de les définir comme un modificateur de charge tel que présenté dans l'annexe 3. La modélisation de l'efficacité énergétique en tant que générateur d'énergie renouvelable permet de l'éliminer facilement pour les analyses de la sensibilité; voir annexe 5 pour les sensibilités où toutes les options d'efficacité énergétique sont modélisées en tant que ressources pouvant être sélectionnées.

5.3 Demande en gaz naturel

La demande en gaz naturel des clients n'est pas clairement représentée dans ce modèle. Cependant, le post-traitement des résultats du modèle intègre des renseignements sur les prévisions de la demande en gaz naturel des clients.

6 Prévisions du prix de l'énergie pour les marchés externes

Les prévisions du prix de l'énergie sont utilisées dans ce modèle pour déterminer les revenus d'exportation et les coûts d'importation, afin que les coûts nets du système soient fixés. Ces prix constituent une hypothèse clé dans le modèle pour l'optimisation des interactions avec le marché. Le marché de l'énergie de MISO aux États-Unis (É.-U.) offre la plus grande possibilité d'exportation et d'importation, en raison de la grande taille du marché de MISO et de la capacité de transport beaucoup plus grande de Manitoba Hydro grâce à ce marché, par opposition à la Saskatchewan et à l'Ontario. Bien qu'il n'y ait pas de marché de l'énergie en Saskatchewan, les interactions bilatérales d'importation et d'exportation d'opportunités avec la Saskatchewan sont modélisées sur la base des mêmes prévisions de prix de l'énergie que celles appliquées au marché de l'énergie de MISO. Les interactions en matière d'exportation d'opportunités avec l'Ontario reposent également sur les prévisions de prix de l'énergie de MISO, et l'on suppose qu'aucune importation d'opportunité n'est disponible. Le marché de l'énergie de MISO, la Saskatchewan et l'Ontario sont désignés collectivement par le terme « marchés ». Les prix de marché varient selon le bloc, le mois et l'année tout au long de la période d'étude. La même correspondance entre les renseignements horaires et les renseignements bloqués agrégés est appliquée aux prix du marché et aux prévisions de la charge électrique, ce qui garantit que le rapport entre la charge électrique horaire et les prix du marché est préservé.

Le modèle optimise la répartition des centrales thermiques au gaz naturel en fonction d'une prévision du prix du gaz naturel et d'une prévision du prix du carbone. Les prévisions du prix du gaz naturel varient en fonction du mois et de l'année, tandis que les coûts des émissions de GES ne varient qu'en fonction de l'année d'étude. De plus amples détails sur les prévisions du prix du carbone figurent à l'annexe 3.

7 Système d'énergie électrique existant

Le système de production d'énergie électrique existant de Manitoba Hydro est représenté dans le modèle comme indiqué dans les sections suivantes. Il est à noter que le système existant est censé être maintenu pendant toute la durée de l'étude. Il n'y a pas de retrait planifié de ressources dans le modèle. Il est présumé que le projet d'énergie renouvelable de Pointe-du-Bois est terminé et que l'expiration des accords d'achat de l'énergie électrique de la production autonome existants et des accords d'importation et d'exportation est reflétée dans le modèle.

7.1 Configuration générale – Nœuds et liaisons de transport

Le système électrique de Manitoba Hydro est modélisé comme une série de nœuds connectés qui représentent chacun une partie du système. Les générateurs et la demande en énergie sont attribués aux nœuds, tandis que la capacité de transport entre les nœuds est définie sur la base d'une représentation simplifiée du système de transport de Manitoba Hydro. Le système de courant continu à haute tension (CCHT) de Manitoba Hydro est représenté par la liaison de transport entre les nœuds de c.c. (courant continu) du nord (courant continu) et de Winnipeg. Le modèle tient compte de l'énergie perdue lorsque l'électricité circule dans les systèmes de transport à courant alternatif (CA) et à CCHT.

En plus du système de Manitoba, ce modèle comprend les interconnexions avec les marchés voisins avec lesquels Manitoba Hydro interagit, y compris MISO, Saskatchewan et Ontario. Les liaisons de transport utilisées pour définir les capacités d’importation et d’exportation sont énumérées dans le Table A4.2 ci-dessous.

Table A4.2 – Capacité d’importation et d’exportation modélisée des liaisons de transport de Manitoba Hydro

Nœud A	Nœud B	A → B (Exportation)	B → A (Importation)
Ouest du Manitoba	MB-SK	291,5 MW	60 MW
Winnipeg	RHEM (MISO)	2 858 MW	1 400 MW
Winnipeg	MB-ON	100 MW	0 MW

7.2 Marchés externes

Les interactions avec les marchés comprennent les exportations d’électricité complémentaire, les exportations d’énergie d’opportunité et les importations. Le volume total des importations et des exportations d’opportunité et d’énergie complémentaire au sein d’un bloc est limité par la capacité d’importation et d’exportation indiquée dans le Table A4.2

Exportations d’électricité complémentaire

Les exportations d’électricité complémentaire sont modélisées comme une demande en électricité qui doit être satisfaite, peu importe le coût, à l’instar de la charge électrique (voir la section Demande des clients en électricité et en gaz naturel pour plus de détails). Les exportations d’électricité complémentaire sont modélisées pour chaque bloc, chaque mois et chaque année.

Exportations d’énergie d’opportunité

Les exportations d’opportunité sont modélisées comme des demandes non complémentaires qui ne sont satisfaites que lorsqu’il est économique de le faire, avec des prix associés qui déterminent les revenus perçus pour les approvisionner. Le modèle choisit le moment et la quantité de demandes d’exportation d’opportunité à satisfaire, sur la base des conditions du système (telles que la disponibilité de l’énergie excédentaire). Les prix des exportations d’opportunité sont fixés en fonction des prévisions du prix de l’énergie et reposent sur la même définition de 21 blocs que celle utilisée pour agréger les prévisions horaires de la demande en électricité des clients du Manitoba.

Importations

Les importations reflètent les prévisions du prix de l’énergie. La même représentation en 21 blocs est appliquée aux prix à l’importation que celle utilisée pour les prix à l’exportation d’opportunité et la charge du Manitoba. Les importations physiques, les règlements de marché, ainsi que les achats de puissance sont tous modélisés.

7.3 Production d’énergie hydroélectrique

Ce modèle comprend toutes les ressources hydroélectriques existantes. Le cas échéant, les restrictions de licence sur les exploitations ont été modélisées à un rythme mensuel. Il s’agit notamment de restrictions sur les plages d’exploitation des réservoirs, les débits dans le canal ouest du lac Winnipeg et le débit dans la dérivation de la rivière Churchill. Des exigences minimales de production ont également été imposées en fonction des besoins opérationnels du système.

Débits entrants et production d'énergie hydroélectrique

L'incertitude de la production d'énergie par les centrales hydroélectriques est un élément important à prendre en considération lors de la modélisation du système électrique de Manitoba Hydro, en raison des variations des niveaux d'eau du système d'une année à l'autre. Cette incertitude est prise en compte en fournissant au modèle 110 années de données historiques sur les débits entrants mensuels. Ces débits entrants définissent la plage et la variabilité que le modèle prend en compte chaque mois de chaque année pendant tout au long de l'étude pendant la simulation des coûts de production. Les débits entrants historiques mensuels sont basés sur les données de débit à long terme de Manitoba Hydro, présentées à l'annexe 1 - Système et charge existants.

Le calcul de l'électricité produite repose sur l'efficacité de la turbine d'une centrale hydroélectrique et sur la différence entre l'élévation du réservoir en amont et l'élévation du niveau de l'eau de fuite en aval. Les centrales hydroélectriques au fil de l'eau supposent une élévation constante du réservoir, tandis que les centrales hydroélectriques avec stockage en réservoir sont modélisées avec un stockage défini qui varie en fonction de l'élévation. Les élévations du niveau de l'eau de fuite sont déterminées au moyen du rapport entre le débit total de la centrale et l'élévation du niveau de l'eau de fuite. De même, l'efficacité de la turbine varie en fonction du débit qui la traverse.

7.4 Production thermique

La centrale de Brandon est la seule centrale thermique existante du système électrique de Manitoba Hydro. Elle est incluse dans le modèle en tant que générateur alimenté au gaz naturel.

La production thermique est optimisée pendant la phase de simulation du modèle d'optimisation des ressources. À tout moment dans le modèle, la quantité d'énergie thermique produite par une unité varie en fonction de la demande, des conditions de débit entrant et de la production d'énergie hydroélectrique correspondante, de la quantité de production d'énergie renouvelable et de l'économie/quantité d'importations. La production thermique est le plus souvent motivée par la nécessité de satisfaire aux demandes d'énergie du système pendant les périodes de faible débit et les heures de demande de pointe. Les coûts du combustible, les coûts variables d'exploitation et d'entretien et les coûts des émissions associés à la production thermique au gaz naturel sont mis en balance avec les avantages économiques de la répartition du générateur.

7.5 Production d'énergie éolienne

Manitoba Hydro a conclu des accords d'achat d'électricité avec les parcs éoliens de Saint-Joseph et de St. Leon et ces deux parcs sont modélisés comme des ressources renouvelables existantes. Cette production d'énergie éolienne est modélisée selon un schéma annuel constant qui varie d'un mois à l'autre, mais sans variation entre les blocs au cours d'un même mois, et est basée sur la production historique. La variabilité de la production éolienne n'est pas représentée dans le modèle.

8 Nouvelles options en matière de ressources en électricité

Le modèle sélectionne toutes les options en matière de ressources disponibles lors de l'établissement d'un portefeuille de ressources. Chacune de ces ressources possède des caractéristiques uniques qui sont prises en compte dans le modèle, comme indiqué à l'annexe 2. Ces caractéristiques définissent les coûts, la production d'énergie, les contributions à la puissance complémentaire et les émissions de chaque ressource et sont utilisées par le modèle pour comparer et évaluer les options de ressources tout en optimisant le coût le plus bas. Cette section fournit un résumé des détails de la modélisation utilisés pour représenter chaque option de ressource résumée à l'annexe 2. Les hypothèses formulées en raison des limites pratiques

du modèle sont détaillées. Le Table A4.3 présente certains des termes clés utilisés dans les sections suivantes.

Table A4.3 – Termes clés pour les détails de modélisation des nouvelles options de ressources

Terme	Définition
Projet	Fait référence au développement d'une option de ressource dans le cadre de la solution de modèle.
Projet binaire	Une seule instance de ce projet peut être construite.
Projet entier	Plusieurs instances de ce projet peuvent être construites.
Projet continu	Ce type de projet ne peut être construit qu'une seule fois, mais il est possible de ne construire qu'une partie du projet (c'est-à-dire entre 0 et 100 % de la capacité nominale spécifiée). Certaines parties du projet peuvent être construites sur plusieurs années tout au long de l'étude. La quantité totale de la capacité nominale pour chaque étape du projet installée à la fin de l'étude ne peut dépasser 100 %.
Courbe des coûts future	Une relation utilisée pour représenter la façon dont le coût d'investissement d'une option de ressource, les coûts d'exploitation et d'entretien fixes, ou les deux varient d'une année à l'autre au cours de la période d'étude.
Type de ressource	Fait référence à l'option de modélisation choisie pour représenter une ressource dans le modèle et n'est applicable qu'à des fins de modélisation. Les options disponibles sont l'hydroélectricité, l'énergie thermique, les énergies renouvelables et les batteries.

Remarques générales

Toutes les valeurs de capacité d'approvisionnement indiquées dans la présente section sont des capacités nominales (nominales), sauf s'il est clairement indiqué qu'il s'agit d'une puissance complémentaire accréditée.

Toutes les unités sont censées être opérationnelles dans le système au 1^{er} avril de l'année de leur année (date) de mise en service (DMS).

Toutes les hypothèses sont propres à la représentation de chaque option de ressources dans le modèle et ne doivent pas être considérées comme appropriées pour d'autres applications. Par exemple, les hypothèses relatives aux émissions servent à introduire les coûts d'émission associés à la répartition des ressources dans le modèle et ne reflètent pas nécessairement d'autres rapports d'entreprise, rapports provinciaux ou des hypothèses de contrôle.

De même, les contraintes relatives à la capacité maximale installée d'une ressource ne servent qu'à des fins de modélisation et sont mises en œuvre dans de nombreux cas pour améliorer l'efficacité computationnelle du modèle. Dans la mesure du possible, les maximums reflètent la compréhension actuelle de la capacité du système de Manitoba Hydro à accueillir un type de ressource donné. Pour ce qui est des ressources dont l'ajout maximal au système est incertain, on a veillé, lors de l'analyse, à ce que les limites du modèle n'aient pas d'incidence déraisonnable sur la solution.

8.1 Production d’énergie éolienne

Type de ressource : renouvelable

Méthodologie de la production : Un profil de production est spécifié par mois et par bloc et ne varie pas en fonction de l’exploitation simulée du système.

Représentation et disponibilité de l’unité : Huit unités éoliennes sont disponibles dans le modèle, comme le montre le Table A4.4. Cette représentation utilise plusieurs unités éoliennes pour prendre en considération :

1. l’augmentation des coûts de transport en fonction de l’augmentation des quantités d’énergie éolienne installées dans le système.
2. La diminution de la puissance complémentaire accréditée pour l’énergie éolienne avec l’augmentation des quantités d’énergie éolienne installées dans le système.

L’accréditation de l’énergie éolienne était basée sur une analyse de la production d’énergie éolienne horaire historique qui a évalué les réductions de la demande de pointe causées par des niveaux d’approvisionnement en énergie éolienne variables pour un niveau supposé de fiabilité du système.

Table A4.4 – Options de ressources éoliennes modélisées

Nom du projet	Type de projet	Capacité nominale en [MW]	Facteur de puissance complémentaire accréditée [%]
Énergie éolienne 1	Binaire	100	20 %
Centrale éolienne 2	Binaire	100	20 %
Centrale éolienne 3	Binaire	100	20 %
Énergie éolienne 4	Binaire	100	20 %
Énergie éolienne 5	Binaire	100	20 %
Énergie éolienne 6	Continu	200	20 %
Énergie éolienne 7	Continu	1 800	4%
Énergie éolienne 8	Continu	3 500	1 %

Contraintes : Une centrale éolienne d’une capacité totale de 6 000 MW peut être construite dans le cadre de ce modèle.

Des contraintes imposant la construction séquentielle d’unités éoliennes sont appliquées pour favoriser une optimisation efficace par le modèle. Cependant, l’augmentation des coûts d’investissement et la diminution de la puissance complémentaire accréditée pour les unités éoliennes imposent de manière inhérente la sélection séquentielle des projets éoliens.

Courbe des coûts future : Tous les coûts d’investissement, à l’exception des coûts de transport pour l’interconnexion de la production, sont annualisés tout au long de la durée de vie des nouvelles éoliennes et inclus dans les coûts d’exploitation et d’entretien fixes (\$/kW-année). Ces coûts annuels, ainsi que les coûts d’intégration du système, diminuent tout au long de la période d’étude et sont fixés en fonction de la date de mise en service des nouvelles ressources éoliennes. Bien que tous les coûts unitaires des éoliennes diminuent au fil du temps, les coûts d’exploitation et d’entretien fixes des éoliennes dans le scénario 1 sont maintenus stables après 2030, afin que les coûts ne soient pas inférieurs au coût de l’électricité importée, ce qui reflète l’hypothèse selon laquelle la nouvelle production d’énergie éolienne ne pourrait pas être développée et exploitée au Manitoba à un coût inférieur à celui de l’extérieur de la province. Les coûts de

transport de l'intégration de la production sont également modélisés (M\$), mais ne sont pas supposés varier dans le temps.

Hypothèses relatives au combustible : Aucun combustible n'est nécessaire.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production d'énergie éolienne.

8.2 Production d'énergie solaire PV (photovoltaïque)

Type de ressource : renouvelable

Méthodologie de la production : Un profil de production est spécifié par mois et par bloc et ne varie pas en fonction de l'exploitation simulée du système.

Représentation et disponibilité de l'unité : Deux unités solaires continues à axe unique sont disponibles dans le modèle, comme indiqué dans le Table A4.5. Cette représentation utilise deux unités solaires pour prendre en compte l'augmentation des coûts de transports avec l'augmentation des quantités d'énergie solaire installées dans le système.

Table A4.5 – Options de ressources solaires modélisées à l'échelle des services publics

Nom du projet	Type de projet	Capacité nominale en [MW]
Énergie solaire 1	Continu	1 700
Énergie solaire 2	Continu	1 300

Contraintes : Une centrale solaire d'une capacité de 3 000 MW peut être construite dans le cadre de ce modèle. Aucune contrainte explicite n'est utilisée pour imposer la construction la centrale solaire 1 avant la centrale 2, mais cette progression se produit dans le cadre du modèle en raison de l'augmentation des coûts d'investissement de la centrale solaire 2.

Courbe des coûts futurs : Les coûts d'énergie solaire comprennent l'investissement en capital (M\$) et les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année). Les coûts d'investissement et les coûts d'intégration du système sont représentés à l'aide de courbes de coûts futurs afin de refléter la réduction attendue des coûts dans les années à venir. Les coûts d'exploitation et d'entretien fixes sont maintenus constants. Alors que tous les coûts unitaires de l'énergie solaire diminuent avec le temps, les coûts de l'énergie solaire dans le scénario 1 sont maintenus constants après 2030 afin que les coûts ne soient pas inférieurs au coût de l'électricité importée; comme pour l'énergie éolienne, cela reflète une hypothèse selon laquelle la nouvelle production d'énergie solaire ne pourrait pas être développée et exploitée au Manitoba à un coût plus bas qu'à l'extérieur du Manitoba.

Hypothèses relatives au combustible : Aucun combustible n'est nécessaire.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production d'énergie solaire.

8.3 Unités thermiques de gaz naturel

Type de ressource : thermique.

Méthodologie de la production : La production est optimisée par le modèle d'optimisation des ressources. La description de la production thermique dans la section Système d'énergie électrique existant comprend des détails supplémentaires.

Représentation et disponibilité de l'unité : Les types et le nombre d'unités de gaz naturel disponibles dans le cadre de ce modèle sont présentés dans le Table A4.6.

Table A4.6 – Options de ressources de gaz naturel modélisées

Nom du projet	Type et nombre
TGCS	Binaire : 4; Entier 1
TGCC	Binaire : 2; Entier 1
LM6000	Entier : 1
TGCC-CSC	Entier : 1

Contraintes : Quatre turbines à gaz à cycle simple au gaz naturel (TGCS) et deux unités binaires de turbines à gaz à cycle combiné au gaz naturel (TGCC) sont utilisées pour représenter les options sur une friche industrielle disponible et ont des coûts d'exploitation et d'entretien fixes et des coûts de transport associés inférieurs à ceux des unités entières de TGCS et TGCC. Des contraintes sont en place pour établir un lien entre les TGCS binaires et les options TGCC correspondantes, le cas échéant, couvrant les configurations disponibles qui pourraient être sélectionnées sur la friche industrielle. Aucune contrainte explicite n'est appliquée exigeant une expansion à la friche industrielle avant de sélectionner l'unité de TGCS entière, car le modèle fera le choix le plus économique entre ces options.

L'ajout total de nouvelles capacités nominales provenant d'unités TGCS, TGCC et aérodérivées (LM6000) au cours de la période d'étude est limité à 10 000 MW.

Aucune contrainte n'est appliquée aux unités TGCC-CSC (captage et stockage du carbone).

Courbe des coûts futurs : Les courbes de coûts futurs définissent les coûts d'investissement futurs décroissants (en M\$: millions de dollars) pour toutes les options de ressources thermiques au gaz naturel. On présume que les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année) sont constants dans le temps.

Hypothèses relatives au combustible : Les prix prévisionnels du gaz naturel (\$/MBTU) sont utilisés pour déterminer les coûts de combustible. Des coûts supplémentaires de transport de combustible et d'émissions de GES (\$/tCO₂e) sont également appliqués. L'approvisionnement en gaz naturel est présumé illimité.

Hypothèses relatives aux émissions : Les émissions opérationnelles directes sont produites à un taux de 0,054 tCO₂e par intrant de MBTU pour la production de toutes les unités alimentées au gaz naturel. Les unités de CSC sont supposées capter 90 % de toutes les émissions de GES ce qui donne des émissions nettes de GES de 0,0054 tCO₂e/MBTU pour les unités de CSC. Les unités TGCC et TGCC-CSC sont différenciées dans le cadre de ce modèle en fonction de cette différence de facteur d'émissions de GES, ainsi que des changements dans les hypothèses relatives aux taux de chaleur et au coûts d'investissement, comme indiqué à l'annexe 2.

8.4 Unités thermiques d'hydrogène

Type de ressource : Turbine d'hydrogène : thermique, électrolyseur : renouvelable

Méthodologie de la production : Le modèle optimise la sélection et la répartition de la production de turbines à hydrogène. La description de la production thermique dans la section Système d'énergie électrique existant comprend des détails supplémentaires.

L'électrolyseur, qui utilise de l'électricité pour produire de l'hydrogène, se traduit par une charge à supporter par le système (semblable à la charge d'une batterie). Ceci est représenté à l'aide d'un générateur d'énergie renouvelable qui fonctionne comme une charge, où le profil de production est spécifié pour chaque mois et chaque bloc et ne varie pas en fonction des opérations simulées du système. Il est présumé que l'électrolyseur fonctionne à un niveau constant d'avril à septembre. Il est établi sur la base de la production de la totalité de l'hydrogène nécessaire pour faire fonctionner l'unité de turbine à son facteur de puissance défini.

Représentation et disponibilité de l'unité : Les types et le nombre d'unités d'hydrogène disponibles dans le cadre de ce modèle sont présentés dans le Table A4.7. Le concept d'unité d'hydrogène comprend un générateur thermique pour représenter la production d'électricité à partir d'hydrogène et un générateur d'énergie renouvelable associé qui agit comme une charge négative pour représenter les demandes en énergie d'électrolyse sur le système. Des unités d'hydrogène avec des facteurs de capacité variables sont modélisées pour refléter le nombre croissant d'heures de production nécessaires pour augmenter progressivement la puissance complémentaire hivernale du système.

Table A4.7 – Options de ressources d'hydrogène modélisées

Nom du projet	Capacité nominale en (MW)	Facteur de puissance annuelle moyenne	Type et nombre
Type TGCS	225	2 % 4 % 8%	11 unités binaires 13 unités binaires 1 unité binaire
Type TGCC	325	12 % 15 % 19 %	1 unité binaire 1 unité binaire 1 unité binaire

Contraintes : Les contraintes de priorité précisant l'ordre des unités de type TGCS et TGCC de 2 % et 4 % sont comprises dans le modèle pour améliorer l'efficacité computationnelle. La quantité maximale de la nouvelle capacité nominale ajoutée au système à partir des unités de type TGCS et TGCC (2 % et 4 %) est limitée à 3 000 MW. Cela garantit l'applicabilité des hypothèses d'accréditation relatives à la puissance complémentaire avec des niveaux croissants de production d'hydrogène dans le système.

Courbe des coûts futurs : Les courbes de coûts futurs définissent les coûts d'investissement futurs décroissants (en M\$: millions de dollars) pour les options de ressources thermiques à l'hydrogène. On présume que les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année) restent stables dans le temps. Les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et d'entretien fixes augmentent à mesure que le facteur de puissance présumé de l'unité augmente.

Hypothèses relatives au combustible : L'électrolyse est représentée comme un générateur d'énergie renouvelable fonctionnant comme une charge négative, nécessitant une augmentation de la production

provenant d'autres ressources dans le système pendant les mois d'avril à septembre pour s'assurer que la demande accrue est satisfaite pendant les mois d'hiver. Le coût de la charge de l'électrolyseur est intégré dans les coûts d'exploitation totaux du système.

Les générateurs thermiques d'hydrogène sont limités par l'approvisionnement restreint en hydrogène. La quantité totale d'hydrogène disponible correspond à la production totale d'énergie prévue pour l'unité, sur la base de sa capacité nominale et de son facteur de puissance. Il est présumé que le combustible produit par les électrolyseurs est disponible sans coût supplémentaire pour les turbines à hydrogène.

La disponibilité de l'hydrogène supposée pour chaque type d'unité d'hydrogène, en fonction de son facteur de puissance annuelle moyenne, est décrite dans le Table A4.8. Pour les unités à facteur de puissance de 2 %, 4 % et 8 %, il est présumé que 50 % de l'hydrogène disponible est utilisé en janvier et 25 % en février et en décembre, ce qui reflète l'utilisation anticipée des unités d'hydrogène pour satisfaire à la demande hivernale de pointe. Les unités dont le facteur de puissance est supérieur à 8 % fournissent de l'énergie pendant des mois supplémentaires.

Des hypothèses sur la disponibilité de combustible sont nécessaires en raison des limitations fonctionnelles du modèle. Alors que la quantité de combustible disponible par mois doit être spécifiée au préalable, l'utilisation par bloc de ce combustible pour la production d'hydrogène est optimisée par le modèle. Toutefois, l'approvisionnement en combustible ne peut être reporté à un autre mois.

Table A4.8 – Hypothèses relatives à la disponibilité de combustible à hydrogène

Facteur de puissance	Mois	% de combustible alloué	Contraintes liées aux heures d'ouverture disponibles par mois
2 %, 4 %, et 8 %	Janvier	50 %	Non
	Février	25 %	Non
	Décembre	25 %	Non
12 %	Janvier	37 %	Oui
	Février	32 %	Non
	Décembre	32 %	Non
15 %	Janvier	28 %	Oui
	Février	25 %	Oui
	Mars	11 %	Non
	Novembre	11 %	Non
	Décembre	25 %	Oui
19 %	Janvier	22%	Oui
	Février	20 %	Oui
	Mars	19%	Non
	Novembre	19%	Non
	Décembre	20 %	Oui

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production d'hydrogène

8.5 Production d'énergie hydroélectrique

Type de ressource : Énergie hydroélectrique

Méthodologie de la production : La production repose sur l'utilisation d'un coefficient de production moyen ($\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$). Le projet de Conawapa et le celui de Long Spruce Supply Side Enhancement (Long Spruce SSE) font partie des options de production d'énergie hydroélectrique les plus économiques et présentent des caractéristiques de conception plus détaillées. Ainsi, l'estimation de la production pour ces options repose sur la méthodologie décrite dans l'analyse de l'hydroélectricité dans la section Système d'énergie électrique existant.

Représentation et disponibilité de l'unité : Les nouvelles options de ressources hydroélectriques disponibles comprises dans le modèle des options de ressources sont présentées à l'annexe 2.

Contraintes : Aucune contrainte de modélisation supplémentaire n'est appliquée aux nouvelles options d'énergie hydroélectrique. Long Spruce SSE doit respecter la même contrainte de production minimale que la centrale existante de Long Spruce.

Courbe des coûts futurs : Conawapa et Notigi se servent des courbes de coûts futurs pour illustrer l'augmentation des coûts d'investissement au fil du temps, les coûts d'investissement (en M\$) et les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (en \$/kW-année) variant selon l'année d'étude. Toutes les autres options d'énergie hydroélectrique supposent des coûts statiques.

Hypothèses relatives au combustible : Les débits entrants servent de « combustible » pour la production d'énergie hydroélectrique. Les débits entrants (m^3/s) sont multipliés par un coefficient de production moyen ($\text{MW}/\text{m}^3/\text{s}$) pour définir la production. Pour les options Conawapa et Long Spruce SSE, la conversion du débit entrant en énergie électrique implique une variation de l'efficacité des turbines et de la différence d'élévation à travers la centrale hydroélectrique. Pour plus de détails, voir l'analyse de l'énergie hydroélectrique dans la section Système d'énergie électrique existant.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production d'énergie hydroélectrique, car elles sont très faibles.

8.6 Unités thermiques de biomasse

Type de ressource : thermique

Méthodologie de la production : La production est optimisée par le modèle d'optimisation des ressources. La description de la production thermique dans la section Système d'énergie électrique existant comprend des détails supplémentaires.

Représentation et disponibilité de l'unité : Deux options de générateurs thermiques de biomasse sont disponibles dans le modèle, comme indiqué dans le Table A4.9.

Table A4.9 – Options de ressources de biomasse modélisées

Nom du projet	Capacité nominale en (MW)	Type et nombre	Facteur de puissance annuelle moyenne
Biomass3002	32	Entier	2 % (exploitation de pointe)
Biomass3083	32	Entier	83 %

Contraintes : Aucune contrainte n'est appliquée aux unités de biomasse.

Courbe des coûts futurs : Les courbes de coûts futurs définissent les coûts d'investissement futurs décroissants (en M\$: millions de dollars) pour les deux options de ressources thermiques de biomasse. On présume que les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année) restent stables dans le temps.

Hypothèses relatives au combustible : Il est présumé que coûts de la biomasse restent stables tout au long de la période d'étude. L'unité de facteur de puissance annuelle moyenne (Peaker) de 2 % est censée ne fonctionner qu'en janvier et le combustible n'est disponible que pendant ce mois. Le modèle optimise le déploiement de l'unité au niveau du bloc au cours du mois de janvier. L'unité de facteur de puissance annuelle moyenne de 83 % ne suppose aucune limite de disponibilité du combustible et le déploiement de cette unité est fonction de l'optimisation du modèle.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production de biomasse. Les émissions opérationnelles associées à la production de biomasse sont considérées comme biogènes et donc exclues.

8.7 Unités thermiques des petits réacteurs modulaires (PRM)

Type de ressource : thermique

Méthodologie de la production : Toutes les options de PRM sont censées être en charge de base avec un facteur de puissance annuelle moyenne de 90 %. Elles sont modélisées comme des unités indispensables fonctionnant à un facteur de puissance de 100 %, avec un arrêt en septembre et octobre pour l'entretien.

Représentation et disponibilité de l'unité : Trois unités de PRM sont modélisées, comme indiqué dans le Table A4.10.

Table A4.10 – Options de ressources modélisées pour les petits réacteurs modulaires

Nom du projet	Capacité nominale en (MW)	Type et nombre	Hypothèse sur l'emplacement
PRM 77-1	77	Binaire	Transport existant à proximité
PRM 77-2	77	Entier	Greenfield
PRM 300	300	Entier	Greenfield

Contraintes : La nouvelle capacité nominale maximale provenant des unités de PRM qui peut être ajoutée au système est de 1 500 MW.

Courbe des coûts futurs : On présume que les coûts d'exploitation (en M\$) et d'entretien fixes (\$/kW-année) restent stables dans le temps.

Hypothèses relatives au combustible : Les coûts de combustible sont stables. Il n'est pas facile d'obtenir des renseignements sur les prévisions futures des coûts du combustible nucléaire.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la production de PRM.

8.8 Stockage de batterie

Type de ressource : Batterie

Méthodologie de la production : La charge et la décharge de la batterie sont déterminées au niveau du bloc et sont basées sur l'optimisation du système. En raison des limites du modèle, la production nette au cours d'un mois donné est de 0 GWh, car la batterie doit commencer et terminer chaque mois avec la même quantité d'énergie stockée.

Représentation et disponibilité de l'unité : Une seule batterie continue est modélisée à partir des hypothèses décrites dans le Table A4.11. Il est présumé que la batterie fonctionne pour réduire la demande de pointe, sur la base d'un cycle de charge et de décharge de 24 heures. Elle n'est pas associée à une production dédiée.

Une capacité nominale de 350 MW a été appliquée dans le cadre de ce modèle, ce qui représente une taille de batterie utile pour des réductions durables de la demande de pointe pour le système de Manitoba Hydro, en fonction du profil de demande de pointe horaire actuel. De plus amples détails sont fournis à l'annexe 2.

Table A4.11 – Options de ressources modélisées de stockage de batterie

Hypothèse	Valeur
Capacité nominale en	350 MW
Efficacité de la charge	90 %
Efficacité de la décharge	90 %

Contraintes : Aucune contrainte n'est appliquée.

Courbe des coûts futurs : Les courbes de coûts futurs définissent les coûts d'investissement futurs décroissants (en M\$) pour les options de ressources de stockage de batterie. On présume que les coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année) restent stables dans le temps.

Hypothèses relatives au combustible : Aucun combustible associé.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée au fonctionnement de batterie.

8.9 Efficacité énergétique

Type de ressource : renouvelable

Méthodologie de la production : Un profil de production est spécifié par mois et par bloc et ne varie pas en fonction de l'exploitation simulée du système.

Représentation et disponibilité de l'unité : Les mesures d'efficacité énergétique pouvant être sélectionnées, y compris les thermopompes et les PV solaires distribués, sont représentées sous forme d'ensembles de mesures individuelles d'efficacité énergétique, comme expliqué à l'annexe 2. Chaque ensemble est représenté comme une option de ressources individuelle, comme indiqué dans le Table A4.12. L'annexe 2 contient des détails supplémentaires, notamment une description de chaque ensemble. Les thermopompes comprennent des thermopompes à air, les thermopompes à air pour climat froid et les thermopompes géothermiques.

Table A4.12 – Options de ressources modélisées en matière d'efficacité énergétique et thermopompe

EÉ et niveaux de potentiel du marché HP	Type et nombre
EÉ à niveau amélioré – Supplément du plan d'efficacité Manitoba	Continu; 8 unités
EÉ à niveau renforcé – Supplément du plan d'efficacité Manitoba	Continu; 8 unités
EÉ à niveau amélioré	Continu; 8 unités
EÉ à niveau amélioré	Continu; 8 unités
Thermopompes au niveau amélioré	Continu; 8 unités
Thermopompes au niveau maximal	Continu; 8 unités

L'expression « efficacité énergétique supplémentaire au plan d'Effacité Manitoba » désigne l'efficacité énergétique pouvant être sélectionnée choisie par le modèle au-delà de la quantité des économies d'efficacité énergétique présumées dans le plan d'efficacité 2020-2023 d'Effacité Manitoba extrapolé à la fin de l'horizon de planification de 20 ans. Les niveaux améliorés et maximisés du potentiel d'économies d'énergie ont été définis grâce à une étude sur le potentiel de marché réalisée pour Effacité Manitoba. Pour les économies d'énergie énergétique complémentaires pouvant être sélectionnées, le potentiel maximum de chaque ensemble d'efficacité énergétique est réduit en fonction de la quantité correspondante d'efficacité énergétique déjà prévue dans le plan d'Effacité Manitoba. L'efficacité énergétique aux niveaux du potentiel de marché améliorés et maximisés présume que toute l'efficacité énergétique peut être sélectionnée et exclut les économies d'énergie du plan d'Effacité Manitoba.

Comme indiqué à l'annexe 3, les prévisions de la demande d'électricité comprennent des hypothèses concernant l'adoption de thermopompes à air et de thermopompes géothermiques (TG). Les niveaux de potentiel du marché modélisés ne tiennent pas compte de ces hypothèses relatives aux thermopompes intégrées et la possibilité de dépasser le potentiel de marché des thermopompes pour les clients dotés de système électrique de chauffage existe pour certains scénarios. Une étude plus approfondie est nécessaire pour confirmer les niveaux potentiels du marché pour les thermopompes dans le système de Manitoba Hydro.

Les niveaux potentiels du marché de l'efficacité énergétique sont des ensembles d'options d'efficacité énergétique qui s'excluent mutuellement, tout comme les niveaux potentiels du marché des thermopompes. Par exemple, si les thermopompes au niveau maximisé sont censées être des options disponibles, les thermopompes aux niveaux améliorés ne sont pas incluses en tant qu'options dans le modèle.

Remarques propres au groupe sur l'efficacité énergétique et les thermopompes :

- Il n'y a pas de potentiel de marché pour les économies d'énergie des groupes de l'éclairage du secteur commercial et d'autres éclairages au-delà des économies d'énergie incluses dans le plan d'Effacité Manitoba. Toutes les économies disponibles de ces ensembles sont déjà comprises dans le plan Effacité Manitoba.
- L'ensemble solaire PV pouvant être sélectionné est considéré comme n'ayant aucune économie de puissance complémentaire accréditée pour l'hiver.

- Les thermopompes à air et les thermopompes à air pour climat froid n'ont pas d'économies de puissance complémentaire accréditées pour l'hiver.

Contraintes : Les unités d'efficacité énergétique et de thermopompe sont modélisées comme des ressources continues dont les capacités nominales fixées à leur valeur maximale de capacité de pointe non concomitante à la fin de la période d'étude. Des contraintes sont appliquées à chaque unité d'efficacité énergétique et de thermopompe, de chaque année de l'étude, afin de s'assurer que la quantité d'économies d'énergie potentielles dont dispose le modèle chaque année ne dépasse pas les économies d'énergie de potentiel de marché définies pour ce groupe au cours de cette année-là.

Courbe des coûts futurs : Les courbes de coûts d'investissement (en M\$) sont utilisées pour définir les coûts de programmes qui évoluent avec le temps. Les unités d'efficacité énergétique et de thermopompes offrent également des avantages liés au report des coûts de transport et de distribution, lesquels sont représentés par des courbes de coûts d'exploitation et d'entretien fixes (\$/kW-année) dans le modèle. Ces courbes de coûts varient en fonction de la puissance complémentaire accréditée annuelle que peut atteindre chaque ensemble tout au long de l'étude.

Hypothèses relatives au combustible : Aucun combustible associé.

Hypothèses relatives aux émissions : Aucune émission opérationnelle n'est associée à la GD et aux thermopompes.

9 Hypothèses financières

Les hypothèses financières suivantes ont été utilisées pour toutes les analyses :

- Coût d'investissement moyen pondéré réel : 3,70 %
- Taux d'inflation : 3,1 %
- Taux de change : 1,25 \$ CA/\$ US

10 Résultats du modèle

Le modèle d'optimisation des ressources fournit une série de résultats pour l'analyse. Ces résultats et leurs applications au cours de l'analyse sont résumés dans le Table A4.13. Les résultats de type « Résultat direct » sont produits directement par le modèle. Les résultats de type « Résultat calculé » sont calculés en dehors du modèle, avec des outils de post-traitement, sur la base des résultats directs du modèle.

Table A4.13 – Résultats du modèle et leur application

Résultat	Type	Détails	Application
Plan d'expansion	Résultat direct	Comprends le calendrier et la quantité (en capacité nominale) de chaque ressource sélectionnée.	Fournit une base pour comprendre la façon dont les besoins futurs du système seront satisfaits avec de nouvelles ressources.

Résultat	Type	Détails	Application
Puissance complémentaire accréditée et énergie fiable	Résultat direct	<p>Comprend la quantité de puissance complémentaire et d'énergie fiable (appelée énergie complémentaire) associée à chaque catégorie de ressources pour chaque année de la période d'étude, sur la base du plan d'expansion.</p> <p>La puissance complémentaire accréditée et l'énergie fiable pour chaque option de ressource sont également un résultat.</p>	<p>Utilisé pour valider la puissance complémentaire et les intrants d'énergie fiable pour toutes les options de ressources.</p> <p>La puissance complémentaire accréditée et la production d'énergie fiable du système (selon le plan d'expansion) peuvent être comparées aux contraintes liées à la puissance complémentaire et d'énergie fiable, ce qui permet d'expliquer si le modèle a sélectionné une nouvelle ressource pour répondre aux besoins en termes de puissance complémentaire ou d'énergie complémentaire, ou les deux.</p>
Coûts et revenu	Résultat direct	<p>Comprend les coûts de production (coûts d'investissement, coûts d'interconnexion de production, coûts d'exploitation et d'entretien fixes), les coûts d'exploitation (coûts de combustibles, coûts d'exploitation et d'entretien variables, coûts d'importation) et les revenus d'exportation.</p>	<p>Les ventilations de coûts et de revenus mettent en évidence la contribution des sélections de ressources aux perspectives financières globales du système. Ils permettent d'interpréter la décision de sélection des ressources du modèle, en fournissant un aperçu de l'équilibre entre l'économie et l'obligation de répondre aux exigences de planification.</p> <p>Les éléments de coût et de revenu individuels permettent également de valider les données relatives aux coûts.</p>

Résultat	Type	Détails	Application
Contraintes liées à la planification de l'expansion	Résultat direct	Comprend toutes les contraintes liées aux besoins en puissance complémentaire et en énergie fiable, ainsi que les contraintes régissant les ajouts de capacité nominale totale et supplémentaire.	<p>Permet de confirmer que toutes les contraintes nécessaires sont représentées dans le modèle et que la solution du plan d'expansion respecte ces contraintes comme prévu.</p> <p>La puissance complémentaire accréditée et la production d'énergie fiable du système (selon le plan d'expansion) peuvent être comparées aux contraintes liées à la puissance complémentaire et à l'énergie fiable, ce qui permet d'expliquer si le modèle a sélectionné une nouvelle ressource pour répondre aux besoins en termes puissance complémentaire ou en énergie complémentaire, ou les deux.</p>
Production d'énergie	Résultat direct	Présenté pour chaque catégorie de ressources, sur une base annuelle et en moyenne pour 110 cas de débit entrants.	Les résultats de la production d'énergie montrent comment les ressources incluses dans le plan d'expansion seraient exploitées ensemble dans le système, et comment les contributions en matière d'énergie des divers types de ressources peuvent évoluer dans le temps.
Mesures d'optimisation du modèle	Résultat direct	Comprend les écarts de convergence finaux, les ventilations de coûts d'investissement par unité et les coûts d'exploitation, notamment les coûts de déficit et de pénalité.	Ces résultats sont utilisés pour confirmer la validité de l'optimisation du plan d'expansion par le modèle et pour s'assurer que les contraintes liées au modèle sont appliquées et qu'elles exercent une influence sur les résultats comme prévu.

Résultat	Type	Détails	Application
Mesures d'émissions de GES	Résultat direct et résultat calculé	Calculé en fonction de la production d'énergie annuelle des ressources émettrices (moyenne de tous les cas de débit entrant) et combiné aux sources d'émissions de GES non prises en compte dans le modèle. Les émissions totales de GES du point de vue provincial et régional sont également présentées et comprennent des émissions de GES provenant d'autres secteurs d'utilisation de l'énergie. ²	Les émissions de GES donnent une autre perspective d'évaluation des coûts et des avantages d'un plan d'expansion. Les points de vue provinciaux et régionaux en matière d'émissions de GES offrent une vue plus globale des résultats en matière d'émissions de GES et permettent des comparaisons plus significatives entre les modèles.
Mesures financières	Résultat calculé	Les calculs combinent les coûts d'investissement et d'exploitation avec des éléments de coûts supplémentaires non représentés dans le modèle. ³ Les coûts supplémentaires propres à la sensibilité et externes au modèle peuvent également être pris en compte par ces mesures.	Les mesures financières fournissent un contexte financier plus large pour l'évaluation des plans d'expansion, ce qui permet de comparer les résultats du modèle aux différentes combinaisons de charge et d'approvisionnement en gaz naturel.

10.1 Mesures d'émissions de GES

Les mesures d'émissions de GES résumant les émissions de GES prévues provenant de l'exploitation du système électrique pour un portefeuille de ressources donné. Les mesures d'émissions de GES dans la PIR 2023 permettent à Manitoba Hydro de comprendre l'incidence des différents portefeuilles de ressources sur les émissions de GES de Manitoba Hydro, les émissions de GES régionales et les émissions de GES provinciales.

Les mesures d'émissions de GES suivantes sont disponibles dans les résultats du modèle post-traité. Alors que le modèle d'optimisation des ressources tient compte des volumes d'émissions et des coûts sur la base d'une représentation simplifiée, les mesures d'émissions de GES recalculent les volumes d'émissions en fonction d'hypothèses précisées et des résultats du modèle.

Émissions de GES liées à la production d'électricité de Manitoba Hydro

Les émissions de GES (tCO₂e) liées à la production d'électricité de Manitoba Hydro fournissent des renseignements sur les émissions de GES à déclarer de Manitoba Hydro.

Émissions nettes régionales de GES liées à la production d'électricité régionale

Les émissions nettes régionales de GES (tCO₂e) liées à la production d'électricité présentent une perspective plus large des émissions de GES qui estime l'incidence exacte de l'exploitation du système de

² Pour plus de détails, voir la section « Mesures des émissions de GES » de cette annexe.

³ Pour plus de détails, voir la section « Mesures financières » de cette annexe.

Manitoba Hydro sur le secteur de la production d'électricité régionale. Cette mesure comprend les changements nets liés aux émissions de GES provenant des générateurs d'électricité à base de combustibles fossiles aux États-Unis, en Ontario et en Saskatchewan, en plus des émissions de GES provenant de tous les générateurs de combustibles fossiles de Manitoba Hydro. Le flux d'énergie électrique à travers les interconnexions du Manitoba exerce une influence sur la quantité d'électricité produite par les générateurs de combustibles fossiles en dehors des frontières du Manitoba et, par conséquent, sur les émissions de GES correspondantes. Par exemple, si la production d'énergie hydroélectrique de Manitoba Hydro dépasse les besoins du Manitoba (sur une base annuelle), cette énergie électrique peut être exportée vers le MISO et certains générateurs de combustibles fossiles réduiront leur production annuelle en conséquence, évitant ainsi des émissions de GES. Dans cet exemple, cette mesure permet d'estimer l'incidence de ce changement dans la production sur les émissions de GES. Un point de vue régional des émissions de GES reflète la contribution de Manitoba Hydro aux efforts régionaux de réduction des émissions de GES; si, dans un résultat de modélisation particulier, les émissions de GES de Manitoba Hydro sont plus faibles, mais que la dépendance à l'égard de l'électricité importée augmente, il pourrait en résulter une augmentation nette des émissions régionales de GES.

Émissions de GES provinciales

Les émissions provinciales de GES (tCO₂e) sont présentées sous deux formes: toutes les sources d'émissions de GES dans la province et uniquement les émissions de GES résultant de la combustion de combustibles fossiles⁴. L'estimation des émissions provinciales de GES permet de comprendre comment les émissions de GES dans les différents secteurs sont liées et peuvent évoluer à l'avenir en fonction d'un scénario ou d'une sensibilité. Par exemple, des sensibilités avec des niveaux variables d'adoption des VE montreront une évolution des niveaux d'émissions provinciales de GES du secteur de transport. Les résultats des émissions provinciales de GES et des émissions régionales nettes de GES liées à la production d'électricité sont également présentés sous la forme d'une mesure combinée, afin de donner un aperçu de l'incidence régionale nette globale de l'expansion et de l'exploitation du système de Manitoba Hydro, en association avec l'incidence des scénarios de charge du Manitoba (ou des sensibilités). Les estimations des émissions de GES provinciales ont été faites à un niveau élevé et visent à faciliter la comparaison entre les scénarios et les sensibilités en utilisant un ensemble commun d'hypothèses de base; elles ne doivent pas être utilisées à des fins autres que la PIR 2023.

10.2 Mesures financières

Les mesures financières sont des indicateurs financiers clés calculés pendant le post-traitement des résultats du modèle. Ces mesures associent les coûts et les revenus pris en considération dans le modèle avec ceux qui ne le sont pas. Si un coût ou un revenu ne change pas en fonction du plan d'expansion ou du fonctionnement du système, il n'a aucune incidence sur les décisions du modèle et est exclu de l'optimisation des ressources. Cependant, l'intégration de ces coûts exclus dans les mesures financières permet d'obtenir une vue globale des résultats financiers d'un plan d'expansion et crée une base équitable pour les comparaisons entre les analyses avec différentes hypothèses de charge et d'approvisionnement en gaz naturel.

Par exemple, une sensibilité moins dépendante du chauffage des locaux au gaz naturel montrera une augmentation des coûts du système électrique. Les réductions correspondantes des coûts d'approvisionnement en gaz naturel (externes au modèle) doivent être prises en compte pour comprendre

⁴ Une description des catégories d'émissions de GES provinciales figure à l'annexe 1.

toutes les implications financières de Manitoba Hydro, et pour les comparer aux résultats financiers des sensibilités avec une plus grande dépendance à l'égard du chauffage des locaux au gaz naturel.

Les principales mesures financières calculées pour chaque scénario et sensibilité du modèle sont énumérées ci-dessous et suivies d'une description de chacune d'entre elles :

- Valeur actuelle cumulative des coûts nets du système (M\$ CA)
- Coûts annuels nets du système (M\$ CA)
- Besoin de base moyen d'unités d'énergie combinée (\$ CA/GJ)

Valeur actuelle cumulative des coûts nets du système (M\$ CA)

La valeur actuelle nette cumulative des coûts nets du système reflète le revenu total nécessaire pour compenser les coûts d'exploitation du système et gérer la demande de puissance du système avec le plan d'expansion donné. Les éléments de coût et de revenu qui contribuent à cette mesure sont les suivants :

- Coûts et revenus issus du modèle :
 - les coûts supplémentaires du combustible et de l'électricité achetée, qui comprennent tous les coûts variables liés à l'exploitation du système
 - Coûts supplémentaires fixes liés aux ajouts de nouvelles ressources
 - Revenus d'exportation
- Coûts et revenus externes au modèle :
 - Coûts fixes de transport, de distribution, du système de production d'électricité, du système de distribution de gaz naturel et du paiement d'Efficacité Manitoba liés aux dépenses prévues déjà incluses dans les plans financiers de Manitoba Hydro
 - Approvisionnement en gaz naturel et coûts associés au prix du carbone (prix des émissions de GES)
 - Coûts supplémentaires de transport et de distribution de l'électricité requis pour les modifications de la charge domestique
 - Coûts de financement liés au remboursement de la dette pour des investissements antérieurs
 - Revenus des contrats d'exportation complémentaires

Coûts annuels nets du système (M\$ CA)

Cette mesure est un montant en dollar réel calculé sur une base annuelle et représente les coûts annuels nets des revenus d'exportation. La mesure des coûts annuels est un aperçu des coûts au cours d'une année donnée. L'évolution des coûts annuels dans le temps est un indicateur de la viabilité financière au-delà de la période d'étude, en presumant que des tendances similaires d'expansion et d'exploitation du système persistent. Les éléments de coût et de revenu qui contribuent à cette mesure sont les suivants :

- Coûts et revenus issus du modèle :
 - les coûts d'achat supplémentaires du combustible et de l'électricité, qui comprennent tous les coûts variables liés à l'exploitation du système.
 - Coûts supplémentaires fixes liés aux ajouts de nouvelles ressources
 - Revenus d'exportation

- Coûts externes au modèle :
 - Coûts fixes de transport, de distribution, du système de production d'électricité, du système de distribution de gaz naturel et du paiement d'Efficacité Manitoba liés aux dépenses prévues déjà incluses dans les plans financiers de Manitoba Hydro
 - Approvisionnement en gaz naturel et coûts associés au prix du carbone (prix des émissions de GES)
 - Coûts supplémentaires de transport et de distribution de nécessaires pour s'adapter aux modifications apportées à la charge domestique
 - Coûts de financement liés au remboursement de la dette pour des investissements antérieurs

Besoin de base moyen en unité d'énergie combinée (\$ CA/GJ)

Il s'agit du revenu moyen nécessaire pour compenser les coûts de fourniture d'une unité d'énergie, compte tenu de la production d'énergie électrique du système dans son ensemble et telle que définie par le plan d'expansion, et en prenant en considération les hypothèses relatives au système et à l'approvisionnement en gaz pour le scénario ou la sensibilité en question. La demande totale en énergie (GJ) est utilisée comme dénominateur pour ce calcul et est calculée en convertissant la charge électrique nette du Manitoba et la demande en gaz en GJ. Les éléments de coût et de revenu qui contribuent à cette mesure sont les suivants :

- Coûts et revenus issus du modèle :
 - les coûts supplémentaires du combustible et de l'électricité achetée, qui comprennent tous les coûts variables liés à l'exploitation du système
 - Coûts supplémentaires fixes liés aux ajouts de nouvelles ressources
 - Revenus d'exportation
- Coûts et revenus externes au modèle :
 - Coûts fixes de transport, de distribution, du système de production d'électricité, du système de distribution de gaz naturel et du paiement d'Efficacité Manitoba liés aux dépenses prévues déjà incluses dans les plans financiers de Manitoba Hydro
 - Approvisionnement en gaz naturel et coûts associés au prix du carbone (prix des émissions de GES)
 - Coûts supplémentaires de transport et de distribution de nécessaires pour s'adapter aux modifications apportées à la charge domestique
 - Revenus des contrats d'exportation complémentaires

FIN DE L'ANNEXE