

Annexe 5 – Résultats de l'analyse

Table des matières

1 Introduction.....	1
2 Analyse par scénarios	1
2.1 Introduction.....	1
2.2 Prévisions relatives à la demande de puissance.....	1
2.3 Choix des ressources électriques.....	2
2.4 Calendrier des nouvelles ressources et rythme du changement.....	5
2.5 Fonctionnement du système sous différentes conditions de débit.....	8
2.6 Efficacité énergétique	9
2.7 Émissions de gaz à effet de serre.....	11
2.8 Coûts nets du système.....	13
2.9 Comparaison des changements relatifs par scénario.....	15
2.10 Coûts nets du système par rapport aux émissions de GES.....	17
2.11 Réseaux de transport et de distribution.....	18
2.12 Réseau de distribution de gaz naturel.....	19
2.13 Résumé	20
3 Analyse de la sensibilité.....	21
3.1 Introduction.....	21
3.2 Sensibilité relative aux turbines à gaz naturel.....	22
3.3 Sensibilités relatives à la demande de puissance.....	38
3.4 Sensibilité relative aux prix de l'énergie et des interactions avec les marchés.....	61
3.5 Sensibilités relatives à d'autres aspects	69

Table des figures

Figure A5.1a – Approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2024.....	3
Figure A5.1b – Puissance complémentaire pour 2042 dans les 4 scénarios.....	3
Figure A5.2 – Dates auxquelles la demande dépasse l'approvisionnement.....	5
Figure A5.3 – Puissance cumulative ajoutée.....	8
Figure A5.4 – Scénario 4: Résultat énergétique dans des conditions de débit variables.....	9
Figure A5.5 – Comparaison des économies d'énergie en 2042.....	10
Figure A5.6 – Émissions annuelles moyennes de GES.....	13
Figure A5.7 – Valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042.....	15
Figure A5.8 – Coûts nets annuels du système en 2042.....	15
Figure A5.9 – Variations dans la puissance, l'énergie, les coûts et les émissions de GES.....	17
Figure A5.10 – Émissions annuelles et coûts en 2042.....	18
Figure A5.11 – Coûts d'investissement dans le transport, la distribution et l'interconnexion.....	19
Figure A5.12a – Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel	
A5.12b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 à l'exclusion des sources non énergétiques et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel	
Figure A5.12c – Comparison of 2042 Supply Mix Average Energy for a Restricted Use of Natural Gas Generation Case.....	24
Figure A5.13a – Comparison of Resource Additions in 2042 for a CCS requirement for natural gas turbines.....	26
Figure A5.13b – Comparison of Manitoba Annual GHG emissions in 2042 and of annual net system costs in 2042, for a CCS requirement for natural gas turbines.....	26
Figure A5.13c – Comparison of 2042 Supply Mix Average Energy for a CCS requirement for natural gas turbines.....	26
Figure A5.14a – Comparison of Resource Additions in 2042 for No New Natural Gas Turbines.....	28
Figure A5.14b – Comparison of Manitoba Annual GHG emissions in 2042 and of annual net system costs in 2042, for No New Natural Gas Turbines.....	28
Figure A5.14c – Comparison of 2042 Supply Mix Average Energy for No New Natural Gas Turbines.....	28
Figure A5.15a – Comparison of Resource Additions in 2042 for a GHG Emissions Budget.....	31
Figure A5.15b – Comparison of Manitoba Annual GHG emissions in 2042 and of annual net system costs in 2042, for a GHG Emissions Budget.....	31
Figure A5.15c – Comparison of 2042 Supply Mix Average Energy for a GHG Emissions Budget.....	31
Figure A5.16 – Carbon Price by Sensitivity.....	32
Figure A5.17a – Comparison of Resource Additions in 2042 for High GHG Emissions Cost.....	34
Figure A5.17b – Comparison of Manitoba Annual GHG emissions in 2042 and of annual net system costs in 2042, for High GHG Emissions Cost.....	34
Figure A5.17c – Comparison of 2042 Supply Mix Average Energy for High GHG Emissions Cost.....	34
Figure A5.18 – Cumulative costs for scenarios and natural gas turbine sensitivities.....	35

Figure A5.19 – Resource Additions by 2042 for Natural Gas Turbine Sensitivities	37
Figure A5.20 – Emissions and Costs for Natural Gas Turbine Sensitivities.....	37
Figure A5.21 – Illustration of Demand Response Load Shifting.....	39
Figure A5.22 – Peak Day Demand Reduction.....	39
Figure A5.23 – Peak Monthly Electric Demand in 2042.....	42
Figure A5.24 – Resource Additions by 2042 for Dual Fuel Sensitivities	43
Figure A5.25 – Annual Emissions and Costs in 2042.....	44
Figure A5.26 – Resource Additions - Full Optimization and Full Development of Energy Efficiency Measures.....	47
Figure A5.27 – Percentage of Energy Efficiency Savings Potential Selected (MW) - Comparing Scenarios and Full Optimization of Energy Efficiency.....	48
Figure A5.28 – Present Value of Energy Efficiency Costs to 2042	49
Figure A5.29 – Present Value of Cumulative Net Present Energy Efficiency Costs to 2042	50
Figure A5.30 – Resource Additions When Including Heat Pumps.....	52
Figure A5.31 – Resource Additions Comparing Maximized and Enhance Market Potential Energy Efficiency Levels.....	56
Figure A5.32 – Firm Energy Potential Selected (Scenario 3).....	56
Figure A5.33 – Firm Energy Potential Selected (Scenario 3).....	57
Figure A5.34 – Doubled Distributed Solar PV – Resource Additions by 2042.....	59
Figure A5.35 – Levelized Cost of Energy of Select Technologies.....	60
Figure A5.36 – Levelized Cost of Winter Firm Capacity of Select Technologies ¹²	60
Figure A5.37 – Reduced Imports Sensitivity - Average Import Energy by Year.....	63
Figure A5.38 – Reduced Imports Sensitivity - Cumulative Nominal MW of Wind Installed by Year	63
Figure A5.39 – Low Export and Import Market Prices – Average Annual Energy from Hydropower Generation.....	65
Figure A5.40 – Low Export and Import Market Prices – Average Annual Opportunity Exports.....	65
Figure A5.41 – Low Export and Import Market Prices – Average Annual Energy from Imports	66
Figure A5.42 – Low Export and Import Market Price – Average Wind Energy (Annual and Cumulative to 2042).....	66
Figure A5.43 – Energy Price and Market Interactions – Resource Additions by 2042	67
Figure A5.44 – Energy Price and Market Interaction – 2042 Annual Emissions and Costs.....	68
Figure A5.45 – Potential Impacts of Climate Change on Water Supply and Electric Demand.....	72
Figure A5.46 – Climate Change – Resource Additions by 2042	73
Figure A5.47 – Change in Average Annual Energy in 2042 with Change in Average Annual Flow	75
Figure A5.48 – Climate Change – Average Energy in 2042	76
Figure A5.49 – Climate Change – 2042 Annual Emissions and Costs.....	77
Figure A5.50 – Provincial Fees - Resource Additions by 2042	78
Figure A5.51 – Provincial Fees – Average Energy in 2042.....	79
Figure A5.52 – Provincial Fees – 2042 Annual Emissions and Costs.....	80
Figure A5.53 – Expected and Modified Levelized Cost of Wind Energy.....	82
Figure A5.54 – Scenario 4 - Cumulative Nominal MW of Wind Added by Year.....	83

Figure A5.55 – High Wind Costs - Resource Additions by 2042.....	83
Figure A5.56 – High Wind Costs - Emissions and Costs.....	84
Figure A5.57 – January Hourly Demand and Solar Generation.....	85
Figure A5.58 – 2042 Average Annual Emissions (Mt).....	87

Table des tableaux

Table A5.1 – Need Dates for New Resources.....	6
Table A5.2 – Energy Efficiency Savings Potential (GWh) In 2042.....	10
Table A5.3 – Selectable Energy Efficiency Savings (GWh) In 2042.....	11
Table A5.4 – Change in Average Annual GHG Emissions (tCO ₂ e), 2042 versus 2022.....	12
Table A5.5 – Natural Gas Turbine Sensitivities Compared to Scenario 4.....	36
Table A5.6 – Natural Gas Turbine Sensitivities Compared to Restricted Use of Natural Gas Turbines.....	36
Table A5.7 – Demand Response Impacts on Scenarios.....	40
Table A5.8 – Energy Efficiency Main Groupings – Maximized Level Market Potential Energy Savings (GWh) by 2042.....	45
Table A5.9 – Energy Efficiency Main Groupings – Maximized Level Market Potential Capacity Savings (MW) by 2042.....	46
Table A5.10 – Example Energy Efficiency Measures.....	48
Table A5.11 – Heat Pump Groupings – Maximized Level Market Potential Energy Savings (GWh) by 2042.....	51
Table A5.12 – Heat Pump Groupings – Maximized Level Market Potential Capacity Savings (MW) by 2042.....	51
Table A5.13 – Energy Efficiency Main Groupings - Enhanced Level Market Potential Energy Savings (GWh) by 2042.....	53
Table A5.14 – Energy Efficiency Main Groupings - Enhanced Level Market Potential Capacity Savings (MW) by 2042.....	54
Table A5.15 – Heat Pump Groupings - Enhanced Level Market Potential Energy Savings (GWh) by 2042.....	54
Table A5.16 – Heat Pump Groupings - Enhanced Level Market Potential Capacity Efficiency Savings (MW) by 2042.....	55
Table A5.17 – Market Interactions Summary – Market Access.....	68
Table A5.18 – Market Interactions Summary – Market Prices.....	69
Table A5.19 – Global Climate Model Name and Emissions Scenarios.....	71

1 Introduction

La Planification intégrée des ressources (PIR) de 2023 utilise des scénarios et des sensibilités pour analyser la façon dont l'évolution du paysage énergétique peut avoir une incidence sur les réseaux de production, de transport, de distribution et de gaz naturel de Manitoba Hydro utilisés pour répondre aux besoins des clients en matière d'énergie. Quatre scénarios ont été élaborés pour explorer un éventail d'avenir énergétique potentiel. En outre, plusieurs sensibilités ont été entreprises pour explorer plus à fond les effets des changements apportés à divers intrants ou contraintes afin d'isoler des répercussions particulières sur les résultats de la modélisation. La présente annexe résume les résultats de la modélisation et de l'analyse des quatre scénarios et des diverses sensibilités, y compris le type de nouvelles ressources génératrices, le rythme des changements, les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les coûts.

2 Analyse par scénarios

2.1 Introduction

La présente section traite des résultats de la modélisation et de l'analyse propres aux quatre scénarios décrits à l'annexe 3 – Éléments spécifiques du scénario. Manitoba Hydro a utilisé les quatre scénarios pour explorer un éventail raisonnable de ce à quoi pourrait ressembler l'avenir énergétique au Manitoba. Les scénarios sont fondés sur différentes variations de la décarbonisation et de la décentralisation au Manitoba. Voir l'annexe 3 pour plus de détails sur les hypothèses propres au scénario.

2.2 Prévisions relatives à la demande de puissance

L'évaluation des différents scénarios commence par les prévisions relatives à la demande pour chaque scénario, car celles-ci définissent le problème que le processus d'analyse et de modélisation tente de résoudre. De concert avec les prévisions relatives à la demande, les critères de planification jouent un rôle tout aussi important en veillant à ce que le réseau électrique soit planifié de manière à assurer une offre suffisante de puissance complémentaire en hiver et d'énergie fiable. Voir l'annexe 3 pour une explication de l'élaboration des différentes prévisions relatives à la demande pour les scénarios et l'annexe 4 – Approche d'analyse, pour une explication des critères de planification et du processus d'évaluation.

En 2022, la demande en termes d'énergie et de puissance en hiver est, respectivement, de 23 000 GWh et de 4 500 MW. D'ici 2042, la quantité d'énergie devrait augmenter de 21 %, 42 %, 55 % et 100 % pour les scénarios 1 à 4, respectivement. D'ici 2042, la capacité de production hivernale devrait augmenter de 13 %, 27 %, 42 % et 151 % pour les scénarios 1 à 4, respectivement. Le scénario 4 donne le taux de croissance le plus important, les prévisions pour une énergie fiable équivalant à 2,0 fois la demande de 2022 et les prévisions pour une puissance complémentaire hivernale équivalant à 2,5 fois la demande de 2022.

En plus de l'électricité, on tient compte de l'évolution des besoins futurs en gaz naturel. La consommation de gaz naturel pourrait changer lorsque l'on met davantage l'accent sur la décarbonisation. Les scénarios 1 et 2 n'entraînent ni une diminution ni une augmentation de la quantité de gaz naturel consommé, alors que les scénarios 3 et 4 entraînent, d'ici 2042, une baisse de la consommation de gaz naturel de 22 % et de 45 %, respectivement. Dans le scénario 4, en 2042, le gaz naturel sera utilisé principalement pour des usages

industriels, comme intrant de traitement ou charge d'alimentation, et une portion du gaz naturel sera toujours utilisée pour le chauffage des locaux. Voir l'annexe 3 pour plus de détails sur la façon dont les prévisions relatives à la demande ont été créées pour chacun des scénarios.

2.3 Choix des ressources électriques

Comme il est décrit à l'annexe 4, le modèle d'optimisation des ressources sélectionne de nouvelles ressources tout en cherchant un plan d'expansion des ressources au moindre coût, qui répond à la fois à la puissance complémentaire hivernale et aux besoins en matière d'énergie fiable pour chacun des scénarios. Le type, la quantité et le calendrier de mise à usage des ressources ajoutées dans chaque scénario sont fondés sur leur coût et leurs caractéristiques par rapport aux autres ressources disponibles. Certaines ressources ne fournissent que de l'énergie (solaire); d'autres fournissent de l'énergie avec une puissance garantie limitée (éolienne); certaines ne fournissent que de la puissance, mais consomment de l'énergie (piles et turbines à hydrogène), tandis que d'autres fournissent à la fois de l'énergie et de la puissance (turbines à gaz naturel, centrales hydroélectriques, petits réacteurs modulaires et production de biomasse). Certaines ressources, comme les turbines à gaz naturel et la production de biomasse, nécessitent des coûts de combustible pour produire de l'énergie, tandis que d'autres ressources, comme les éoliennes, les petits réacteurs modulaires et les centrales hydroélectriques, coûtent très peu cher pour produire de l'énergie. La sélection des ressources à ajouter au système à mesure que la charge augmente est un processus complexe que le modèle d'optimisation des ressources sert à résoudre.

Une mise en garde concernant les résultats de la modélisation veut que le portefeuille final de ressources identifié par le modèle pourrait ne pas constituer la solution la plus économique possible. Le modèle recherche le plan le moins coûteux au moyen d'un processus itératif qui s'arrête lorsque le modèle atteint le seuil d'optimisation et que la convergence est atteinte, ce qui indique que le plan d'expansion identifié est une solution de coûts fondée sur des coûts d'exploitation bien estimés en plus des coûts d'investissement présumés. Il est possible que si le processus itératif du modèle se poursuit, une solution encore moins coûteuse puisse être trouvée. Toutefois, cela peut entraîner des temps d'exécution du modèle impossibles à gérer ou encore l'incapacité du modèle à mener à bien le processus d'optimisation qui le rend finalement irréalisable. Étant donné qu'il peut exister un portefeuille de ressources à moindre coût, il est important d'interpréter les résultats de la modélisation de la PIR comme un ensemble collectif de résultats et de trouver un équilibre entre les renseignements tirés des scénarios individuels ou de la sensibilité et les constatations solides qui sont démontrées à maintes reprises dans les résultats du modèle.

Les figures A5.1.a et A5.1b présentent l'énergie annuelle moyenne et la puissance complémentaire hivernale fournies par chaque type de ressource en 2022 et les comparent aux résultats du modèle d'optimisation des ressources en 2042 pour chaque scénario. On tient compte à la fois de l'énergie et de la puissance au moment de planifier le réseau et de choisir les différentes options possibles en matière de ressources pour répondre à ces besoins.

Le premier point clé illustré par les graphiques est que les besoins en énergie et en puissance en 2042 pour chaque scénario présenté sont toujours principalement fournis par le système hydroélectrique existant. Le système hydroélectrique existant continuera de jouer un rôle clé à l'avenir dans diverses conditions. Au fur

et à mesure que les besoins énergétiques augmentent au Manitoba, une plus grande partie de l’énergie excédentaire provenant de l’hydroélectricité existante, résultant des conditions d’eau variables qui a habituellement été exportée en tant qu’opportunité d’exportation à court terme, sera utilisée dans la province.

Le deuxième point clé illustré par les graphiques est que l’énergie provenant du système existant serait complétée par de l’énergie supplémentaire provenant des programmes d’efficacité énergétique, de l’énergie éolienne et des importations. La plus grande différence entre les scénarios réside dans la quantité de chaque nouvelle ressource énergétique sélectionnée. Selon les hypothèses actuelles, l’efficacité énergétique est considérée comme un élément clé pour répondre aux besoins énergétiques futurs. De même, la production d’énergie éolienne apparaît dans chacun des différents scénarios comme une ressource énergétique à faible coût qui est sélectionnée en premier pour les besoins énergétiques. Enfin, les interactions entre les lignes de transport existantes et les marchés extérieurs continueront de jouer un rôle important dans l’exploitation du réseau de Manitoba Hydro, l’énergie importée devenant de plus en plus importante au fil du temps avec l’augmentation de la charge.

Le troisième point clé illustré par les graphiques est que les besoins futurs en matière de puissance sont mieux servis économiquement par les turbines à gaz naturel (annexe 2 – Nouvelles options en matière de ressources). Dans chaque scénario, les turbines à gaz naturel sont choisies parce qu’elles constituent une ressource de puissance à faible coût. La principale différence entre les scénarios est la quantité de turbines à gaz naturel nécessaires pour répondre à la croissance prévue de la charge.

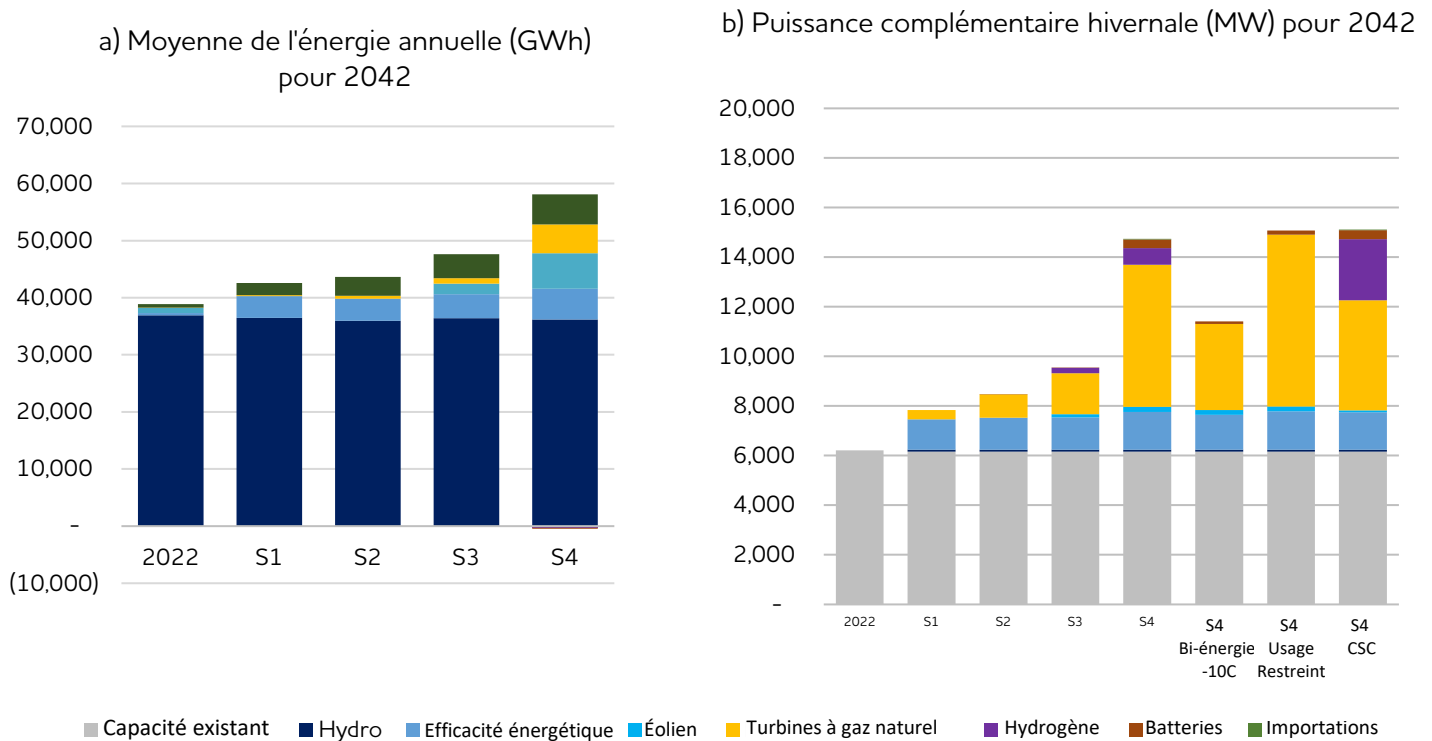


Figure A5.1a – Approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042

Figure A5.1b – Puissance complémentaire pour 2042 dans les 4 scénarios.

Il convient de souligner que le scénario 4 présente un changement important au chapitre de la puissance par rapport aux autres scénarios. L'augmentation de la demande de pointe en hiver est attribuable aux hypothèses entourant l'électrification du chauffage des locaux et entraîne un besoin notable de ressources supplémentaires d'ici 2042. Dans la composition de l'offre pour le scénario 4, il y a une quantité importante de production par turbine à gaz naturel pour répondre à la demande de pointe. La partie turbine à gaz naturel représente environ 60 % de tous les ajouts de ressources nominales d'ici 2042. Cependant, si l'on tient compte de la production énergétique moyenne des turbines, elles ne représentent qu'environ 10 % de l'énergie totale consommée en 2042. Cela indique que, pendant la majeure partie de l'année, l'énergie serait fournie par des sources d'électricité non émettrices comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Cependant, comme on ne peut pas toujours compter les ressources éoliennes pour répondre à la demande durant les périodes de pointe, il est nécessaire de jumeler des ressources renouvelables variables à une ressource répartissable. Les turbines à gaz naturel sont les plus rentables, car elles fournissent une puissance à faible coût. Bien qu'il n'ait pas fait l'objet d'une évaluation particulière, le choix du modèle à court terme des turbines à gaz naturel n'empêche pas que des changements soient apportés à la ressource. Avec les modifications appropriées, les turbines à gaz naturel peuvent fonctionner avec une gamme de combustibles différents et peuvent intégrer des caractéristiques comme le captage et le stockage du carbone.

Une ressource supplémentaire qui est sélectionnée dans chaque scénario est la mise à niveau des centrales hydroélectriques existantes. Bien que le nombre de mises à niveau soit faible par rapport aux autres ressources, sa sélection apparaît dans chacun des résultats du scénario et est sélectionnée en premier avant toute autre ressource. Cela indique que la mise à niveau de l'hydroélectricité existante est une ressource rentable.

Il convient de noter dans les résultats de l'analyse les ressources qui ne sont pas sélectionnées dans le cadre du processus d'optimisation pour les différents scénarios. En particulier, aucune nouvelle production hydroélectrique n'est retenue pour aucun des scénarios. Cela s'explique probablement par le fait que la nouvelle production hydroélectrique coûte beaucoup plus cher que le coût projeté d'autres ressources concurrentes, comme les éoliennes et les turbines à gaz naturel. La nouvelle production d'hydroélectricité a également des coûts d'investissement initiaux élevés et des délais d'exécution très longs pour les projets. Voir l'annexe 2 pour plus de détails sur les caractéristiques de la production hydroélectrique. Il convient également de souligner l'absence de production d'énergie solaire photovoltaïque dans le cadre de l'optimisation, que ce soit à l'échelle des services publics ou à l'échelle répartie. Ceci est probablement dû au fait que ses prévisions de coûts d'énergie sont plus élevées que celles de l'énergie éolienne; l'énergie solaire photovoltaïque ne fournit aucune puissance de pointe en hiver pour répondre à la demande du réseau, et sa production d'énergie au cours de l'année n'est pas un bon complément au système actuel dominé par l'hydroélectricité. Les petits réacteurs modulaires et la biomasse ne sont pas non plus sélectionnés en raison de leur coût plus élevé. Voir l'annexe 2 pour plus de détails sur les caractéristiques des différentes options de ressources.

2.4 Calendrier des nouvelles ressources et rythme du changement

Chaque scénario représente un avenir énergétique différent avec des changements différents. Par conséquent, tous les scénarios connaissent une croissance de la charge électrique à des taux différents, et la prévision de la charge pour chaque scénario finit par dépasser l’offre d’énergie fiable et la puissance complémentaire hivernale du système existant. La figure A5.2 illustre le rythme de l’évolution de la demande croissante d’électricité et la relation avec la capacité des ressources d’approvisionnement existantes, y compris les accords d’importation et d’exportation. Les lignes rouges indiquent les capacités du système existant au chapitre de l’énergie fiable et la puissance complémentaire hivernale, tandis que les zones ombrées représentent la croissance prévue de la charge d’électricité ajustée en fonction des prévisions d’Efficacité Manitoba pour chaque scénario. La puissance fournie par le système existant diminue au fil du temps en raison des accords d’importation et d’exportation qui expirent. La date de besoin pour de nouvelles ressources survient lorsque des déficits persistants commencent à apparaître, et ces dates de besoin sont surlignées avec des points jaunes pour chaque scénario.

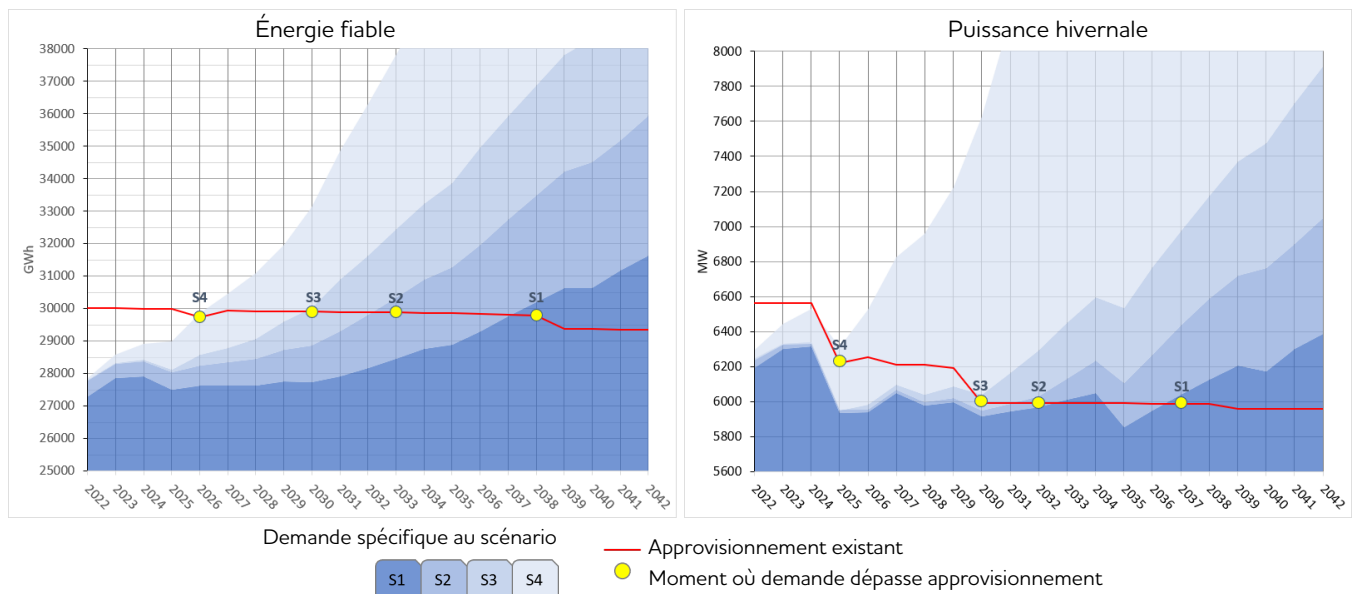


Figure A5.2 – Dates auxquelles la demande dépasse l’approvisionnement

Le tableau A5.1 présente les dates auxquelles il faut de nouvelles ressources pour chaque scénario, tant pour l’énergie fiable que pour la puissance de pointe en hiver.

Tableau A5.1 – Dates auxquelles émergera un besoin pour de nouvelles ressources

Scénario de la PIR	Énergie fiable	Puissance de pointe en hiver
Scénario 1	2038	2037
Scénario 2	2033	2032
Scénario 3	2030	2030
Scénario 4	2026	2025

Bien que dans certains scénarios, notamment dans le scénario 1, de nouvelles ressources ne soient pas nécessaires avant de nombreuses années, il convient de noter en particulier les dates de besoin plus hâtives pour le scénario 4 de 2026 pour l'énergie fiable et de 2025 pour la puissance complémentaire hivernale. Ces premières dates de besoin pour le scénario 4 signifient qu'il serait difficile de planifier, d'approuver et de construire de nouvelles ressources pour répondre aux prévisions relatives à la demande dans le scénario 4. De plus, la croissance de la demande d'électricité du scénario 4 devrait se poursuivre à un rythme rapide au-delà de la première date de besoin. Il en résulte un besoin continu de créer de nouvelles ressources pour la quasi-totalité de la durée de l'étude sur 20 ans. Un tel taux de croissance rapide et continu serait difficile à fournir à partir de nouvelles ressources.

Overall, the existing system continues to meet demand in the early years of scenario 1, 2, and 3. However, the amount of potential surplus winter capacity is limited during the first 10 years and can quickly be overtaken by demand depending on the pace of change. Beyond 10 years, all scenarios will need continued investment to meet demand, with a much greater requirement in scenario 4.

Dans l'ensemble, le système actuel continue de répondre à la demande au cours des premières années des scénarios 1, 2 et 3. Toutefois, la puissance hivernale excédentaire potentielle est limitée au cours des 10 premières années et peut être rapidement dépassée par la demande, selon le rythme du changement. Au-delà de 10 ans, tous les scénarios nécessiteront un investissement continu pour répondre à la demande, et une exigence beaucoup plus grande dans le cadre du scénario 4.

Pour mieux comprendre le rythme de changement de chaque scénario, la figure A5.3 montre la composition du bouquet de ressources à intervalles de cinq ans pour chaque scénario. Le rythme des changements pour tous les scénarios est observé avec l'ajout de nouvelles ressources au fil du temps et le type de ressources sélectionné. Comme il est indiqué dans la section précédente « Choix des ressources électriques », les ressources sélectionnées sont l'efficacité énergétique, les éoliennes, les turbines à gaz naturel, ainsi que certaines turbines à piles et à hydrogène. Le plan de base d'Efficacité Manitoba couvre l'ensemble de la durée de l'étude sur 20 ans et est présumé dans tous les scénarios avec une efficacité énergétique supplémentaire potentiellement sélectionnée dans chaque scénario.

Le scénario 1 affiche le rythme de changement le plus lent, une grande partie de sa croissance étant assurée par l'efficacité énergétique, avec 1 300 MW réalisés au cours de la période d'étude de 20 ans,

principalement grâce au plan de base d'efficacité Manitoba. De plus, une petite quantité de puissance est sélectionnée sous la forme de 370 MW générés par des turbines à gaz naturel pour la période 2038-2032. Le scénario 2 présente un rythme légèrement plus rapide, avec l'ajout d'une efficacité énergétique de 1 400 MW au cours de la période d'étude de 20 ans, et une puissance de 500 MW et de 440 MW provenant des turbines à gaz naturel sélectionnées pour les périodes de 2033-2037 et de 2038-2042 respectivement, le tout pour un total de 940 MW d'ici 2042. Le scénario 3 présente un rythme de changement plus rapide et une efficacité énergétique semblable à celle du scénario 2, mais avec 220 MW de puissance générée par les turbines à gaz naturel sélectionnées au cours de la première période 2028-2032, puis 770 MW et 650 MW supplémentaires provenant des turbines à gaz naturel au cours des deux prochaines périodes, pour un total de 1,640 MW d'ici 2042. De plus, dans le scénario 3, l'énergie éolienne est sélectionnée pour la production d'énergie de 300 MW pour la période 2033-2037 et de 340 MW pour la période 2038-2032, pour un total de 640 MW d'ici 2042.

Tel que décrit précédemment, le scénario 4 représente un changement graduel dans l'ampleur et le rythme du changement par rapport aux autres scénarios. L'efficacité énergétique continue de jouer un rôle semblable avec 1 600 MW sur 20 ans, mais la date de la demande d'énergie et de puissance est si avancée que la nécessité requise pour une puissance d'environ 500 MW commencera à apparaître à court terme pour la période 2022-2027. Il est important de souligner ce fait, car ce délai dépasse le délai de planification, d'approbation et de construction de nouvelles ressources. Ces premiers ajouts en termes de puissance sont considérés comme une ressource fictive non définie, car il pourrait ne pas être possible de répondre à une croissance aussi rapide des besoins au niveau du système. Une fois que la dernière partie de la période 2028-2032 sera terminée, il y aura suffisamment de temps pour mettre à usage de nouvelles ressources et remplacer les ressources requises pour la période 2022-2032. Dans la figure A5.3, les périodes 2022-2027 et 2028-2032 montrent les ajouts en termes de puissance fictive cumulés requis, tandis que la période 2033-2037 reflète les ajouts de puissance cumulés, toutes les ressources fictives déjà construites étant remplacées par des turbines à gaz naturel. 1 500 MW provenant de nouvelles turbines à gaz naturel sont nécessaires au cours des deux prochaines périodes, pour un total de 5 500 MW d'ici 2042. À la fin de la durée de la planification, de modestes quantités de turbines à hydrogène et de batteries de stockage sont également sélectionnées pour aider à répondre aux besoins importants en matière de puissance. En plus de la puissance, 2 000 MW d'énergie éolienne sont sélectionnés pour la période 2033-2037.

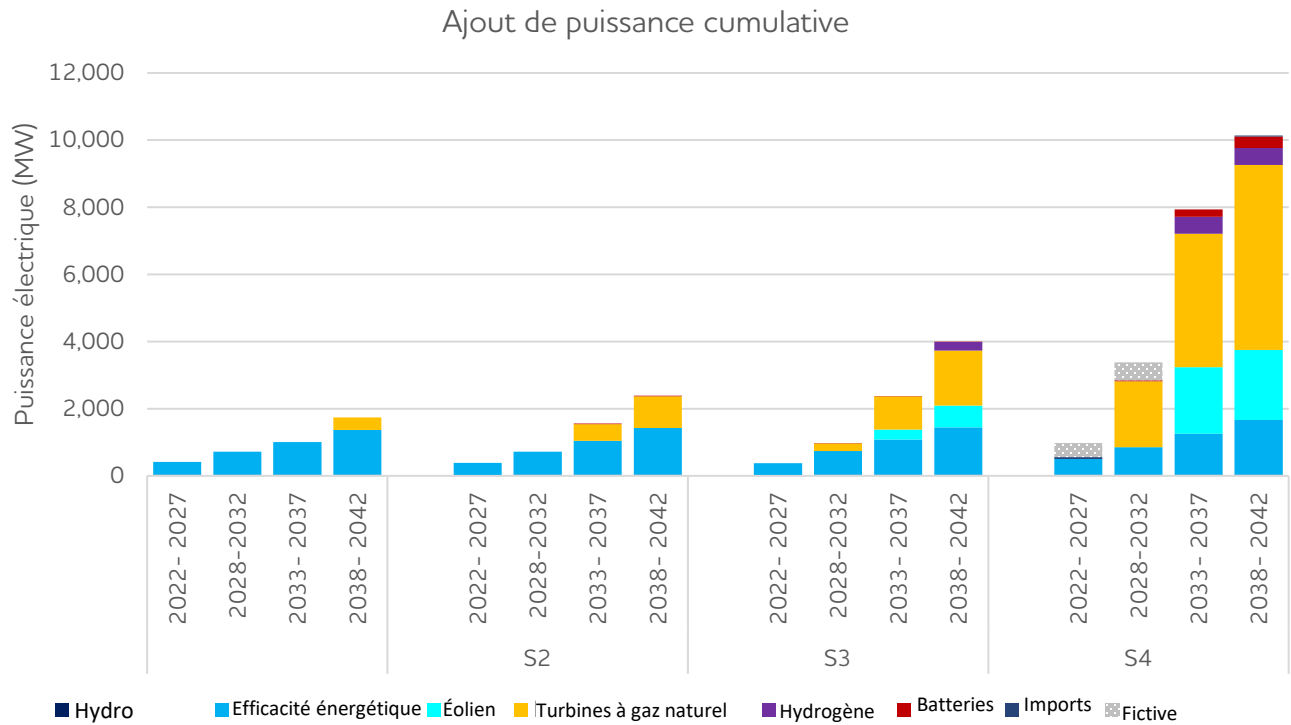


Figure A5.3 – Puissance cumulative ajoutée

2.5 Fonctionnement du système sous différentes conditions de débit

Les changements apportés au fonctionnement global du système dans différentes conditions d’écoulement sont également un facteur important à prendre en considération pour chacun des scénarios. La figure A5.4 montre comment le fonctionnement du système change dans le scénario 4 dans des conditions de débit fiable (sécheresse), de débit moyen et de débit élevé (inondation) (voir l’annexe 1 – Réseaux existants et charges, pour une discussion sur le système hydraulique, y compris la variabilité des débits du système). Dans des conditions de débit fiables en 2042, plus de 40 % de l’énergie fournie provient des actifs hydroélectriques existants et la quantité d’énergie fournie par les turbines à gaz naturel passe à environ 25 % pour compenser la diminution de la production hydroélectrique. Dans l’ensemble, même dans des conditions de débit fiables, l’énergie renouvelable provenant de l’hydroélectricité, de l’énergie éolienne et de l’efficacité énergétique représente de 60 à 80 % de l’énergie fournie. Dans des conditions de débit élevé, l’inverse se produit avec l’augmentation de la production hydroélectrique et la diminution de la production par turbine à gaz naturel. Étant donné que la quantité d’énergie importée et exportée varie selon les conditions d’écoulement, l’énergie importée et exportée continuera d’être un moyen important pour le réseau électrique d’approvisionner les clients de façon économique.

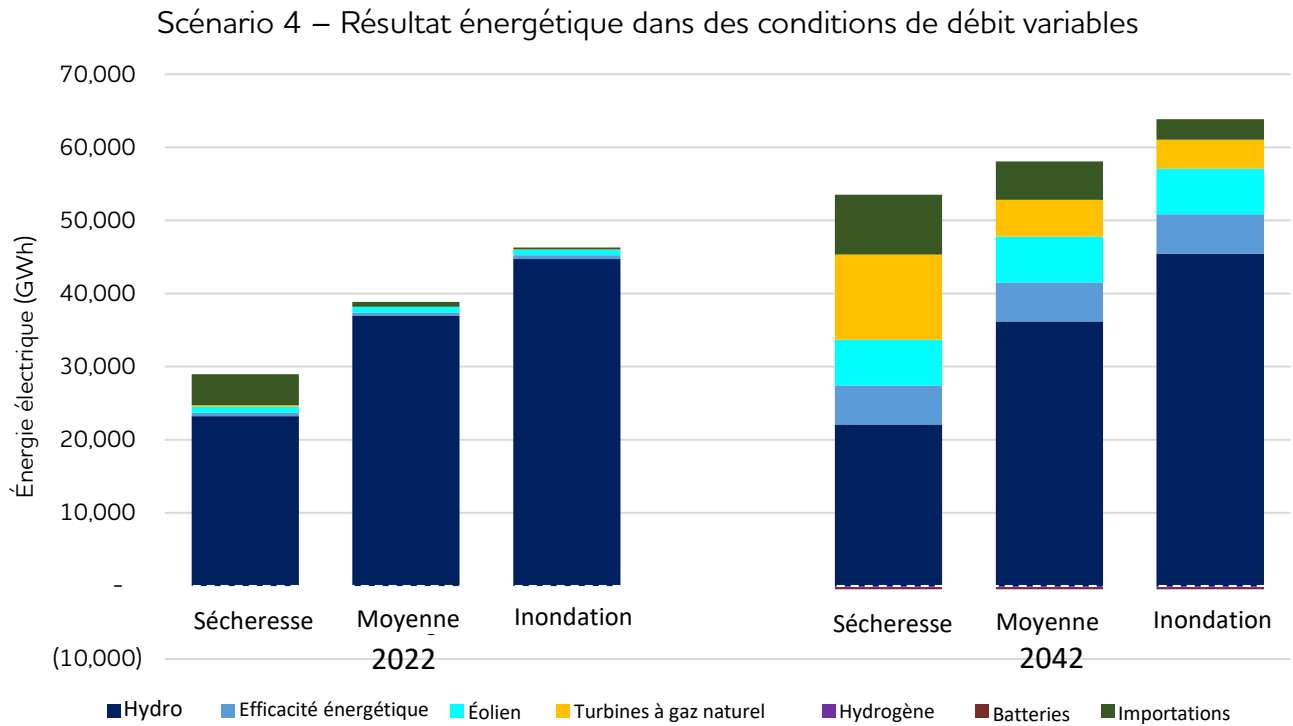


Figure A5.4 – Scénario 4 : Résultat énergétique dans des conditions de débit variables

2.6 Efficacité énergétique

Chaque scénario comprend un niveau présumé d’économies d’efficacité énergétique (aussi appelé gestion axée sur la demande ou GAD) qui est atteint en fonction d’une extrapolation du plan d’efficacité 2020-2023 d’Efficacité Manitoba qui s’étend sur toute la période de planification de 20 ans (plan d’efficacité énergétique du Manitoba). La modélisation des scénarios suppose que le plan d’efficacité énergétique du Manitoba permet de réaliser des économies d’énergie, de sorte qu’il n’y a pas d’optimisation de ces économies d’énergie. L’annexe 2 décrit le potentiel d’économies d’énergie supplémentaires sur le marché au-delà des économies d’énergie prévues dans le plan d’Efficacité Manitoba qui pourraient être disponibles pour réduire davantage la demande des clients. Cette option d’économie d’énergie potentielle est appelée « efficacité énergétique sélectionnable » et est disponible pour le modèle d’optimisation des ressources afin de réduire la demande de la clientèle plutôt que d’élaborer des options de production d’énergie. Les tableaux suivants résument les groupes de mesures d’efficacité énergétique sélectionnables qui étaient disponibles pour la sélection dans l’optimisation afin d’établir un plan d’expansion à moindre coût. L’efficacité énergétique sélectionnable exclut les économies potentielles des thermopompes qui sont évaluées dans une analyse de sensibilité.

Tableau A5.2 – Potentiel d'économie d'énergie (GWh) en 2042

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Plan d'Efficacité Manitoba (extrapolé)	3 590	3 590	3 590	3 590
Mesures d'efficacité énergétique sélectionnables ¹	201	512	630	1 772
Réduction totale de la demande potentielle	3 791	4 102	4 220	5 362

¹Le potentiel d'économie d'énergie de la pompe n'est pas inclus comme option de ressource dans les scénarios.

Le tableau qui suit compare les économies modélisées totales au niveau d'économie d'énergie maximal du marché d'ici 2042. Les économies d'énergie potentielles découlant de l'énergie solaire distribuée sont importantes, de sorte qu'elles sont présentées séparément de toutes les autres mesures d'efficacité énergétique. Les quatre scénarios n'atteignent pas la totalité des économies potentielles du marché, tandis que le scénario 4 développe la plus grande partie des économies potentielles du marché.

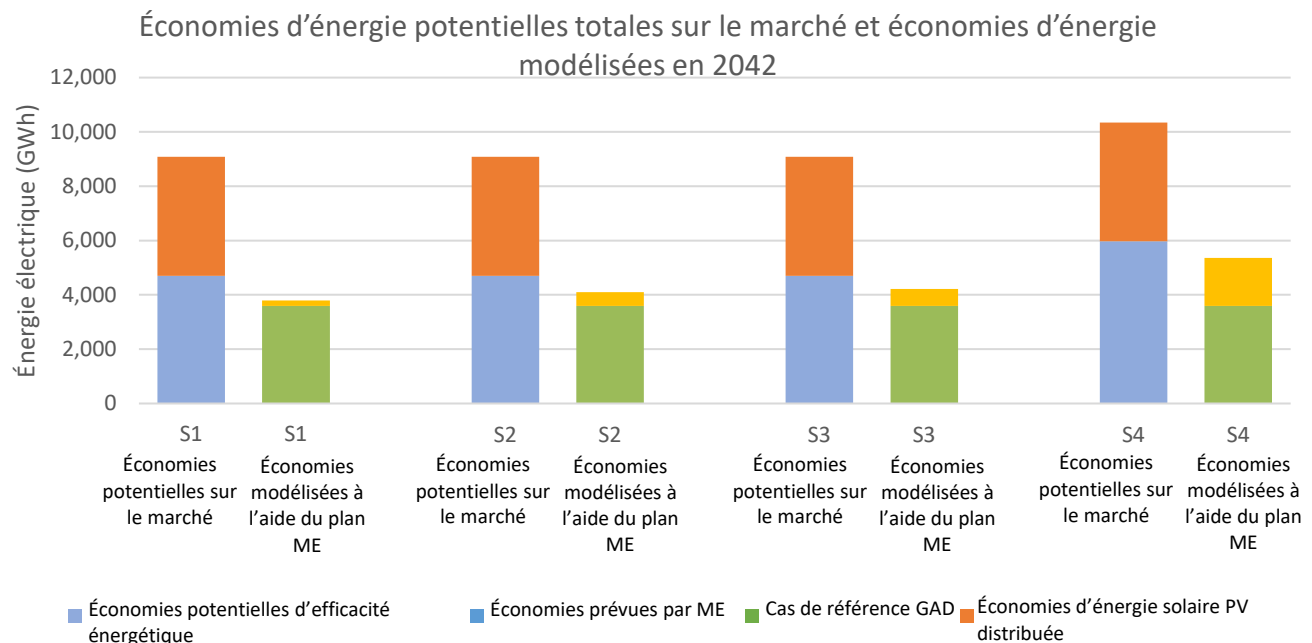


Figure A5.5 – Comparaison des économies d'énergie en 2042

Les résultats du tableau A5.2 et de la figure A5.5 montrent que les mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre au cours de la période de 20 ans pourraient éviter une consommation annuelle d'électricité de 3 800 à 5 400 GWh d'ici 2042, selon le scénario. Le tableau A5.3 énumère les économies d'efficacité énergétique sélectionnables en 2042 qui sont sélectionnées par le modèle pour chaque scénario.

Tableau A5.3 – Économies d'énergie sélectionnables (GWh) en 2042

	Groupe ¹	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
EE-M1	Éclairage commercial ²	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
EE-M2	Charge unique commerciale	29	292	377	281
EE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel	120	168	175	275
EE-M4	Clientèle industrielle	15	15	15	717
EE-M5	Éclairage non commercial ²	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
EE-M6	Chauffage et climatisation du secteur résidentiel	1	1	27	163
EE-M7	Charge unique non commerciale	36	36	36	337
EE-SPV1	Énergie solaire photovoltaïque	0	0	0	0

¹Le potentiel d'économie d'énergie de la pompe n'est pas inclus comme option de ressource dans les scénarios.

² Aucun potentiel de marché supplémentaire disponible.

Les économies d'énergie liées à l'éclairage dans le plan d'Efficacité Manitoba dépassent les conclusions de l'étude sur le potentiel du marché, de sorte qu'aucune économie supplémentaire n'est possible grâce à des mesures d'efficacité énergétique sélectionnables. La plupart des économies d'énergie supplémentaires qui sont sélectionnées sont les groupes Charge commerciale unique et Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel. Il y a peu d'adoption pour les groupes Clientèle industrielle, Chauffage et climatisation du secteur résidentiel et Charges unique du secteur non commercial, dans les scénarios 1, 2 et 3, mais il y a une certaine adoption notable de ces groupes dans le scénario 4.

Bien que l'énergie solaire photovoltaïque distribuée puisse permettre de réaliser des économies d'énergie, aucune énergie solaire photovoltaïque distribuée n'a été choisie pour le portefeuille de ressources pour chaque scénario en sus des économies déjà prévues dans les prévisions relatives à la demande. Aucune énergie solaire photovoltaïque distribuée supplémentaire n'a été choisie parce qu'elle ne fournit aucune capacité d'exploitation en hiver et que le coût des économies d'énergie est plus élevé que le coût de l'énergie provenant d'autres sources d'énergie. Pour plus de détails sur l'énergie solaire photovoltaïque distribuée, voir l'annexe 2.

2.7 Émissions de gaz à effet de serre

Il existe plusieurs sources d'émissions de gaz à effet de serre (GES) au Manitoba. Les émissions de GES peuvent être divisées en quatre catégories : combustion stationnaire (à l'exclusion de la production d'électricité), transport, production d'électricité et autres sources. Seules les trois premières catégories d'émissions de GES dépendent de l'énergie et sont prises en compte dans la présente analyse. Pour de plus

amples renseignements sur les émissions de GES existantes, voir l'annexe 1, et pour de l'information sur les définitions et la méthodologie des émissions de GES, voir l'annexe 4.

Chaque scénario explore un avenir différent en ce qui concerne la façon dont l'énergie est consommée et la quantité d'énergie consommée. Par conséquent, chaque scénario produit un éventail de profils d'émissions de GES différents en raison de changements variables dans les types d'énergie utilisés. Le passage des moteurs à combustion interne aux véhicules électriques influe directement sur les besoins en électricité et les émissions futures de GES. De même, le passage du chauffage au gaz naturel au chauffage électrique a une incidence sur les besoins en électricité et les émissions futures de GES. Enfin, les différences dans les ressources de production d'électricité ont également une incidence sur les émissions futures de GES.

La figure A5.6 montre, pour chacun des quatre scénarios, comment les émissions de GES liées à l'énergie changent au fil du temps. Cette figure ainsi que le tableau A5.4 montrent également les changements relatifs des différentes catégories d'émissions de GES entre 2042 et les émissions actuelles (2022). Bien que de modestes réductions provinciales des émissions de GES se produisent dans le scénario 1, d'importantes réductions des émissions de GES se produisent dans les scénarios 2, 3 et 4, la diminution la plus importante au fil du temps se produisant dans le scénario 4. Ces réductions sont principalement attribuables au secteur des transports. Malgré les changements importants dans la consommation d'énergie et les émissions de GES dans le scénario 4, la réduction totale des émissions de GES est égale à 5,9 Mt d'éq. CO₂, ce qui est un peu plus élevé que la réduction globale du scénario 3 à 5,2 Mt. La section sur la sensibilité relative aux turbines à gaz naturel fournit une analyse du potentiel de réduction supplémentaire des émissions de GES.

Tableau A5.4 – Variation des émissions annuelles moyennes de GES (tCO_{2e}), 2042 par rapport à 2022

Catégories d'émissions	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Combustion fixe (sauf production d'électricité)	-80 000	-6 000	-1 100 000	-2 280 000
Transport	-340 000	-3 050 000	-4 500 000	-5 840 000
Production d'électricité	90 000	290 000	400 000	2 180 000
Toutes les émissions dépendantes de l'énergie	-320 000	-2 770 000	-5 200 000	-5 940 000

Bien que tous les scénarios utilisent des ressources supplémentaires de turbines à gaz naturel pour produire de l'électricité, les émissions de GES globales de la province continuent de diminuer. Cela s'explique par la réduction des émissions de GES dans les catégories du transport et de la combustion fixe, dont une partie importante est le chauffage des locaux. Bien qu'il y ait peut-être plus de turbines à gaz naturel, elles sont rarement utilisées pour aider à répondre à la demande de pointe en électricité. La plupart du temps, lorsque la demande est faible, l'électrification des transports et du chauffage des locaux est assurée par la production d'énergie renouvelable non émettrice, comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Dans

l'ensemble, une augmentation mesurée des émissions de GES dans la production d'électricité, ainsi que de nouvelles ressources d'énergie renouvelable, peut permettre de réduire considérablement les émissions de GES provenant d'autres sources comme le transport et le chauffage des locaux.

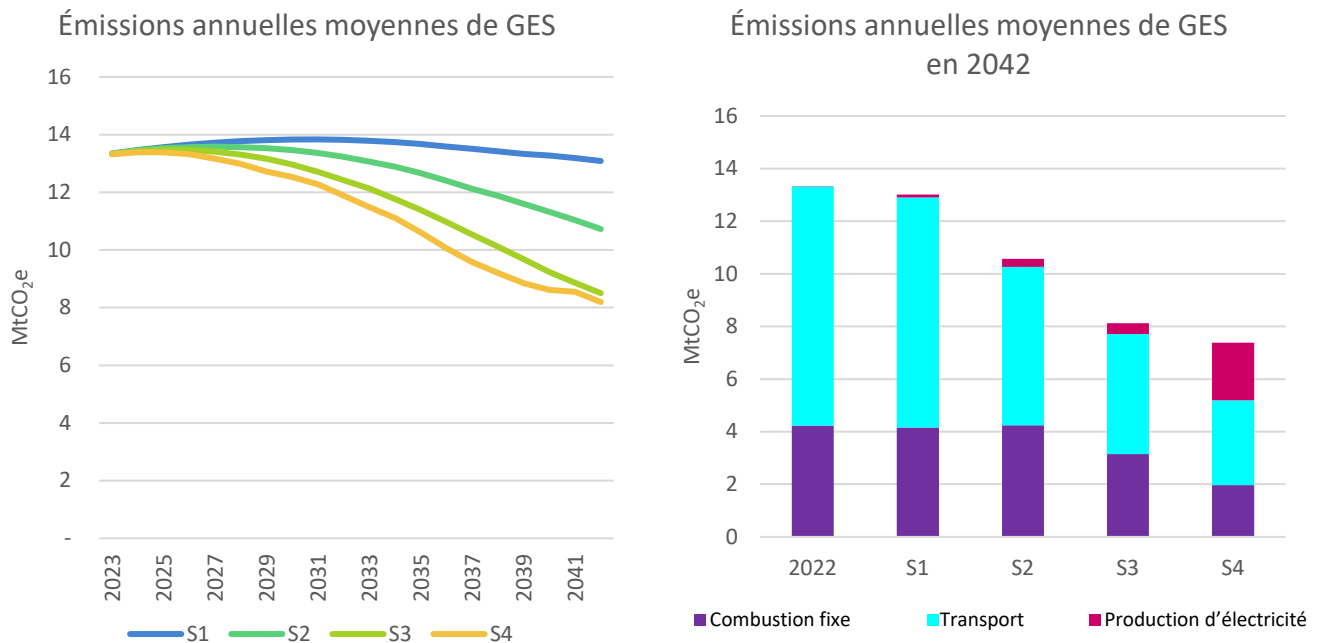


Figure A5.6 – Émissions annuelles moyennes de GES¹

2.8 Coûts nets du système

Comme il est décrit à l'annexe 4, le processus d'évaluation du modèle d'optimisation des ressources repose sur l'optimisation du coût net du système le moins élevé. Les coûts nets du réseau comprennent les coûts d'immobilisation et d'exploitation et comprennent les coûts de production, les coûts de transport, les coûts de distribution, les coûts de carburant pour la production, les coûts d'importation et les revenus d'exportation, les coûts de distribution du gaz naturel et les coûts du gaz naturel pour les clients. Bien que le processus d'optimisation ne tienne compte que des coûts d'expansion de la nouvelle production et des coûts d'exploitation du système électrique, les coûts du système existant et les coûts du gaz naturel du client sont ajoutés à la suite du processus de modélisation afin de fournir un coût total net du système. Ce montant est calculé sur une base annuelle et sur une base de valeur actualisée cumulative sur l'ensemble de la période d'évaluation de 20 ans. Toutes les valeurs sont en dollars canadiens réels (ou constants) pour 2021.

Comme le montre la figure A5.7, la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'en 2042 pour les réseaux combinés d'électricité et de gaz naturel est semblable pour les scénarios 1, 2 et 3, à 43,6 G\$, 45,7 G\$ et 46,0 G\$, respectivement. En revanche, la même valeur pour le scénario 4 est considérablement plus élevée, atteignant 54,4 G\$, ce qui représente une augmentation de 8,4 G\$ ou 15 %

¹ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

par rapport au scénario 3. Lorsqu'on compare les coûts nets annuels du système en 2042, on constate des différences plus notables entre les scénarios, comme le montre la figure A5.8. D'ici 2042, le scénario 1 aura un coût annuel net du système de 2,9 G\$, tandis que pour les scénarios 2 et 3, les coûts annuels sont de 3,3 G\$ et de 3,5 G\$, respectivement. Les coûts dans le scénario 4 demeurent beaucoup plus élevés avec un coût annuel de 5,1 G\$, ce qui représente une augmentation de 31 % par rapport au scénario 3 et une augmentation de 43 % par rapport au scénario 1.

La raison des différences relatives entre les scénarios en fonction de la valeur actualisée cumulative et le coût annuel de 2042 (surtout dans la comparaison entre les scénarios 3 et 4) est le rythme de l'évolution de la décarbonisation, en particulier la demande accrue d'électricité. De façon générale, dans tous les scénarios pour toute la durée de l'étude sur 20 ans, des coûts limités à court terme sont engagés au-delà de ceux qui soutiennent le système existant pour la première décennie, tandis que des coûts plus importants sont engagés pour la décennie suivante. C'est ce que montre la figure A5.3, où les nouveaux ajouts de ressources sont modestes au cours de la première décennie et plus importants au cours de la deuxième décennie. La valeur actualisée cumulative des coûts nets du système tient compte des coûts sur l'ensemble de la durée de la planification, tandis que le coût annuel de 2042 donne une indication de l'orientation des coûts d'ici la fin de la durée de planification. Une autre observation tirée de l'analyse est qu'avant de tenir compte des coûts des nouveaux investissements pour répondre à la demande croissante, il y a des coûts notables liés à l'entretien et à l'exploitation des systèmes électriques et gaziers existants qui sont fixes et qui ne sont pas touchés par les choix futurs en matière de ressources. L'ampleur relative de ces coûts est illustrée par les lignes horizontales des figures A5.7 et A5.8 fondées sur les coûts fixes du système existant en 2022.

Dans l'ensemble, des investissements financiers sont nécessaires dans tous les scénarios, les différents niveaux d'augmentation de la demande d'électricité entraînent des coûts nets différents pour le système et, comme nous l'avons expliqué dans les sections précédentes, le besoin en matière de ressources de puissance est un facteur important relativement aux coûts.

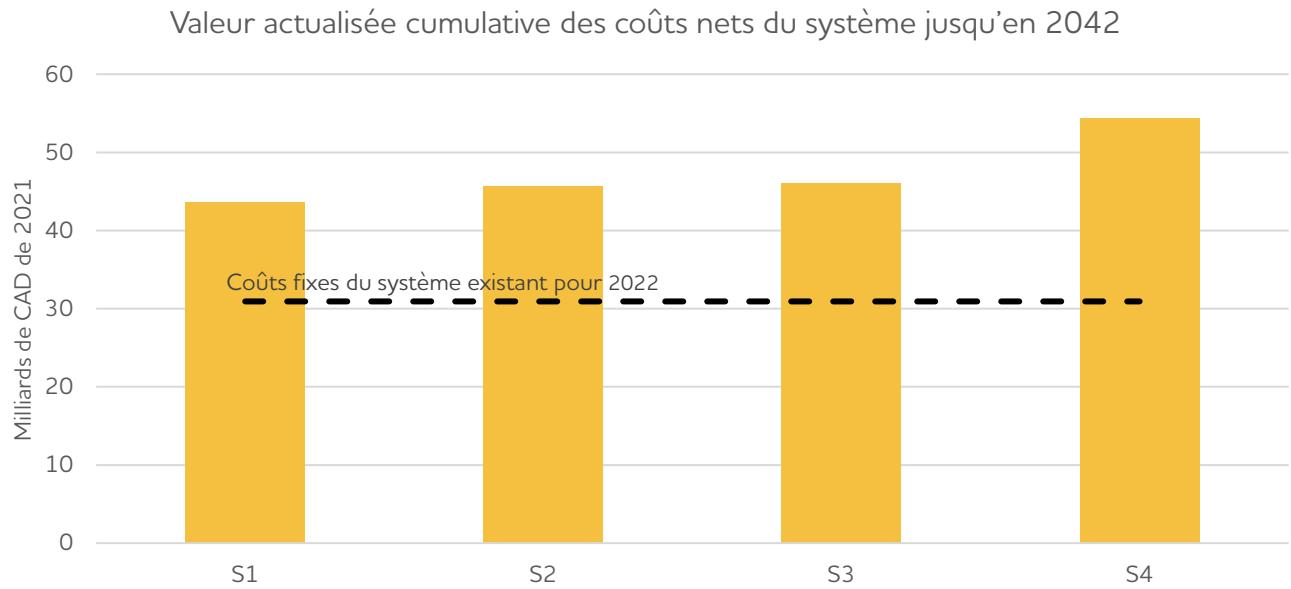


Figure A5.7 – Valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042

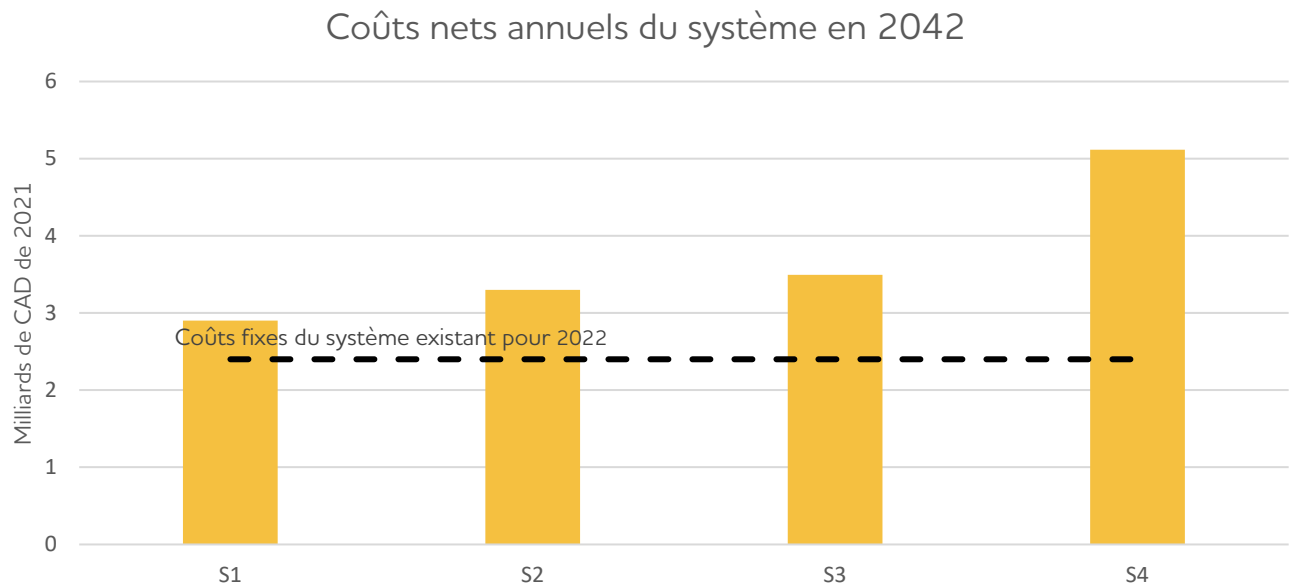


Figure A5.8 – Coûts nets annuels du système en 2042

2.9 Comparaison des changements relatifs par scénario

Comprendre comment les différentes mesures changent d’un scénario à l’autre aide à interpréter les résultats de l’évaluation. La figure A5.9 compare les mesures pour chaque scénario en fonction de la puissance complémentaire requise (MW), des coûts annuels nets du réseau (G\$), de l’énergie combinée fournie par l’électricité et le gaz naturel (GJ), des coûts unitaires (\$/GJ) et de la diminution annuelle des émissions de GES (Mt). Toutes les valeurs représentent la variation en pourcentage des valeurs de 2042 par

rapport aux valeurs de 2022. Contrairement aux autres chiffres, le terme « énergie » désigne une combinaison d'énergie électrique et de gaz naturel exprimée en gigajoules (GJ). De plus, tous les coûts sont en dollars canadiens réels (ou constants) pour 2021 et ne reflètent pas l'incidence de l'inflation. La comparaison des valeurs annuelles de 2042 aux valeurs annuelles de 2022 donne un aperçu des changements qui résulteraient d'ici la fin de la période d'étude dans chaque scénario.

Comme nous l'avons vu précédemment, les scénarios 1, 2 et 3 donnent tous des résultats assez semblables, avec un changement d'étape pour le scénario 4. La figure A5.9 confirme encore que tous les scénarios nécessiteront un certain niveau d'investissement pour répondre à la demande future. De plus, les besoins en matière de puissance et les coûts augmentent dans l'ensemble des scénarios à mesure que les efforts de décarbonisation augmentent, que les charges augmentent et que les investissements dans de nouvelles ressources augmentent. Le changement d'étape le plus important est représenté par le passage du scénario 3 au scénario 4, ce qui fait passer les besoins en termes de puissance complémentaire de 54 % à 137 % et les coûts nets annuels du système de 43 % à 113 %, respectivement.

L'ensemble de l'énergie fournie par les systèmes électriques et au gaz naturel augmente dans l'ensemble des scénarios avec une fourchette allant de 18 à 35 %. Les changements relatifs dans la quantité d'émissions de GES représentent une légère réduction dans le scénario 1, une réduction de 21 % dans le scénario 2, une réduction de 39 % dans le scénario 3 et une réduction de 45 % dans le scénario 4.

La figure A5.9 présente le coût unitaire de production de chaque GJ d'énergie en divisant le coût net annuel du réseau par l'énergie fournie en 2042. La figure montre que le coût unitaire de l'énergie fournie augmente dans chaque scénario, le coût unitaire de l'énergie fournie dans le scénario 4 étant beaucoup plus élevé que dans les autres scénarios.

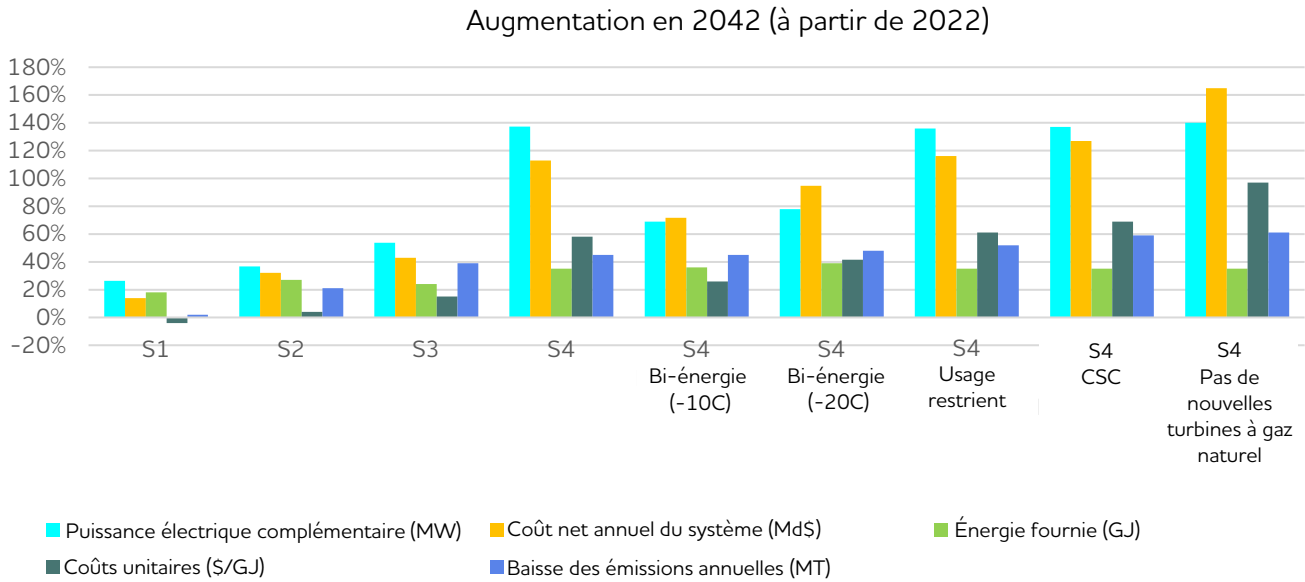


Figure A5.9 – Variations dans la puissance, l'énergie, les coûts et les émissions de GES²

2.10 Coûts nets du système par rapport aux émissions de GES

Les résultats présentés ci-dessus illustrent la relation entre les réductions provinciales des émissions de GES et les coûts nets des réseaux de distribution combinés d'électricité et de gaz naturel. Bien qu'il y ait une diminution constante des émissions de GES provinciales dans les quatre scénarios, il y a également une augmentation constante des coûts nets du système selon ces scénarios. La figure A5.10 combine les coûts nets annuels du réseau et les émissions de GES provinciales pour 2022 et 2042.

En plus des constatations présentées dans les sections précédentes, voici des observations supplémentaires tirées de la figure A5.10 :

- Des niveaux plus élevés de décarbonisation dus à l'augmentation de la demande d'électricité exigent des investissements plus importants.
- Manitoba Hydro peut appuyer la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports à un coût relativement faible. La figure A5.10 montre les différences relatives entre les scénarios 1 et 2, où les coûts augmentent légèrement tandis que les émissions de GES provenant du transport diminuent de façon plus importante.
- Le soutien de la réduction des émissions de GES par l'électrification de la combustion stationnaire est coûteux (réduction par tCO₂e) et entraîne des augmentations importantes des coûts et des émissions de GES dans le réseau électrique. La figure A5.10 montre les différences relatives entre les scénarios 3 et 4, où les émissions combinées de GES provenant de la combustion fixe et de la

² Les pourcentages de réduction des émissions de GES ne tiennent compte que des sources énergétiques; les émissions de GES provenant de sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets, n'ont pas été incluses dans la comparaison.

production d'électricité augmentent légèrement, tandis que les coûts totaux augmentent considérablement.

- Dans l'ensemble, une utilisation limitée du gaz naturel dans la production d'électricité peut contribuer à réduire les émissions de GES dans d'autres secteurs, comme les transports.

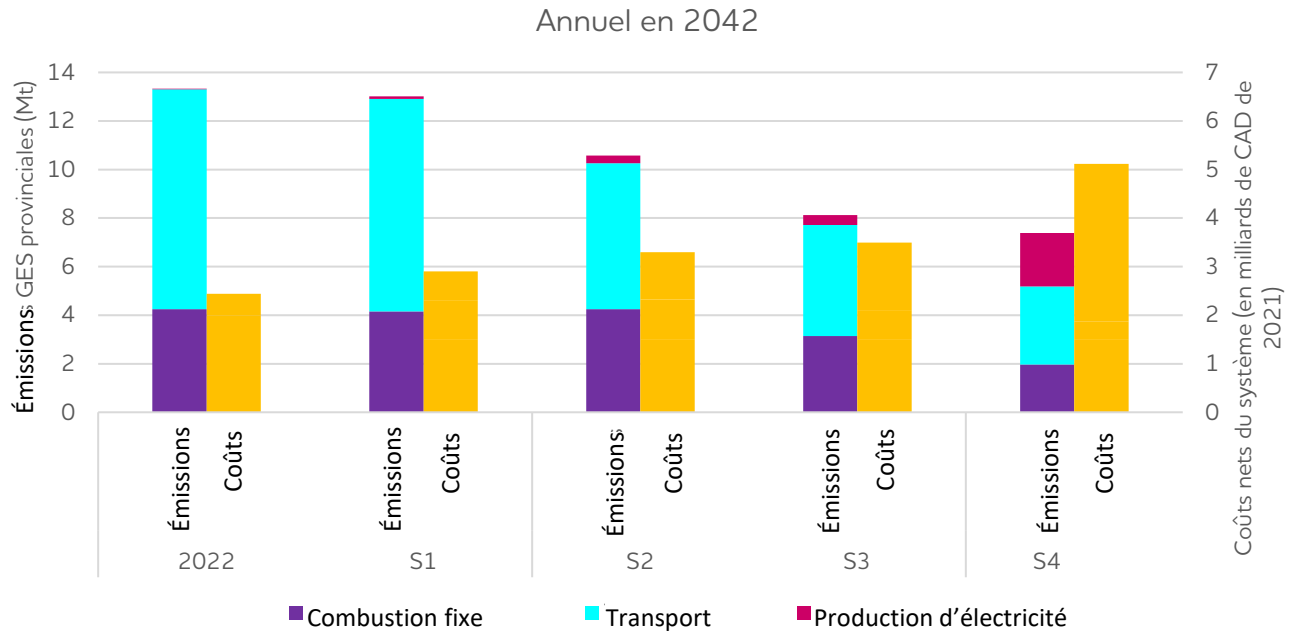


Figure A5.10 – Émissions annuelles et coûts en 2042³

2.11 Réseaux de transport et de distribution

L'annexe 4 présente le contexte des investissements supplémentaires dans l'infrastructure de transport et de distribution nécessaires pour répondre de façon fiable à la demande de pointe croissante prévue dans chacun des scénarios de la PIR. De plus, l'infrastructure d'interconnexion des génératrices comprend le coût du nouveau transport nécessaire pour raccorder les nouvelles ressources de production au réseau électrique. La figure A5.11 illustre les coûts de la nouvelle infrastructure de transport et de distribution et de la nouvelle infrastructure d'interconnexion des génératrices pour chacun des scénarios de la PIR. Ces coûts varient de 0,6 G\$ pour le scénario 1 à 1,6 G\$ pour le scénario 3, avec un changement radical pour le scénario 4 à 5,0 G\$.

³ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

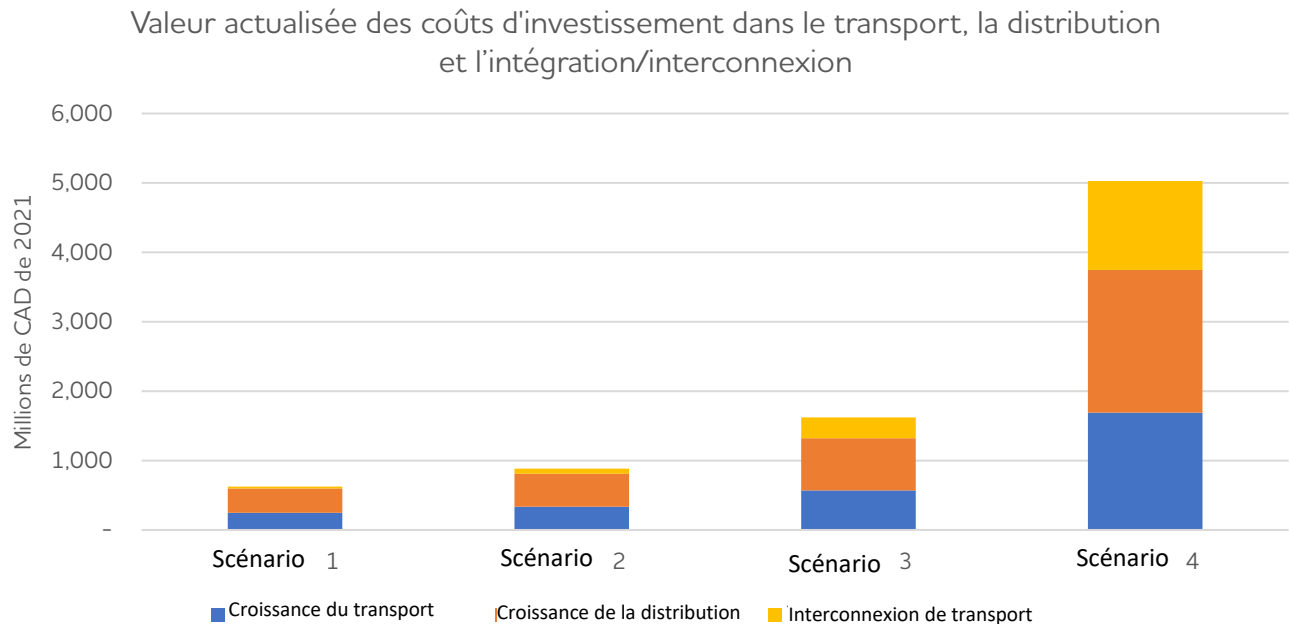


Figure A5.11 – Coûts d'investissement dans le transport, la distribution et l'interconnexion

2.12 Réseau de distribution de gaz nature

La PIR de 2023 tient compte du réseau de distribution de gaz naturel dans le processus de planification du réseau électrique pour la première fois à Manitoba Hydro. Cette démarche a été entreprise pour mieux représenter et comprendre les divers impacts et compromis entre les deux systèmes de distribution d'énergie. Comme il s'agit de la première fois qu'une telle évaluation est effectuée, une approche simplifiée a été utilisée en intégrant indirectement le système de distribution de gaz naturel par des changements aux préférences des clients en matière de chauffage et l'électrification industrielle dans les prévisions relatives à la demande d'électricité et de gaz naturel. Selon le scénario, des changements ont été apportés au nombre de clients convertissant des systèmes de chauffage au gaz naturel en systèmes de chauffage à résistance électrique ou en thermopompes. Le résultat net est une diminution du volume de gaz naturel livré par le réseau de gaz naturel et une augmentation correspondante de la quantité d'énergie électrique et de la puissance complémentaire hivernale livrée par le réseau électrique.

Ces changements au niveau des prévisions relatives à la demande d'électricité ont été modélisés dans le modèle d'optimisation des ressources afin de rechercher une approche à moindre coût pour répondre à la nouvelle demande. Les changements apportés aux prévisions relatives à la demande de gaz naturel sont intégrés aux calculs qui déterminent les coûts nets totaux du réseau pour les réseaux combinés d'électricité et de gaz naturel. Les prévisions fédérales relatives au prix du carbone atteignant 170 \$/t d'équivalent CO₂ sont intégrées à l'évaluation. Les scénarios les plus touchés par la décarbonisation résultant du chauffage des locaux sont le scénario 3, où certains clients intègrent des thermopompes à air dans un système à bi-énergie afin de réduire la consommation de gaz naturel, tandis que d'autres passent à la chaleur à résistance électrique, et le scénario 4, dans lequel de nombreux clients passent de la chaleur au gaz naturel à la résistance électrique et à des systèmes de chauffage double électrique. La demande de gaz naturel diminue

dans le scénario 4 pour atteindre environ la moitié de la consommation actuelle de gaz naturel. L'annexe 3 comprend les hypothèses relatives au système de chauffage pour chaque scénario.

La méthode d'inclusion du réseau de distribution de gaz naturel dans le modèle d'optimisation des ressources est une méthode simplifiée qui ne tient pas compte d'un certain nombre de considérations propres au réseau de gaz naturel. Par conséquent, plusieurs domaines devront faire l'objet d'études plus poussées à l'avenir, y compris des approches visant à réduire l'intensité en carbone du réseau de gaz naturel. Les approches peuvent comprendre le mélange de gaz naturel renouvelable, le mélange d'hydrogène et une utilisation plus étendue des systèmes de chauffage bi-énergie avec thermopompes à air.

2.13 Résumé

Les quatre scénarios représentent un large éventail d'avenirs potentiels, chacun représentant des rythmes de changement différents. L'impact le plus important résultant des efforts de décarbonisation est que la demande devrait continuer de croître dans tous les scénarios en supposant que les consommateurs consommeront plus d'électricité à mesure qu'ils adopteront des véhicules électriques et qu'ils utiliseront plus d'électricité pour chauffer leurs maisons et leurs entreprises. La demande augmente progressivement pour les trois premiers scénarios, mais avec un important changement radical dans le scénario 4. Ce changement est le résultat des hypothèses du scénario 4 liées à la décarbonisation accélérée et à la voie vers la carboneutralité. L'impact du scénario 4 entraîne un besoin en termes d'énergie qui équivaut à 2,0 fois et à 2,5 fois en terme de puissance générée par le système actuel. Bien que l'augmentation progressive des niveaux de véhicules électriques soit l'un des principaux facteurs de tous les scénarios, le facteur le plus important sous-jacent à la croissance importante et rapide du scénario 4 par rapport aux autres scénarios est l'hypothèse selon laquelle le chauffage au gaz naturel est converti en chauffage électrique.

Pour répondre aux besoins en matière de demande dans chacun des scénarios, le modèle d'optimisation des ressources sélectionne de nouvelles ressources afin de trouver un plan d'expansion au moindre coût, qui répond à la fois à la puissance complémentaire hivernale et aux besoins en matière d'énergie fiable. La sélection des ressources à ajouter au système à mesure que la demande augmente est un processus complexe que le modèle d'optimisation des ressources sert à résoudre. En 2042, les besoins en énergie électrique et en puissance pour chaque scénario continueront d'être comblés principalement par le système hydroélectrique existant. Les besoins futurs en matière d'énergie sont mieux servis par l'efficacité énergétique, l'énergie éolienne et les importations, tandis que les besoins futurs en termes de puissance sont mieux servis par les turbines à gaz naturel. Dans chaque scénario, les turbines à gaz naturel sont choisies comme une ressource de puissance à faible coût. Une ressource supplémentaire qui est sélectionnée dans chaque scénario est la mise à niveau des centrales hydroélectriques existantes en tant que ressource à faible coût. Il est important de noter que les nouvelles ressources hydroélectriques et photovoltaïques solaires ne sont pas sélectionnées, ce qui indique qu'elles ne sont pas attrayantes sur le plan économique par rapport aux autres ressources potentielles.

L'efficacité énergétique continuera de jouer un rôle pour répondre aux besoins futurs du Manitoba en termes d'énergie. C'est la première fois que Manitoba Hydro inclut l'efficacité énergétique comme ressource entièrement sélectionnable à évaluer sur un pied d'égalité avec les ressources du côté de l'offre.

Par conséquent, on considère qu'il s'agit d'une première étape et qu'il faut mener d'autres enquêtes et évaluations, en plus de poursuivre la collaboration avec Efficacité Manitoba.

En ce qui concerne les émissions de GES, la production d'électricité ne représente actuellement que 0,1 % de toutes les émissions provinciales. Cependant, ce pourcentage augmente dans tous les scénarios. À l'avenir, il se peut que davantage de turbines à gaz naturel soient choisies dans chaque scénario, mais elles sont rarement utilisées pour aider à répondre à la demande de pointe en électricité, ce qui limite l'impact sur les émissions. La plupart du temps, la demande est satisfaite par la production d'énergie renouvelable sans émissions, comme l'hydroélectricité et l'énergie éolienne. Parmi les quatre scénarios, le scénario 4 réduit le plus les émissions actuelles de GES, tandis que les émissions de GES provenant de la production d'électricité contribuent davantage aux émissions provinciales de GES d'ici 2042, passant de 0,1 % à 15 % (en moyenne).

Afin de fournir une vision plus inclusive du coût total pour répondre aux besoins des clients en matière d'énergie, les coûts ont été combinés pour le réseau électrique et le réseau de gaz naturel au cours de la période de planification de 20 ans. Les coûts cumulatifs nets du système qui en découlent pour les trois premiers scénarios sont semblables, tandis que le scénario 4 est considérablement plus coûteux en raison des hypothèses plus larges de décarbonisation et des augmentations de la demande d'électricité qui en découlent. Dans l'ensemble, des investissements financiers sont nécessaires dans tous les scénarios. Les différents niveaux de décarbonisation résultant de l'augmentation de la demande d'électricité entraînent des différences au niveau des coûts nets du réseau, le besoin pour des ressources de puissance étant un facteur important.

Dans l'ensemble, des niveaux plus élevés de décarbonisation entraînant une augmentation de la demande d'électricité nécessiteront des investissements plus importants. Manitoba Hydro peut appuyer la réduction des émissions de GES dans le secteur des transports à un coût relativement faible; cependant, soutenir la réduction des émissions de GES par l'électrification de la combustion fixe (chauffage des bâtiments et procédés industriels) est coûteux (par tCO₂e réduit).

Le calendrier des nouvelles ressources et le rythme des changements pour les scénarios 1 à 3 ont des dates qu'il est possible d'atteindre en 2030 et plus tard. Toutefois, le scénario 4 a une date de besoin beaucoup plus hâtive et pourrait être difficile à planifier, à approuver et à construire de nouvelles ressources à temps pour répondre à la demande.

3 Analyse de la sensibilité

3.1 Introduction

Les sensibilités complètent l'analyse de scénarios de la section précédente en explorant l'incidence des changements apportés à diverses hypothèses et données. Une sensibilité commence par l'un des scénarios, puis change un facteur d'intérêt pour mieux comprendre son impact. Une série de sensibilités ont été cernées pour aider à élargir la compréhension des résultats de la modélisation et de l'analyse. Bon nombre des sensibilités portent sur certaines hypothèses clés qui pourraient influencer les résultats ou renforcer la

compréhension des résultats. La liste des analyses de sensibilité effectuées est présentée ci-dessous. Cette section traite de chacune d'elles en présentant l'objectif, la méthodologie et les résultats.

- Sensibilité relative aux turbines à gaz naturel :
 - Usage restreint des turbines à gaz naturel
 - Captage et stockage du carbone (CSC) requis pour toutes les nouvelles turbines à gaz naturel
 - Pas de nouvelles turbines à gaz naturel
 - Budget propre aux émissions de GES
 - Coût élevé des émissions de GES
- Sensibilité relative à la demande :
 - Gestion de la demande de puissance
 - Bi-énergie pour le chauffage
 - Optimisation de l'efficacité énergétique
 - Thermopompes géothermiques et à air
 - Niveau de mesures incitatives à l'efficacité énergétique moins élevé pour les clients
 - Distribution de l'énergie solaire photovoltaïque
- Sensibilité relative aux prix de l'énergie et aux interactions avec les marchés :
 - Réduction des importations
 - Augmentation de la capacité d'importation et d'exportation
 - Bas prix du marché pour les exportations et importations
- Sensibilités relatives à d'autres aspects :
 - Changements climatiques
 - Tarifs provinciaux
 - Nouvelles centrales hydroélectriques
 - Énergie éolienne
 - Énergie solaire photovoltaïque – services publics
 - Véhicules électriques

Chaque sensibilité est basée sur une optimisation qui minimise le coût net du système avec toutes les ressources disponibles pour la sélection, sauf indication contraire. Des analyses de sensibilité ont été effectuées pour certains scénarios. Les coûts sont tous en dollars canadiens de 2021 (\$ CA), sauf indication contraire.

3.2 Sensibilité relative aux turbines à gaz naturel

Introduction

En dehors des caractéristiques techniques et économiques, la modélisation des scénarios ne comportait aucune restriction quant aux turbines à gaz naturel. Les sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel ont exploré l'impact sur les coûts, la sélection des ressources et les émissions de GES avec des hypothèses changeantes sur l'utilisation des turbines à gaz naturel. Ces sensibilités comprennent ce qui suit :

- Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel;
- Captage et stockage du carbone (CSC) requis pour toutes les nouvelles turbines à gaz naturel;
- Pas de nouvelles turbines à gaz naturel;
- Budget propre aux émissions de GES;
- Coût élevé des émissions de GES.

Le scénario 4 représente le plus grand degré de changement et offre la plus grande occasion d'explorer les changements dans les hypothèses et les intrants entourant l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité; par conséquent, il s'agissait du principal fondement de l'analyse de sensibilité.

Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel

Objectif

Cette sensibilité a permis d'examiner les répercussions sur le choix des ressources, les émissions de GES et les coûts de l'hypothèse selon laquelle les turbines à gaz naturel sans CSC ne peuvent pas être utilisées pour satisfaire au critère de planification énergétique fiable; ces turbines à gaz naturel ne pourraient être utilisées que pour satisfaire au critère de planification de la puissance. Cela signifie qu'il faudrait disposer de ressources suffisantes pour fournir de l'énergie pendant la pire sécheresse de l'histoire sans tenir compte de l'énergie provenant des turbines à gaz naturel sans CSC. On peut encore compter sur les turbines à gaz naturel sans CSC pour répondre à la demande de pointe.

Méthodologie

Cette sensibilité modifie le scénario 4 afin qu'aucune énergie fiable ne soit attribuée aux nouvelles turbines à gaz naturel sans CSC. L'énergie fiable fournie par les turbines à gaz naturel existantes et par les nouvelles turbines à gaz naturel avec CSC est demeurée inchangée.

Résultats

La figure A5.12 illustre une gamme de résultats tirés de cette sensibilité comparativement à la référence au scénario 4. Au total, 2 300 MW générés par des turbines à gaz naturel avec CSC ont été ajoutés, ce qui répond aux besoins en énergie fiable et en puissance complémentaire hivernale. De plus, 1 400 MW provenant de turbines à gaz naturel sans CSC et 800 MW de turbines à hydrogène ont été retirés, en considérant 4 300 MW provenant de turbines à gaz naturel sans CSC comme ressources de puissance restantes.

Les émissions de GES de la production d'électricité au Manitoba, les émissions régionales de GES de la production d'électricité et les émissions provinciales de GES ont diminué en 2042, grâce à la réduction de 53 % (1,4 Mt éq. CO₂) des émissions de GES de la production d'électricité au Manitoba. Le coût net annuel du réseau en 2042 a augmenté de 2 % (0,1 G\$) et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'en 2042 a augmenté de 2 % (0,9 G\$) (figure A5.18) en raison du coût d'investissement plus élevé des turbines à gaz naturel avec CSC.

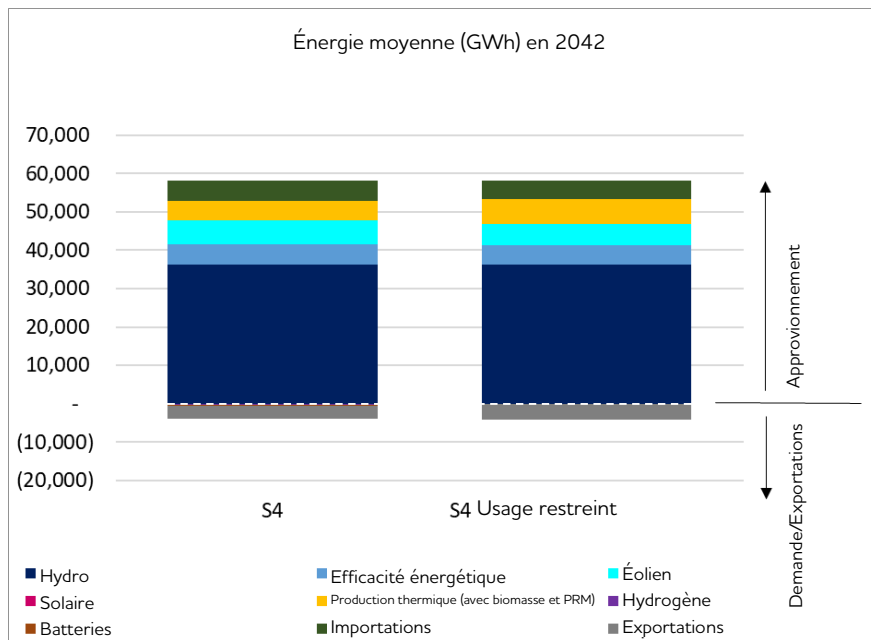
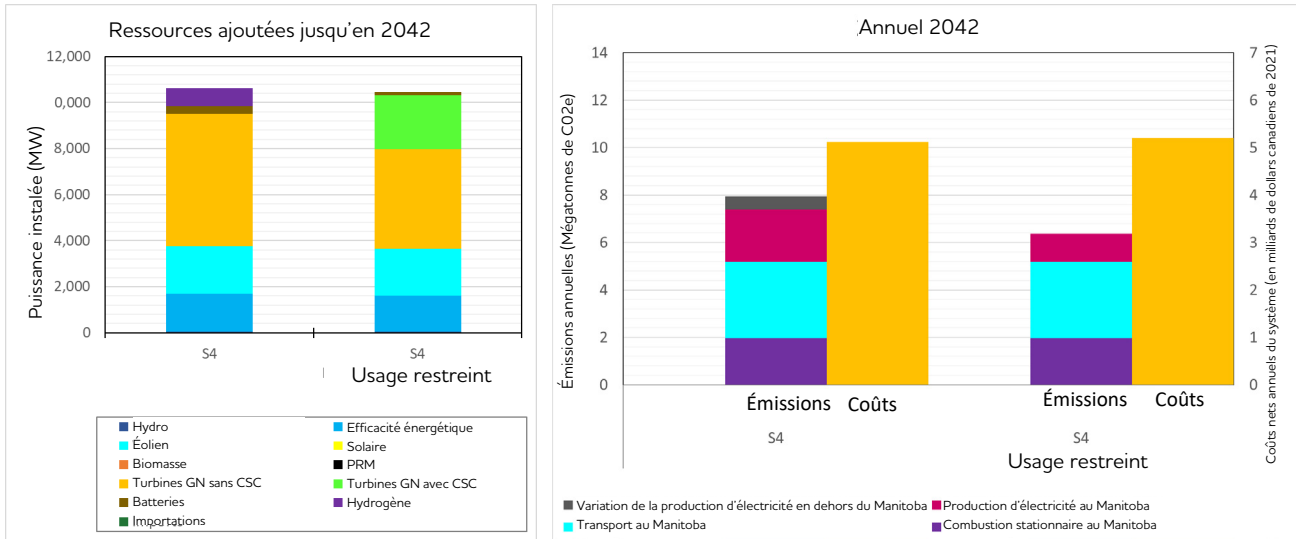


Figure A5.12a – Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel

Figure A5.12b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 à l'exclusion des sources non énergétiques et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel⁴

Figure A5.12c – Comparaison de l'approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042, pour un scénario relatif à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz naturel

⁴ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

Captage et stockage du carbone (CSC)

Objectif

Cette sensibilité limite le choix des turbines à gaz naturel pour étudier l'impact de l'hypothèse selon laquelle toutes les nouvelles turbines à gaz naturel doivent utiliser le CSC. Elle explore l'incidence de cette hypothèse sur le choix des ressources, les émissions de GES et le coût.

Méthodologie

Avec le scénario 4, une sensibilité a été créée en retirant du modèle l'option de choisir des turbines à gaz naturel sans CSC.

Résultats

Lorsque de nouvelles turbines à gaz naturel sans CSC ne sont pas autorisées et comparées au scénario 4, une gamme d'impacts se répercute sur le choix des ressources. Comme le montre la figure A5.13a, il y a 4 100 MW générés par des turbines à gaz naturel avec CSC et 2 000 MW supplémentaires provenant de turbines à hydrogène pour remplacer 5 700 MW produits par des turbines à gaz naturel sans CSC. Les 4 100 MW provenant de turbines à gaz naturel avec CSC ont produit 50 % plus d'énergie en 2042 que les 5 700 MW générés par des turbines à gaz naturel sans CSC. Les turbines à gaz naturel avec CSC fonctionnent à un facteur de puissance plus élevé que les autres centrales thermiques en raison de la réduction des coûts d'exploitation découlant de la réduction des émissions. Il y a 1 700 MW d'énergie éolienne de moins, ce qui se traduit par une réduction de 80 % de la production d'énergie éolienne. Ceci est dû au fait que les turbines à gaz naturel avec CSC ont déjà été sélectionnées pour leur capacité, étant exploitées plus souvent comme source d'énergie économique (figure A5.13c).

Les émissions de GES dues à la production d'électricité au Manitoba, les émissions régionales de GES dues à la même raison et les émissions provinciales de GES ont toutes diminué en 2042, en raison de la baisse de 87 % (2,2 Mt éq. CO₂) observée au chapitre des émissions de GES dues à la production d'électricité au Manitoba, illustrée à la figure A5.13b. Cependant, les émissions de GES provenant de la production d'électricité à l'extérieur du Manitoba ont augmenté, car le Manitoba devient un plus grand importateur net d'électricité, en moyenne, selon cette sensibilité. Comparativement à la sensibilité relative à l'utilisation restreinte des turbines à gaz naturel, les émissions régionales de GES provenant de la production d'électricité sont plus élevées tout au long de la période d'étude. Par conséquent, la sensibilité au CSC entraîne à la fois des émissions régionales de GES plus élevées pour la production d'électricité et des coûts plus élevés que ceux observés dans le cadre de la sensibilité relative à l'utilisation restreinte des turbines à gaz naturel.

Les coûts nets annuels du système en 2042, illustrés à la figure A5.13b, ont augmenté de 7 % (0,3 G\$) et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système à 2042 a augmenté de 4 % (1,9 G\$) (figure A5.18). Le coût net plus élevé du système s'explique principalement par le fait que les turbines à gaz naturel avec CSC et les turbines à hydrogène sont plus coûteuses que les turbines à gaz naturel sans CSC jumelées à la production éolienne.

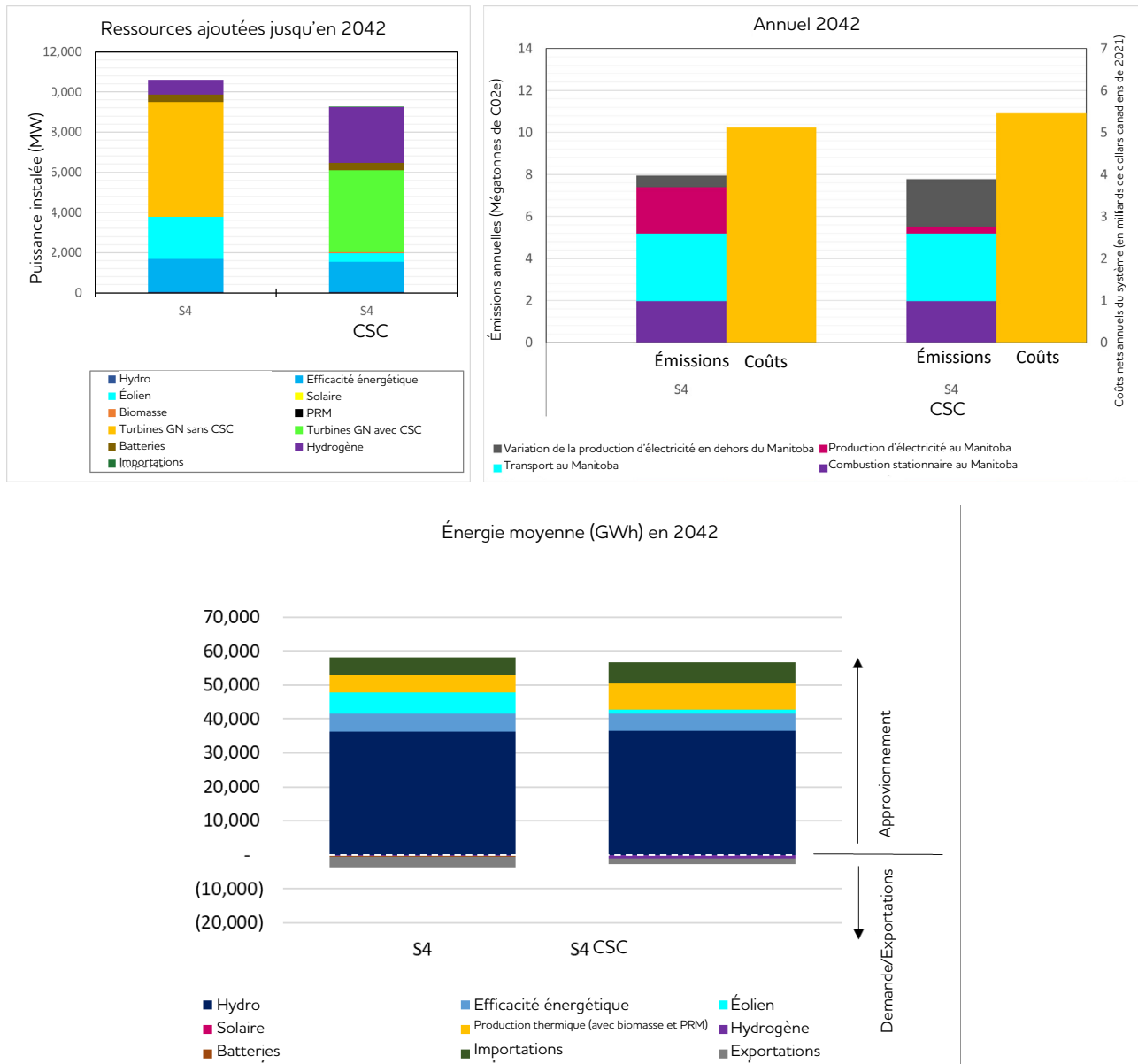


Figure A5.13a – Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif à l'exigence en matière de CSC pour les turbines à gaz naturel

Figure A5.13b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif à l'exigence en matière de CSC pour les turbines à gaz naturel⁵

Figure A5.13c – Comparaison de l'approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042, pour un scénario relatif à l'exigence en matière de CSC pour les turbines à gaz naturel

⁵ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

Pas de nouvelles turbines à gaz naturel

Objectif

Cette sensibilité explore les répercussions sur la sélection des ressources, les émissions de GES et les coûts de l'élimination de toutes les nouvelles turbines à gaz naturel des options de ressources disponibles pour la sélection, avec ou sans CSC.

Méthodologie

Les sensibilités ont été créées à l'aide des scénarios 2, 3 et 4 en supprimant l'option de choisir n'importe quelle forme de nouvelles turbines à gaz naturel. En retirant toutes les formes de turbines à gaz naturel, il reste peu d'options de ressources pour fournir une puissance hivernale complémentaire et, par conséquent, le modèle est très limité.

Résultats

L'élimination de tous les types de nouvelles turbines à gaz naturel comme options de ressources entraîne un éventail d'effets communs aux scénarios 2, 3 et 4 (figure A5.14). Les turbines à gaz naturel sans CSC sont remplacées principalement par des éoliennes pour l'énergie et des turbines à hydrogène pour la puissance. Les turbines à gaz naturel sans CSC sont éliminées : 900 MW dans le scénario 2, 1 600 MW dans le scénario 3 et 5 700 MW dans le scénario 4. Les éoliennes ont augmenté de 2 000 MW dans le scénario 2, de 2 500 MW dans le scénario 3 et de 1 500 MW dans le scénario 4. Les turbines à hydrogène ont augmenté de 500 MW dans le scénario 2, de 1 300 MW dans le scénario 3 et 2 900 MW dans le scénario 4.

De plus, le choix du stockage des batteries et de l'efficacité énergétique a augmenté. Avec l'ajout des ressources éoliennes, les exportations ont augmenté de 80 % dans le scénario 2, de 120 % dans le scénario 3 et de 280 % dans le scénario 4, mais les importations ont diminué de 50 % dans les scénarios 2 et 3, et de 80 % dans le scénario 4 (figure A5.14).

Le retrait des nouvelles turbines à gaz naturel comme option de ressources entraîne un éventail d'impacts propres au scénario 4 qui sont présentés à la figure A5.14. Le scénario 4, sans nouvelles turbines à gaz naturel, était la seule sensibilité où la biomasse (1 078 MW), les PRM (1 131 MW) et la nouvelle centrale hydroélectrique (Conawapa 1 485 MW) ont été choisies comme options de ressources. Malgré la forte demande de ressources dans le scénario 4, le plein potentiel des mesures d'efficacité énergétique (figure A5.5) n'a pas été sélectionné. Les panneaux solaires photovoltaïques à l'échelle des services publics n'ont toujours pas été sélectionnés. Comparativement au scénario 4, il y a une augmentation importante des coûts, une diminution notable des émissions de GES provenant de la production d'électricité et une dépendance à l'égard de technologies moins matures.

En 2042, les émissions de GES provenant des nouvelles ressources ont été éliminées pour la production d'électricité au Manitoba et les émissions régionales de GES ont diminué. La diminution des émissions liées à la production d'électricité régionale est attribuable à l'augmentation des exportations, à la diminution des importations (en moyenne) et à la réduction des émissions liées à la production d'électricité au Manitoba. Le coût net annuel du système en 2042 (figure A5.14) et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du

système jusqu'en 2042 (figure A5.18) ont augmenté de moins de 5 % pour les scénarios 2 et 3, mais de 24 % (1,2 G\$) et de 8 % (4,5 G\$), respectivement, pour le scénario 4.

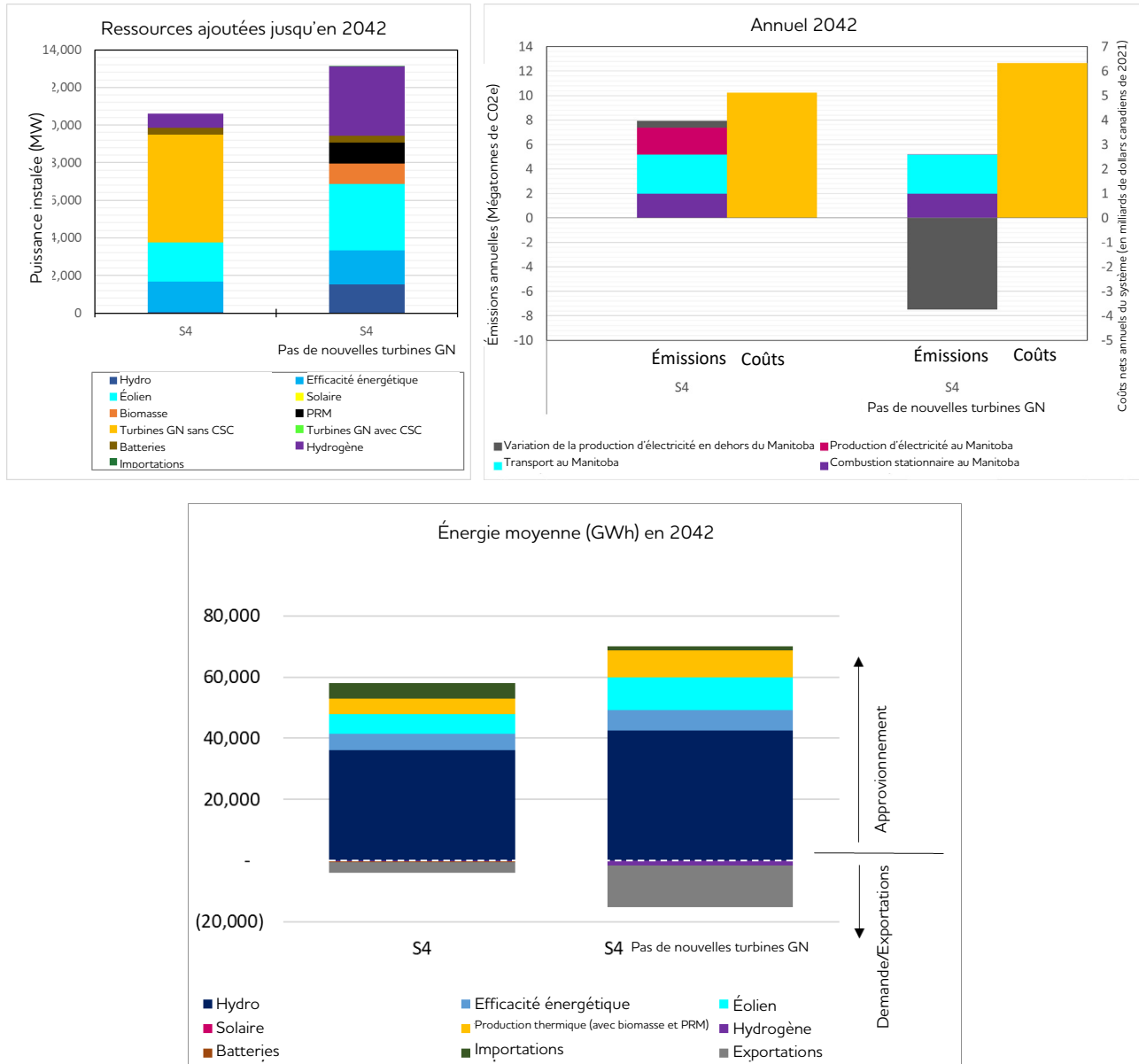


Figure A5.14a – Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif à Pas de nouvelles turbines à gaz naturel

Figure A5.14b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif à Pas de nouvelles turbines à gaz naturel⁶

Figure A5.14c – Comparaison de l’approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042, pour un scénario relatif à Pas de nouvelles turbines à gaz naturel

⁶ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

Budget propre aux émissions de GES

Objectif

Cette sensibilité explore les répercussions sur la sélection des ressources, les émissions de GES et les coûts de l'imposition d'une limite agrégée de l'intensité des émissions de GES (un « budget » ou un « plafond ») pour toute la production d'électricité provinciale.

Méthodologie

Des sensibilités au moyen d'une contrainte d'intensité de production agrégée (en éq. CO₂/GWh) ont été créées en appliquant un budget des émissions de GES (en éq. CO₂) aux scénarios 2, 3 et 4, égal à 25 éq. CO₂/GWh multiplié par la demande du scénario. L'utilisation de l'intensité des émissions, au lieu d'une contrainte constante des émissions absolues dans tous les scénarios, a été choisie pour assurer l'équité entre les scénarios en raison des différentes hypothèses de la demande et pour correspondre à l'approche de plusieurs efforts réglementaires fédéraux, comme le Système de tarification fondé et Règlement sur l'électricité propre (annexe 6 – Paysage des politiques). La limite de 25 tCO₂e/GWh a été choisie au moyen d'un processus itératif, l'intention étant de produire des réductions d'émissions de GES plus importantes que celles observées dans le cadre de la sensibilité relative à l'utilisation restreinte des turbines à gaz naturel, tout en offrant une certaine souplesse en matière d'émissions de GES pour le modèle d'optimisation des ressources. Le budget des émissions de GES a été appliqué en divisant la durée complète de l'étude en périodes. Pour chaque période, le budget total des émissions de GES représentait la somme des émissions de GES prévues au budget pour chaque année de cette période. Le volume total des émissions de GES produites par la province au cours d'une période donnée devait être inférieur au montant prévu au budget de cette période, au-delà duquel une pénalité prohibitive a été imposée. Cette approche a permis un contrôle modeste de la distribution des émissions au fil du temps, tout en offrant une certaine souplesse pour l'expansion du système et l'optimisation de l'exploitation. Le budget des émissions de GES a été appliqué à la production d'électricité au Manitoba dans tous les scénarios relatifs au débit.

Résultats

La contrainte budgétaire liée aux émissions de GES a augmenté la quantité de production éolienne pour les scénarios 2, 3 et 4, ce qui a entraîné une augmentation des exportations et une diminution des importations en 2042 (voir la figure A5.15c). Dans les scénarios 2, 3 et 4, l'énergie produite par les turbines à gaz naturel sans CSC a diminué, même dans le scénario 3, où la puissance installée des turbines à gaz naturel sans CSC a augmenté. Le budget relatif aux émissions a permis une certaine souplesse dans l'utilisation de turbines à gaz naturel sans CSC afin de fournir une puissance complémentaire pour la demande de pointe en hiver.

Les émissions de GES résultant de la production d'électricité au Manitoba, les émissions régionales de GES résultant de la même raison et les émissions provinciales de GES en 2042 ont diminué pour le scénario 4 en raison de l'application de la contrainte budgétaire propre aux émissions. Les émissions de GES provenant de la production d'électricité au Manitoba ont diminué de 70 % (1,5 Mt d'éq. CO₂) dans le scénario 4, ce qui reflète la réduction de l'exploitation des turbines à gaz naturel sans CSC. Les émissions du scénario 2 et du scénario 3 ont déjà satisfait à la contrainte budgétaire liée aux émissions de GES. Cependant, les émissions de GES provenant de la production d'électricité au Manitoba ont diminué de 40 % (0,1 Mt d'éq. CO₂) dans

le scénario 2 en raison des différences dans la solution d'expansion de la puissance et sont demeurés inchangés dans le scénario 3. Dans les scénarios 2 et 3, les émissions régionales de GES provenant de la production d'électricité ont diminué en raison de l'augmentation des exportations nettes.

Le budget présumé des émissions de GES, qui a considérablement réduit les émissions de GES dans le scénario 4, a eu des répercussions négligeables (entre 0 % et 1 % d'augmentation) sur les coûts nets annuels du système en 2042 et, de même, sur la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 pour les scénarios 2, 3, et 4. Cela démontre qu'un budget souple pour les émissions de GES peut réduire de façon rentable les émissions de production d'électricité dans les scénarios de croissance de la demande élevée. Une analyse plus poussée est nécessaire pour déterminer si des contraintes d'intensité plus agressives (p. ex., 5 t/GWh ou 15 t/GWh), qui entraîneraient des émissions de GES sectorielles encore plus faibles, entraîneraient des augmentations acceptables (c.-à-d. rentables) des coûts nets du système.

Les résultats du scénario 4 présentent les changements les plus notables et sont présentés à la figure A5.15. Comme nous l'avons vu précédemment, les scénarios 2 et 3 ont déjà satisfait au budget des émissions, de sorte que les résultats ne figurent pas dans la figure.

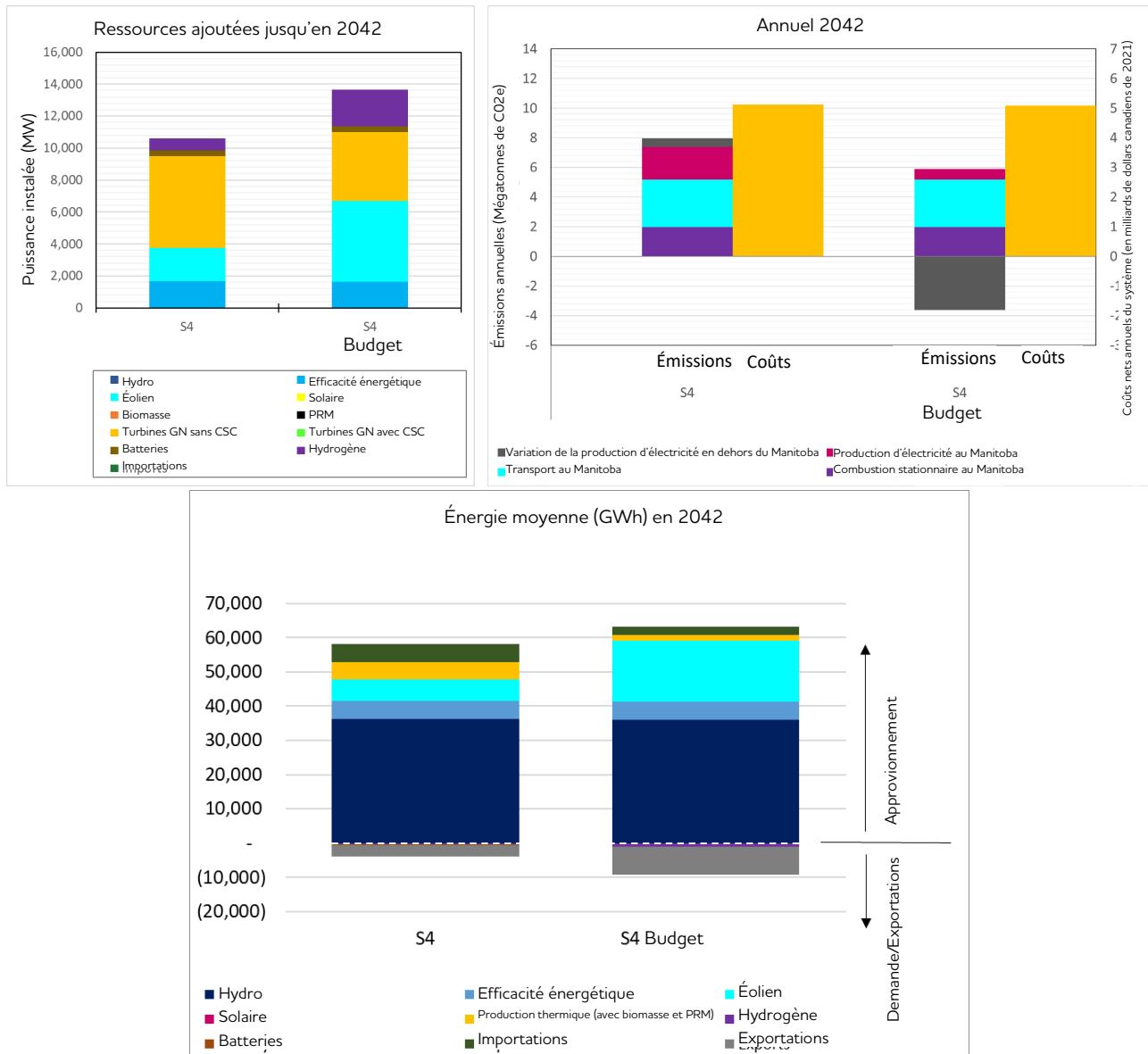


Figure A5.15a – Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif au Budget propre aux émissions de GES

Figure A5.15b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif au Budget propre aux émissions de GES⁷

Figure A5.15c – Comparaison de l’approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042, pour un scénario relatif au Budget propre aux émissions de GES

⁷ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

Coût élevé des émissions de GES

Objectif

Cette sensibilité explore les répercussions sur le choix des ressources, les émissions de GES et les coûts de l'application des coûts de production d'électricité aux émissions de GES à un taux plus élevé que celui qui a été inclus dans l'analyse des scénarios.

Méthodologie

Dans le scénario 4, les coûts des émissions de GES supposent que le prix du carbone sur les émissions de GES liées à la production d'électricité atteint 170 \$/t d'équivalent CO₂ nominal d'ici 2030, puis demeure constant en dollars réels par la suite. Compte tenu de la sensibilité élevée des coûts des émissions de GES, le prix du carbone sur les émissions de production d'électricité atteint 170 \$/t d'équivalent CO₂ nominal d'ici 2030, puis augmente de 5 \$/t d'éq. CO₂ réel chaque année. En dollars nominaux, l'augmentation annuelle moyenne de 2031 à 2042 était de 12 \$/t d'éq. CO₂, ce qui est comparable aux augmentations de prix de 15 \$/t d'équivalent CO₂ prévues pour la période antérieure à 2031. C'est ce que montre la figure A5.16.

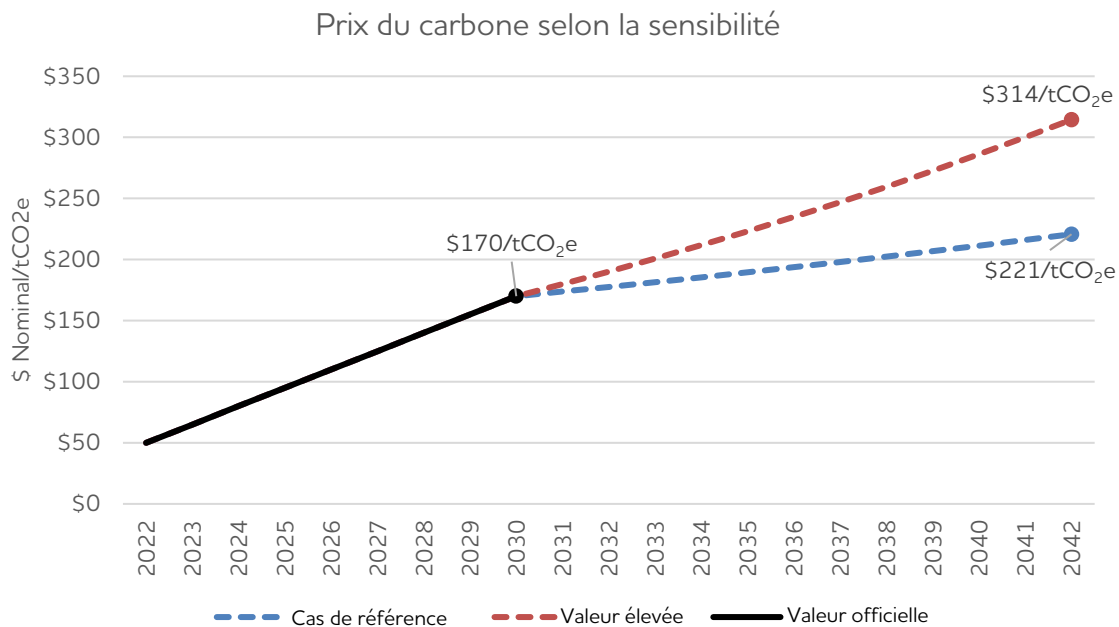


Figure A5.16 – Prix du carbone par sensibilité

Résultats

La combinaison de ressources pour cette sensibilité était semblable au scénario 4 jusqu'en 2030. Après 2030, à mesure que le coût des émissions de GES augmentait, la quantité d'éoliennes, de turbines à hydrogène et de turbines à gaz naturel avec CSC augmentait parce que ces ressources devenaient plus rentables que la construction et l'exploitation de turbines à gaz naturel sans CSC. D'ici 2042, les turbines à gaz naturel sans CSC ont diminué de 800 MW et les turbines à gaz naturel avec CSC ont augmenté de 300

MW. La production éolienne a augmenté de 3 900 MW et les turbines à hydrogène de 600 MW, comme le montre la figure A5.17a.

La production d'électricité au Manitoba, la production d'électricité régionale et les émissions de GES provinciales en 2042 ont toutes diminué en raison de l'augmentation des exportations, de la diminution des importations et d'une diminution de 54 % (1,2 Mt éq. CO₂) des émissions de production d'électricité au Manitoba, comme l'indique la figure A5.17b. Comme l'augmentation du prix des GES est graduelle (comparativement au cas étudié dans le scénario), sur une base cumulative, cette sensibilité était moins efficace pour réduire les émissions de GES que d'autres sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel. La majorité des réductions d'émissions se produisent au cours des dernières années de la période d'étude.

Les coûts nets annuels du système en 2042 ont augmenté de 5 % (0,3 G\$), comme le montre la figure A5.17b, et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 a augmenté de 1 % (0,7 G\$).

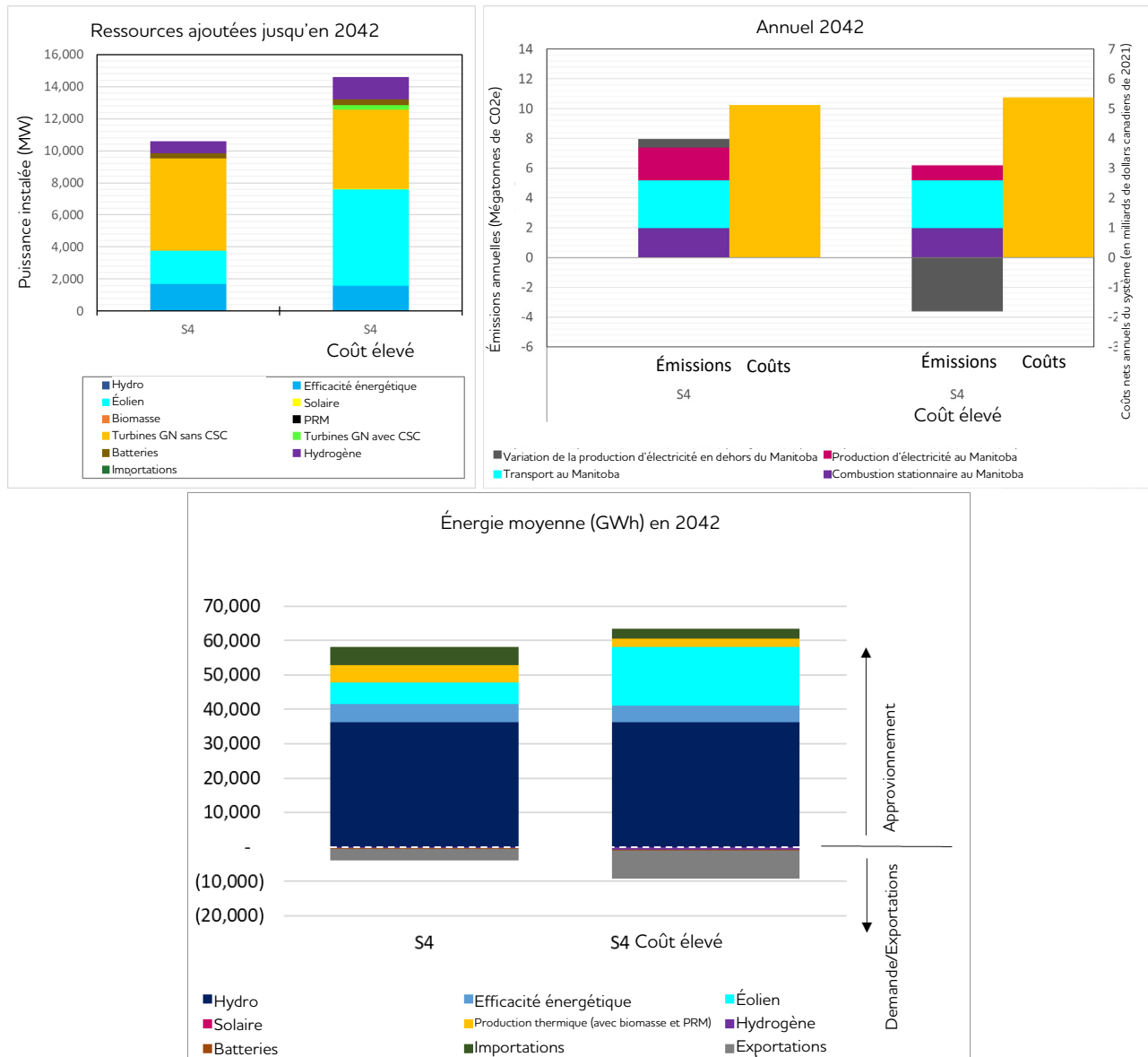


Figure A5.17a– Comparaison des ressources ajoutées en 2042, pour un scénario relatif au Coût élevé des émissions de GES

Figure A5.17b – Comparaison des émissions annuelles du Manitoba en 2042 et des coûts nets annuels du réseau, pour un scénario relatif au Coût élevé des émissions de GES⁸

Figure A5.17c – Comparaison de l’approvisionnement moyen pour un bouquet énergétique en 2042, pour un scénario relatif au Coût élevé des émissions de GES

Résumé des sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel

La restriction sur les types et l’utilisation de nouvelles turbines à gaz naturel dans le réseau hydroélectrique du Manitoba réduit les émissions de GES, mais augmente les coûts pour Manitoba Hydro. Les sensibilités

⁸ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

montrent que les émissions de GES provenant de la production d'électricité au Manitoba pourraient être réduites grâce à l'utilisation restreinte de turbines à gaz naturel, à l'utilisation de technologies de captage et de stockage du carbone ou à l'interdiction de nouvelles turbines à gaz naturel, mais il en coûterait plus cher pour réduire ces émissions de GES. Une restriction qui permet une certaine utilisation de turbines à gaz naturel sans CSC (p. ex., la sensibilité relative au budget des émissions de GES) est plus rentable pour réduire les émissions que l'interdiction d'utiliser des turbines à gaz naturel sans CSC.

La figure A5.18 montre la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'en 2042 pour les scénarios et les sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel. La valeur actualisée cumulative différentielle des coûts nets du système jusqu'en 2042 au-dessus des coûts fixes du système varie de 12 milliards de dollars pour le scénario 1 à 22 milliards de dollars pour le scénario 4. La sensibilité relative aux turbines à gaz naturel augmente de cette fourchette à 27 milliards de dollars, avec les coûts différentiels les plus élevés associés à la sensibilité relative à la production sans nouveau gaz naturel.

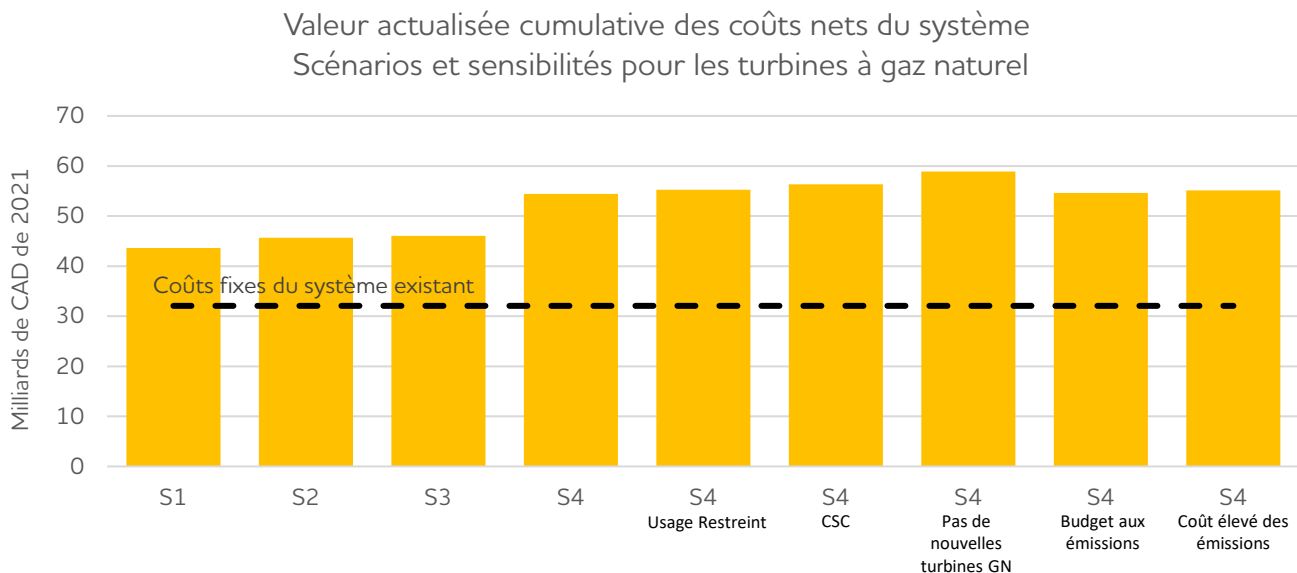


Figure A5.18 – Coûts cumulatifs pour les scénarios et les sensibilités relativement aux turbines à gaz naturel

La comparaison des mesures cumulatives du coût différentiel par réduction des émissions de GES (\$/t d'éq. CO₂) présentées au tableau A5.5 et au tableau A5.6 illustre à quel point elles sont moins souples (p. ex., restrictions sur l'utilisation de technologies particulières comme les turbines à gaz naturel) ou plus strictes. Les restrictions (c.-à-d. des réductions plus importantes des émissions absolues de GES) sur la production d'électricité entraînent une réduction plus élevée de \$/t d'éq. CO₂ dans le secteur de la production d'électricité au Manitoba. Par exemple, la sensibilité relative au budget des émissions de GES entraîne un coût des émissions évitées de 80 \$/t d'équivalent CO₂ par rapport au scénario 4, tandis que la sensibilité relative aux turbines à gaz naturel neuves entraîne un coût des émissions évitées de 688 \$/t d'équivalent CO₂ par rapport à la sensibilité du captage et du stockage du carbone. Une restriction souple des émissions

de la production d'électricité qui permet l'utilisation de turbines à gaz naturel pour répondre à la demande de pointe serait probablement un moyen rentable de réduire les émissions globales de GES du Manitoba. Une réglementation souple aiderait également à éviter les résultats indésirables, comme une augmentation relative des émissions régionales de GES provenant de la production d'électricité découlant de l'utilisation d'une stratégie de CSC avec moins d'énergie éolienne et moins d'exportations, comme on l'a vu dans la sensibilité au CSC.

Les figures A5.19 et A5.20 présentent des tableaux comparatifs sommaires des différentes ressources sélectionnées ainsi que des émissions et des coûts des différentes sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel.

Tableau A5.5 – Sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel comparativement au scénario 4

Scénario 4 – Sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel	Augmentation des émissions de GES provenant de la production d'électricité au Manitoba comparativement au scénario 4	
	Réduction en \$/tCO ₂ e (cumulative pour 2022-2042)	Réduction en CO ₂ e (cumulative pour 2022-2042)
Budget propre aux émissions de GES	80 \$	7,7 Mt
Utilisation restreinte des turbines à gaz	162 \$	9,8 Mt
Captage et stockage du carbone	197 \$	18,0 Mt
Pas de nouvelles turbines à gaz naturel	425 \$	19,6 Mt

Tableau A5.6 – Sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel comparativement à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz

Scénario 4 – Sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel	Augmentation des émissions de GES provenant de la production d'électricité au Manitoba comparativement à l'Utilisation restreinte des turbines à gaz	
	Réduction en \$/tCO ₂ e (cumulative pour 2022-2042)	Réduction en CO ₂ e (cumulative pour 2022-2042)
Captage et stockage du carbone	237 \$	8,2 Mt
Pas de nouvelles turbines à gaz naturel	688 \$	9,8 Mt

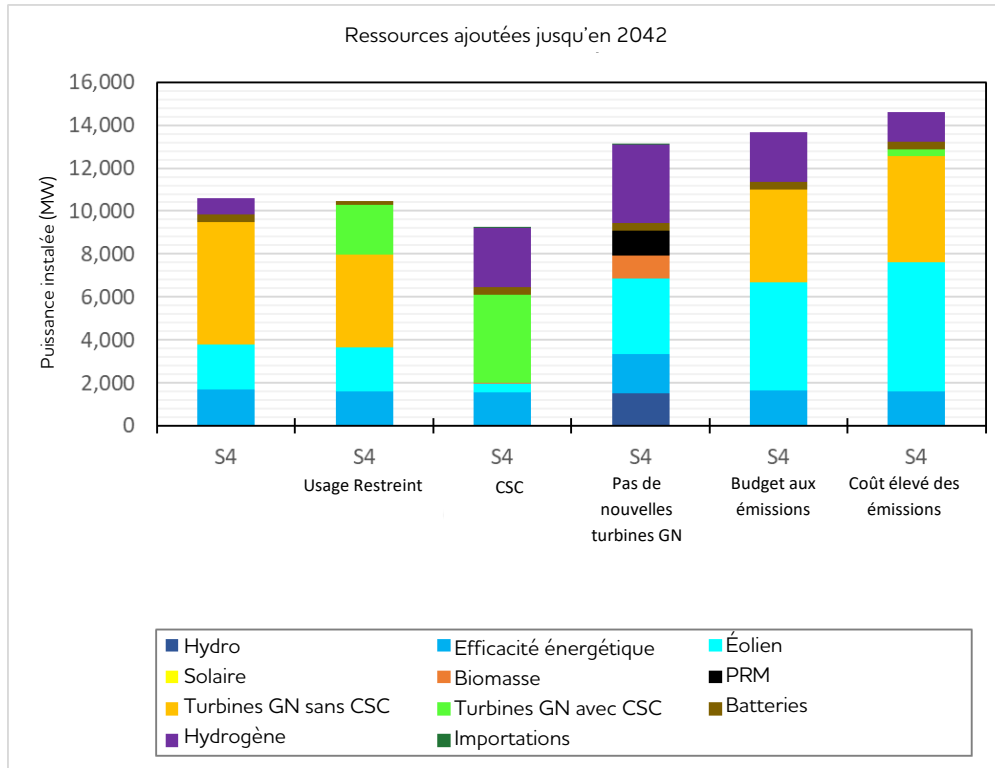


Figure A5.19 – Ressources ajoutées en 2042 pour les sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel

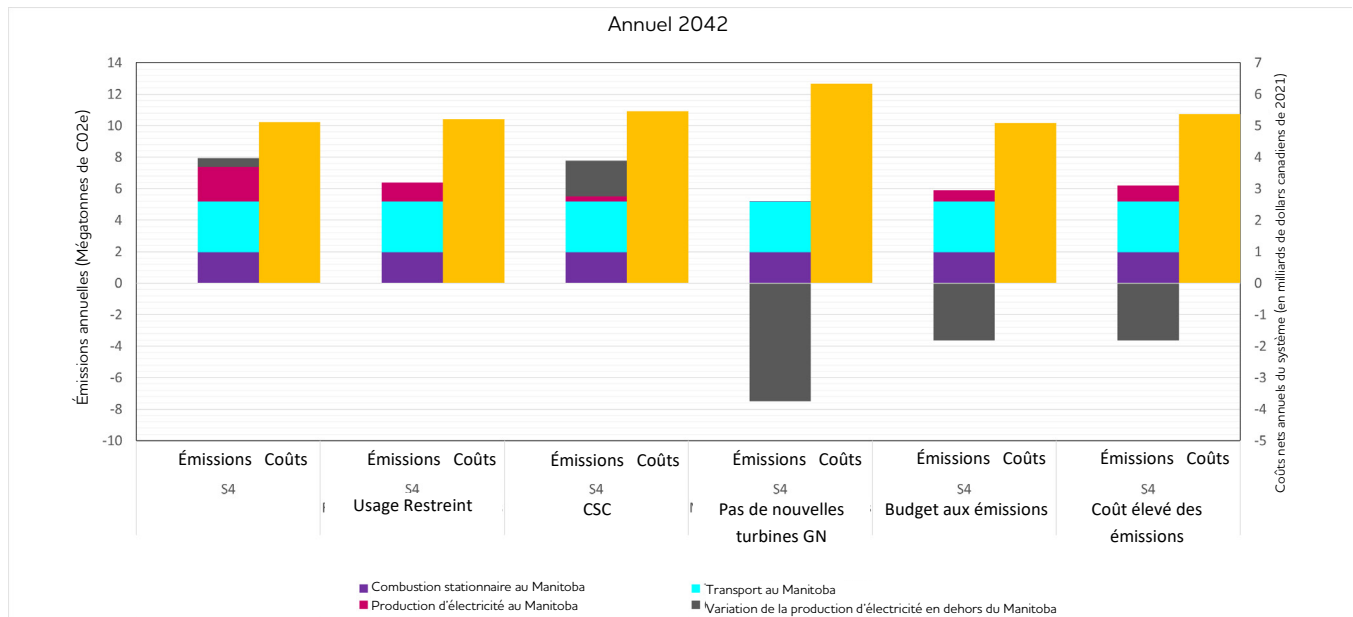


Figure A5.20 – Émissions⁹ et coûts propres aux sensibilités relatives aux turbines à gaz naturel

⁹ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

3.3 Sensibilités relatives à la demande de puissance

Introduction

Various sensitivity analyses were undertaken to explore the impact of different demand side measures. The areas of focus include:

- Gestion de la demande de puissance
- Bi-énergie pour le chauffage
- Optimisation de l'efficacité énergétique
- Thermopompes géothermiques et à air
- Niveau de mesures incitatives à l'efficacité énergétique moins élevé pour les clients
- Distribution de l'énergie solaire photovoltaïque

Gestion de la demande de puissance

Objectif

Cette sensibilité a exploré les répercussions des programmes de gestion de la demande de puissance qui réduisent la demande de pointe en hiver afin de déterminer s'il y a un potentiel économique pour explorer davantage l'élaboration de programmes de gestion de la demande de puissance au Manitoba.

Voici des exemples de programmes de gestion de la demande de puissance :

- Contrôle de la charge directe résidentielle (p. ex., commande de chargeur intelligent pour VÉ, thermostat WiFi)
- Tarifs interruptibles et réduction de la consommation manuelle pour le secteur commercial ou industriel
- Tarifs dynamiques

Méthodologie

Dans les quatre scénarios, la charge électrique a été modifiée pour tenir compte des programmes de gestion de la demande de puissance qui réduisent la demande de pointe en hiver. Les programmes de gestion de la demande de puissance ont permis de réduire la demande de pointe en hiver au cours des mois de décembre, janvier et février en aplanissant le profil de la demande. Une hypothèse de simplification veut que les besoins énergétiques annuels totaux demeureraient inchangés, tout en reconnaissant que certaines charges plus importantes et à facteur de puissance plus élevé entraîneraient probablement une réduction de la consommation d'énergie lorsque la charge est réduite. En raison de l'échelle relativement petite des programmes potentiels de gestion de la demande identifiés et de leurs effets interactifs, la modification de la charge a été sélectionnée plutôt que l'optimisation de la gestion de la demande comme ressource sélectionnable. Cela a permis au modèle d'optimiser la réduction potentielle maximale présumée de la demande de pointe pour la gestion de la demande de puissance, ce qui a produit des résultats visibles sur l'incidence de la gestion de la demande sur le réseau de Manitoba Hydro, la sélection future des ressources et le coût. De plus, la modélisation de programmes individuels de gestion de la demande de puissance obscurcirait l'évaluation de la gestion de la demande en tant qu'option de ressource, car chaque programme est relativement petit par rapport à l'ampleur du problème d'optimisation de l'offre et de la demande. Il se

peut que les résultats de la sélection des ressources pour de si petites options ne soient pas significatifs à l'échelle du modèle. L'inclusion de programmes individuels ne permettrait pas non plus de saisir les effets interactifs entre les programmes. La figure A5.21 montre un exemple de la façon dont la demande de pointe a été aplatie avec les mesures de gestion de la demande en faisant passer la demande d'énergie d'une période de forte demande à une période de faible demande.

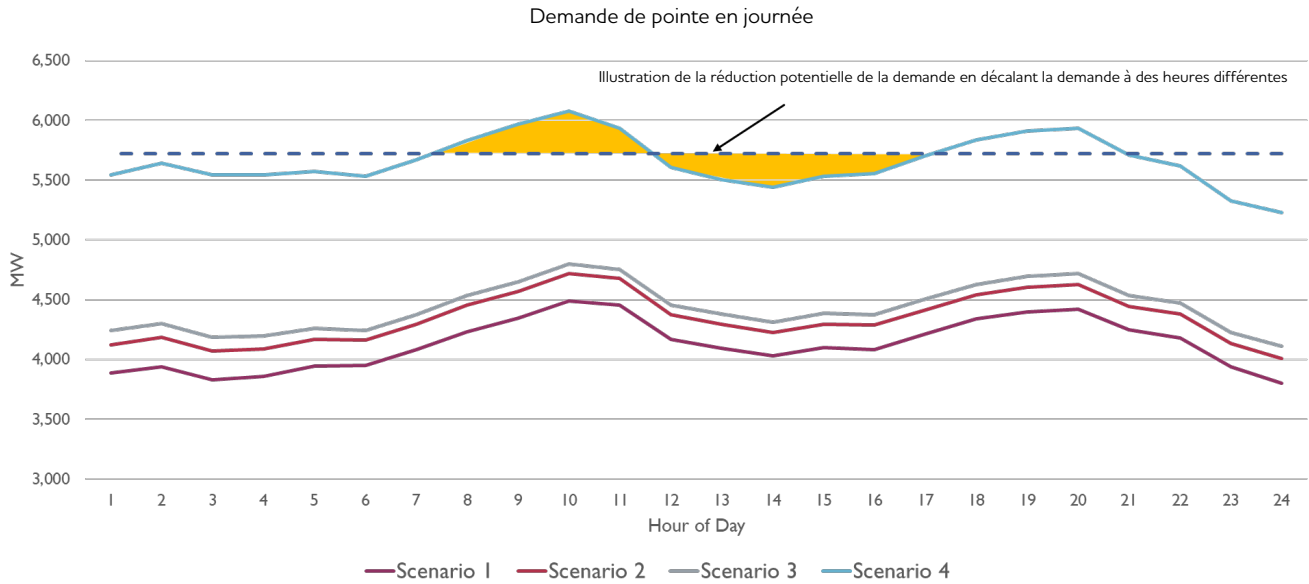


Figure A5.21 – Illustration du changement au niveau de la charge relative à la gestion de la demande de puissance

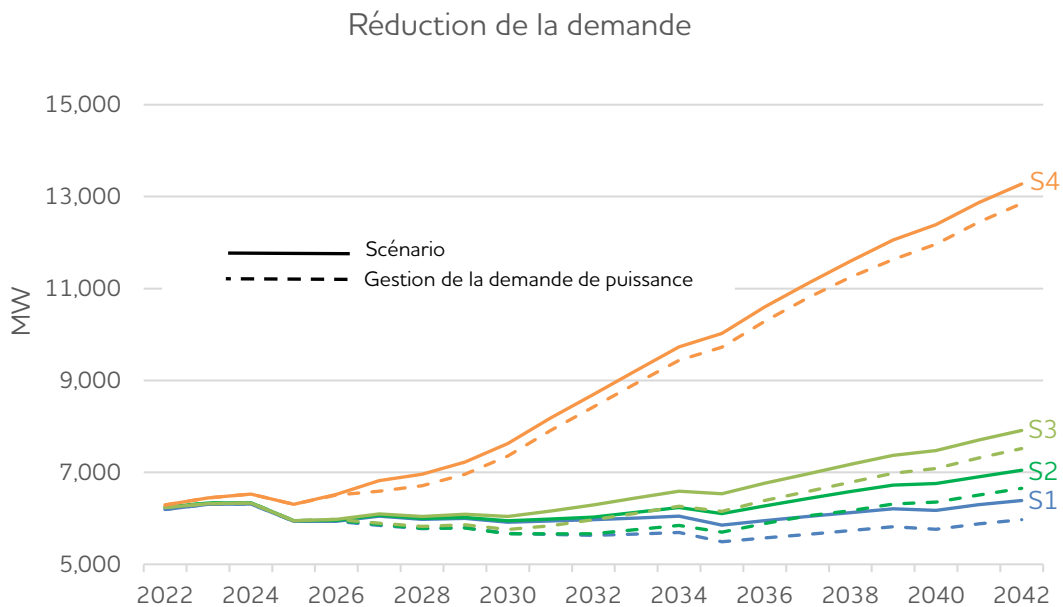


Figure A5.22 – Réduction au niveau de la journée de demande de pointe

L'analyse a tiré parti des résultats d'une étude sur le potentiel de marché menée par un expert-conseil. Pour ce qui est de la gestion de la demande de puissance du secteur industriel, le programme actuel de réduction tarifaire de 162 MW a été prolongé tout au long de la période d'étude afin de représenter un programme amélioré et élargi, avec un plus grand nombre de participants contribuant à la réduction globale de la demande. La gestion de la demande de puissance pour d'autres formes de charge propres aux clients a été établie et les limites de la réduction horaire ont été déterminées en fonction des prévisions relatives à la demande pour chaque scénario. Trois formes de charge relative à la gestion de la demande de puissance ont été étudiées et appliquées dans l'analyse de sensibilité, soit 2023-2033, 2033-2036 et au-delà de 2036, à mesure que les formes de charge ont changé au cours de ces périodes. Pour veiller à ce que les options de gestion de la demande de puissance soient harmonisées avec les décisions du côté de l'offre, le calendrier des ressources de gestion de la demande a été harmonisé avec le premier besoin en termes de nouvelles ressources de puissance dans chaque scénario. L'incidence annuelle de la modification de la charge sur chacun des scénarios est présentée à la figure A5.22.

Résultats

Les commentaires généraux suivants peuvent être formulés pour comparer chaque sensibilité à son scénario. La gestion de la demande de puissance a été introduite comme une modification de la charge et est relativement faible par rapport à la croissance globale dans la plupart des scénarios. Le résultat de la sélection détaillée des ressources qui en résulte n'est pas aussi important que l'incidence sur le moment de l'investissement requis dans les ressources de puissance et la réduction globale des besoins, qui est résumée dans le tableau ci-dessous. Dans l'ensemble, la gestion de la demande de puissance a réduit le besoin pour de nouvelles ressources de puissance, comme des turbines à gaz naturel, des turbines à hydrogène et des batteries.

Tableau A5.7 – Répercussions de la gestion de la demande de puissance sur les scénarios

Scénario	Scénario – Date du besoin pour de la puissance en hiver	Sensibilité relative à la gestion de la demande de puissance – Date du besoin pour de la puissance en hiver	Variation en MW au chapitre du besoin en 2042
Scénario 1	2037	2042	419
Scénario 2	2032	2037	394
Scénario 3	2030	2033	395
Scénario 4	2025	2025	425

Compte tenu de l'échelle du modèle et de l'ampleur des économies réalisées grâce à la gestion de la demande de puissance, il est difficile d'attribuer entièrement les répercussions régionales des émissions de GES pour chaque scénario à la gestion de la demande. En général, les émissions de GES ont été réduites, mais ces réductions peuvent être en partie attribuables aux différentes voies d'optimisation du modèle adoptées pour tenter de résoudre le portefeuille de ressources le moins coûteux, et non seulement à la

gestion de la demande de puissance. Le principal résultat de la modélisation veut que, si la technologie émettrice de GES est sélectionnée dans un plan de base, la gestion de la demande reportera la nécessité de ces ressources et le moment de leurs émissions. L'échelle du modèle par rapport à l'ampleur des économies réalisées en gestion de la demande de puissance ne permet pas de tirer des conclusions significatives au sujet des changements apportés au chapitre de l'exploitation et des émissions provenant de ces ressources reportées. Si la comparaison avec un plan de base sans nouvelle production de gaz naturel était explorée, la gestion de la demande n'aurait aucune incidence sur les émissions de GES.

L'analyse a montré que la gestion de la demande de puissance peut être rentable et que les programmes de gestion de la demande ont la plus grande valeur dans le scénario 4 où la demande est plus élevée. Pour les scénarios 1, 2 et 3, la variation de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 est inférieure à 0,5 %. Pour le scénario 4, la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 a diminué de 1,3 % (0,7 G\$). Pour le scénario 4, la valeur actualisée des coûts du programme de gestion de la demande de puissance jusqu'en 2042 était de 0,3 G\$, ce qui donne une valeur actualisée nette du programme de gestion de la demande de 0,4 G\$. En raison de la possibilité que certains de ces avantages soient attribués à des changements dans la solution d'expansion de la puissance, et non seulement à la gestion de la demande, une étude supplémentaire est nécessaire pour isoler l'avantage de la gestion de la demande de puissance.

Bi-énergie pour le chauffage

Objectif

Les résultats du scénario ont montré que l'électrification du chauffage des locaux aurait une incidence importante sur la demande de pointe pendant la saison de chauffage hivernale. Il faudrait investir des sommes importantes dans les nouvelles infrastructures de production, de transport et de distribution pour répondre à cette forte augmentation de la demande de pointe. Un concept de chauffage bi-énergie a été exploré comme moyen possible pour réduire la demande de pointe en hiver afin d'atténuer l'impact financier de l'électrification complète du chauffage des locaux.

Les systèmes de chauffage bi-énergie utilisent des thermopompes à air électriques (ASHP) pour chauffer et refroidir les bâtiments lorsque la température extérieure de l'air est supérieure à la température de fonctionnement minimale de l'équipement. L'équipement ASHP typique fonctionne à une température minimale de -10° C, tandis que les ASHP conçues pour des températures plus froides peuvent fonctionner à une température minimale de -20° C. Cette méthode de chauffage des bâtiments fait appel à des fournaies alimentées au gaz naturel lorsque la température extérieure de l'air est inférieure à la température minimale de fonctionnement de l'ASHP. Par temps froid, la fournaise alimentée au gaz naturel sert au chauffage et la thermopompe est arrêtée. Cela évite le chauffage par résistance électrique pendant la période de pointe de la demande au cours des jours les plus froids, ce qui peut réduire la nécessité de construire de nouvelles installations de production, de transport et de distribution pour répondre à la demande de pointe en hiver.

Méthodologie

Le scénario 4 suppose que la plupart des clients passent du chauffage au gaz naturel au chauffage à résistance électrique. La sensibilité du scénario 4 avec bi-énergie suppose que la plupart des clients conservent leurs fournaies au gaz naturel et installent des ASHP lorsque leurs climatiseurs classiques atteignent la fin de leur vie utile et que les nouveaux bâtiments dotés d’un service de gaz naturel installent des systèmes ASHP. Le coût des ASHP est inclus dans le calcul du coût net du système. Des prévisions distinctes pour la demande ont été créées pour les ASHP classiques exploités à une température extérieure de -10° C et les ASHP en climat froid exploités à -20° C. Les ressources de production nécessaires ont ensuite été optimisées en fonction des nouvelles prévisions de la demande.

La figure A5.23 montre la réduction de la demande de pointe qui en résulte lorsqu’un système bi-énergie est mis en œuvre pour le scénario 4 pour les commutateurs à deux températures différentes. La demande de pointe selon le scénario 4 est élevée, car les clients remplacent leurs fournaies au gaz naturel par un chauffage à résistance électrique. Si les clients utilisent un système bi-énergie qui utilise de l’électricité lorsque la température extérieure de l’air est supérieure à -20° C et que la chaleur du gaz naturel est inférieure, la demande de pointe en termes d’électricité diminuera comme le montre la figure A5.23. Si le passage de l’électricité au gaz naturel se produit à -10° C, il y aura encore moins de périodes où un client utilisera de la chaleur électrique, ce qui entraînera une autre baisse de la demande de pointe. La figure illustre l’incidence sur la consommation d’électricité en raison des hypothèses changeantes de l’ensemble du chauffage des locaux électriques dans le scénario 4, aux deux sensibilités au bi-énergie.

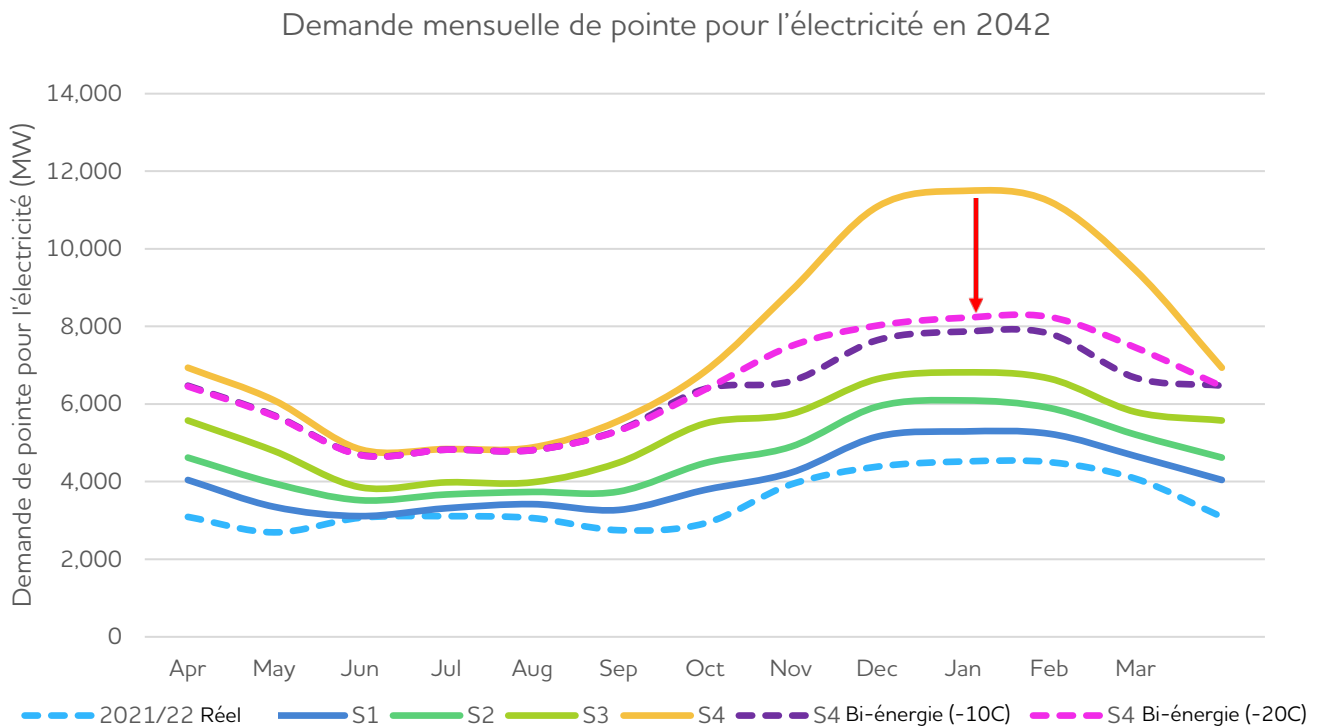


Figure A5.23 – Demande mensuelle de pointe pour l’électricité en 2042

Résultats

Les sensibilités relatives au bi-énergie du scénario 4 montrent toute une gamme de répercussions. Le chauffage bi-énergie au lieu du chauffage à résistance électrique réduit le besoin pour de nouvelles ressources de puissance de 45 % (4 770 MW) dans le cas de la sensibilité à -10°C et de 38 % (3 980 MW) dans le cas de la sensibilité à -20°C , comme le montre la figure A5.24.

Les coûts nets annuels du système, y compris le coût différentiel des thermopompes à air, d'ici 2042 pour les systèmes combinés d'électricité et de gaz naturel sont inférieurs de 19 % (0,9 G\$) dans le cas de la sensibilité relative à -10°C et de 7 % (0,3 G\$) dans le cas de la sensibilité relative à -20°C , comme le montre la figure A5.25. La valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 est inférieure de 8 % (4,4 G\$) dans le cas de la sensibilité relative à -10°C et de 1 % (0,8 G\$) dans le cas de la sensibilité relative à -20°C .

Le chauffage bi-énergie augmenterait les émissions de GES de la combustion fixe provinciale (à l'exclusion de la production d'électricité) par rapport aux hypothèses du scénario 4. Toutefois, ces augmentations seraient compensées par des diminutions des émissions de la production d'électricité provinciale, entraînant des niveaux comparables d'émissions provinciales de GES. La figure A5.25 illustre le scénario et les deux sensibilités qui entraînent des niveaux semblables d'émissions de GES de l'ordre de 7,4 Mt.

Il y a peu d'avantages financiers et de réduction des émissions de GES à utiliser des thermopompes à air qui fonctionnent à -20°C comparativement aux systèmes qui fonctionnent à -10°C , comme le montre la figure A5.25. Le chauffage bi-énergie retarde le plus tôt possible le besoin pour de nouvelles ressources de puissance dans le scénario 4 de 2025 à 2027 pour les sensibilités relatives au bi-énergie.

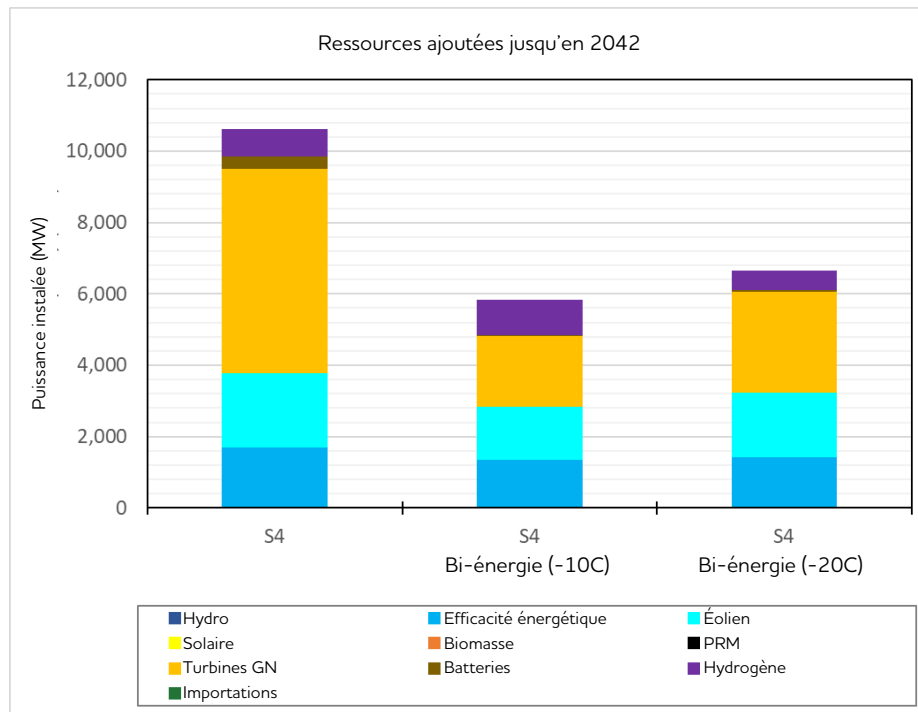


Figure A5.24 – Ressources ajoutées en 2042, pour le scénario des Sensibilités relatives au combustible

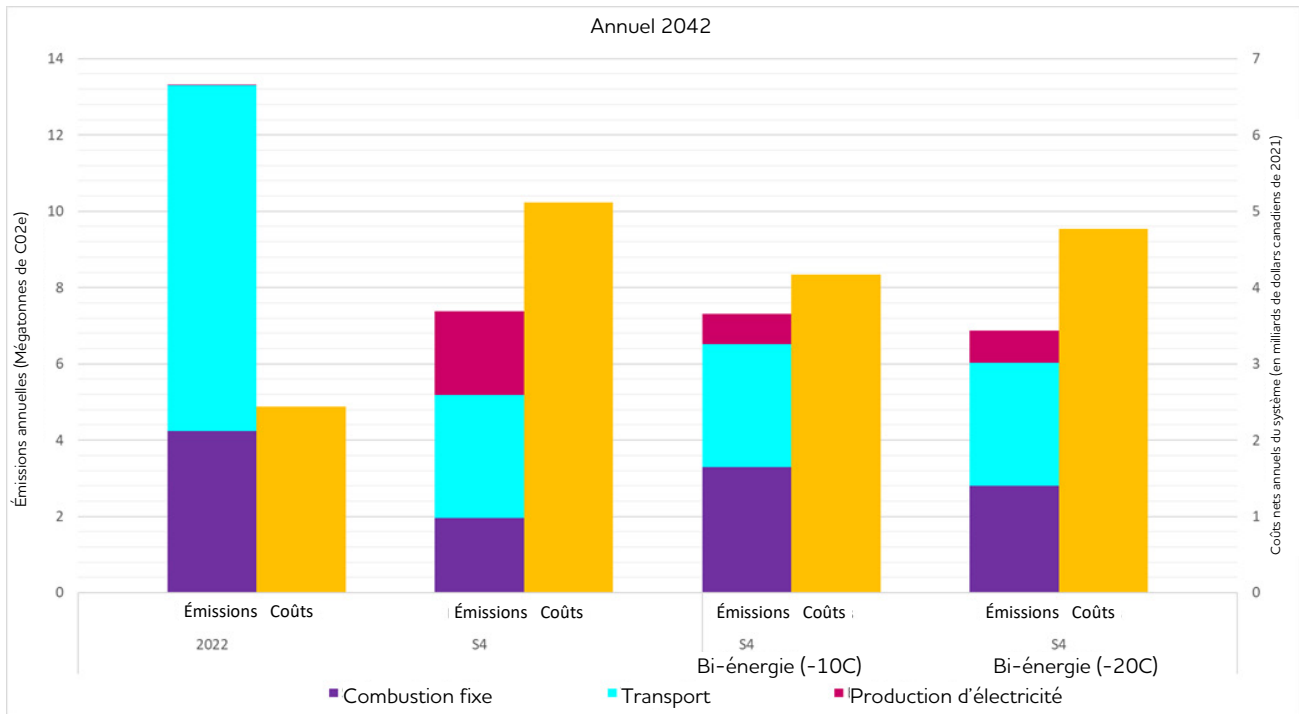


Figure A5.25 – Émissions annuelles et coûts en 2042¹⁰

Optimisation de l'efficacité énergétique

Objectif

Cette sensibilité vise à explorer les changements au niveau de la composition du bouquet des ressources d'approvisionnement en production pour des approches de recharge à la modélisation de l'efficacité énergétique. Il s'agit notamment de l'optimisation complète du potentiel d'efficacité énergétique et du développement complet du potentiel d'efficacité énergétique.

Méthodologie

L'analyse de scénarios dans la première section de la présente annexe suppose que les économies d'énergie et de demande découlant du plan d'Efficacité Manitoba sont réalisées et que seul le potentiel d'économie d'énergie restant peut être sélectionné aux fins d'optimisation par rapport aux nouvelles options de production (voir la section sur l'efficacité énergétique sous Analyse de scénarios). Dans cette analyse de sensibilité, les économies réalisées par le plan d'Efficacité Manitoba sont exclues comme option de ressources.

L'optimisation complète de l'efficacité énergétique a été étudiée en incluant le niveau maximisé d'économies d'énergie comme option de ressource sélectionnable en utilisant une approche semblable à celle des autres options d'approvisionnement. Le développement complet de l'efficacité énergétique a été examiné en supposant que tous les niveaux maximaux de potentiel d'économies d'efficacité énergétique

¹⁰ Les émissions de GES du Manitoba indiquées ne comprennent pas les sources non énergétiques (c.-à-d. « autres sources »), comme les émissions agricoles et les émissions résultant des déchets.

sont atteints en incluant l'efficacité énergétique comme ressource dans les scénarios de la PIR. Cette analyse de sensibilité suppose que toute l'efficacité énergétique est sélectionnable et exclut les économies d'énergie du plan d'Efficacité Manitoba.

Les tableaux A5.8 et A5.9 présentent respectivement le niveau maximisé d'économies d'énergie et de puissance sur le marché pour les groupes d'efficacité énergétique.

La modélisation et l'analyse des scénarios de la PIR ont supposé que les économies de coûts et la demande de pointe pour le plan d'efficacité fourni par Efficacité Manitoba ont été extrapolées sur 20 ans. Comme le plan d'efficacité et les groupes d'efficacité énergétique sélectionnables inclus dans le modèle sont fondés sur différentes hypothèses, il a fallu rajuster les économies de coûts et la demande de pointe afin qu'elles soient fondées sur des hypothèses semblables permettant de comparer les résultats des scénarios à ceux des sensibilités. Les scénarios notés avec un astérisque (*) dans les chiffres comprennent l'ajustement.

Tableau A5.8 – Principaux groupes d'Efficacité énergétique – Économies d'énergie potentielles (GWh) maximales du marché en 2042

Groupe		Scénarios 1,2,3	Scénario 4
EE-M1	Éclairage commercial ²	342	362
EE-M2	Charge unique commerciale	815	1 512
EE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel	289	395
EE-M4	Clientèle industrielle	1 363	1 363
EE-M5	Éclairage non commercial ²	147	201
EE-M6	Chauffage et climatisation du secteur résidentiel	186	246
EE-M7	Charge unique non commerciale	1 563	1 894
Total		4 705	5 973

Tableau A5.9 – Principaux groupes d'efficacité énergétique – Économies de puissance (MW) maximale du marché en 2042

Groupe		Scénarios 1,2,3	Scénario 4
EE-M1	Éclairage commercial ²	58	48
EE-M2	Charge unique commerciale	104	193
EE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel	116	163
EE-M4	Clientèle industrielle	174	174
EE-M5	Éclairage non commercial ²	25	27
EE-M6	Chauffage et climatisation du secteur résidentiel	75	102
EE-M7	Charge unique non commerciale	200	242
Total		752	950

Résultats

D'ici 2042, les analyses de sensibilité relative à l'efficacité énergétique entièrement optimisées fourniront une puissance de 430 MW, de 508 MW et de 571 MW, soit 25 %, 12 % et 26 % de moins que la puissance complémentaire en efficacité énergétique dans les scénarios 2, 3 et 4, respectivement, comme le montre la figure A5.26. Pour le scénario 1, il y a une augmentation de 32 % de la puissance complémentaire grâce à l'efficacité énergétique parce que la combinaison de ressources pour cette sensibilité comprend moins de turbines à gaz naturel et plus de turbines à hydrogène jumelées à des ressources énergétiques composées d'énergie éolienne et d'efficacité énergétique, ainsi que des prix à l'exportation plus élevés par rapport aux autres scénarios. La réduction de l'efficacité énergétique entraîne l'ajout d'autres nouvelles ressources énergétiques et ressources de puissance au panier d'approvisionnement. Les scénarios 2, 3 et 4 comprennent plus de ressources de puissance, y compris des turbines à gaz naturel, des turbines à batterie et des turbines à hydrogène, dont les quantités varient pour chaque scénario. En plus des ressources de puissance, une plus grande quantité d'énergie éolienne est retenue pour le scénario 1, qui est stimulé par des prix à l'exportation plus élevés et une croissance plus faible de la charge, ce qui entraîne une augmentation des surplus d'énergie et des exportations vers les marchés voisins.

Pour l'analyse de sensibilité avec le potentiel d'efficacité énergétique entièrement développé, il y a une réduction de 496 MW ou moins de la puissance des turbines à gaz naturel incluse dans la composition du bouquet des ressources d'ici 2042 par rapport aux scénarios. De même, jusqu'à 634 MW en termes de puissance de turbine à gaz naturel en moins sont inclus dans la composition du bouquet des ressources d'ici 2042 par rapport à la composition entièrement optimisée des ressources.

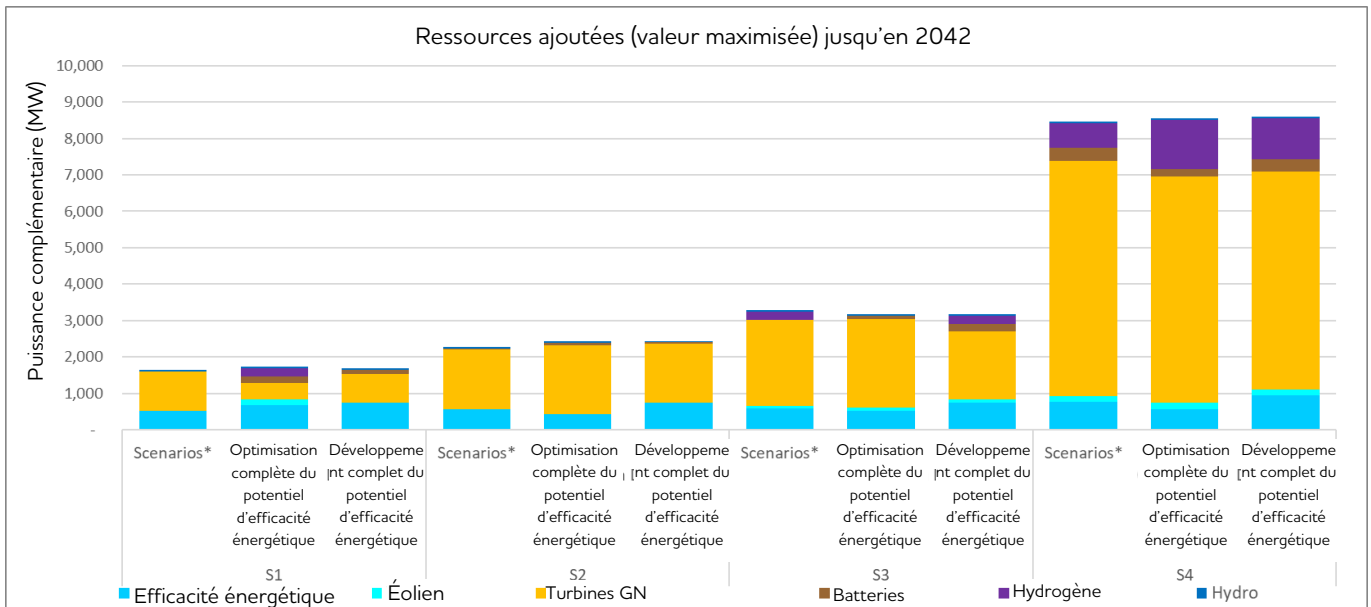


Figure A5.26 – Ressources ajoutées – Optimisation et développement complets des mesures d'efficacité énergétique

La figure A5.27 montre laquelle des économies d'énergie potentielles pour chacun des principaux groupes est sélectionnée pour les scénarios de la PIR et pour les scénarios de sensibilité entièrement optimisée. Les principaux groupes d'efficacité énergétique qui sont les plus choisis comprennent les groupes Chauffage et climatisation des secteurs résidentiel et non résidentiel, Charge unique du secteur commercial et Clientèle industrielle, ce qui donne à penser qu'ils sont plus rentables que les autres groupes principaux. Les principaux groupes d'efficacité énergétique qui sont le moins sélectionnés sont les groupes de charge unique non commerciale, l'éclairage commercial et l'éclairage non commercial. Les groupes d'éclairage sont entièrement élaborés dans le plan d'Efficacité Manitoba, tandis que les scénarios de sensibilité entièrement optimisés se sont développés à environ 50 % à 75 %. Le tableau A5.10 fournit des exemples de mesures dans chacun de ces groupes.

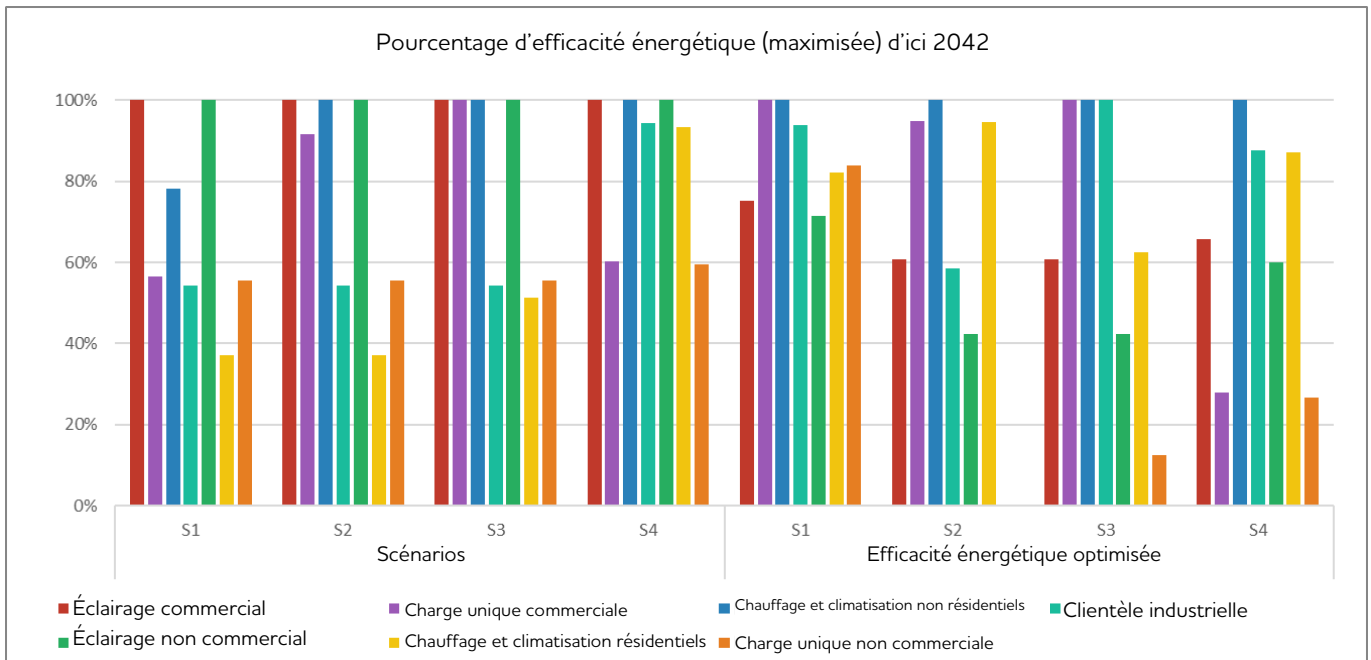


Figure A5.27 – Pourcentage du potentiel d'économie d'énergie sélectionné (MW) – Comparaison des scénarios et optimisation complète de l'efficacité énergétique

Tableau A5.10 – Exemple de mesures d'efficacité énergétique

Groupe	Exemple de mesures d'efficacité énergétique
Éclairage	Éclairage au DEL, dispositifs de commande d'éclairage
Chauffage et climatisation	Fenêtres écoénergétiques, isolation du grenier, isolation du sous-sol, étanchéisation à l'air, améliorations de la coque du bâtiment
Clientèle industrielle	Réduction de la consommation d'électricité dans l'usage industriel
Charge unique commerciale	Air comprimé sur mesure, systèmes de gestion de l'énergie, réfrigération sur mesure
Charge unique non commerciale	Bandes d'alimentation améliorées, air comprimé sur mesure, systèmes de gestion de l'énergie

Comme le montre la figure A5.28, la valeur actualisée cumulative des coûts totaux d'efficacité énergétique pour les sensibilités relatives à l'efficacité énergétique entièrement optimisées est de 27 % à 72 % inférieure à la valeur actualisée rajustée des coûts des économies totales d'efficacité énergétique pour les scénarios de la PIR (voir la section Méthodologie ci-dessus pour une explication autour du rajustement des coûts). La différence entre la valeur actualisée des coûts des économies d'efficacité énergétique résultant des systèmes d'isolation, entre le scénario de sensibilité relative à l'efficacité énergétique entièrement développé et les autres scénarios, est de 14 % ou moins pour tous les scénarios.

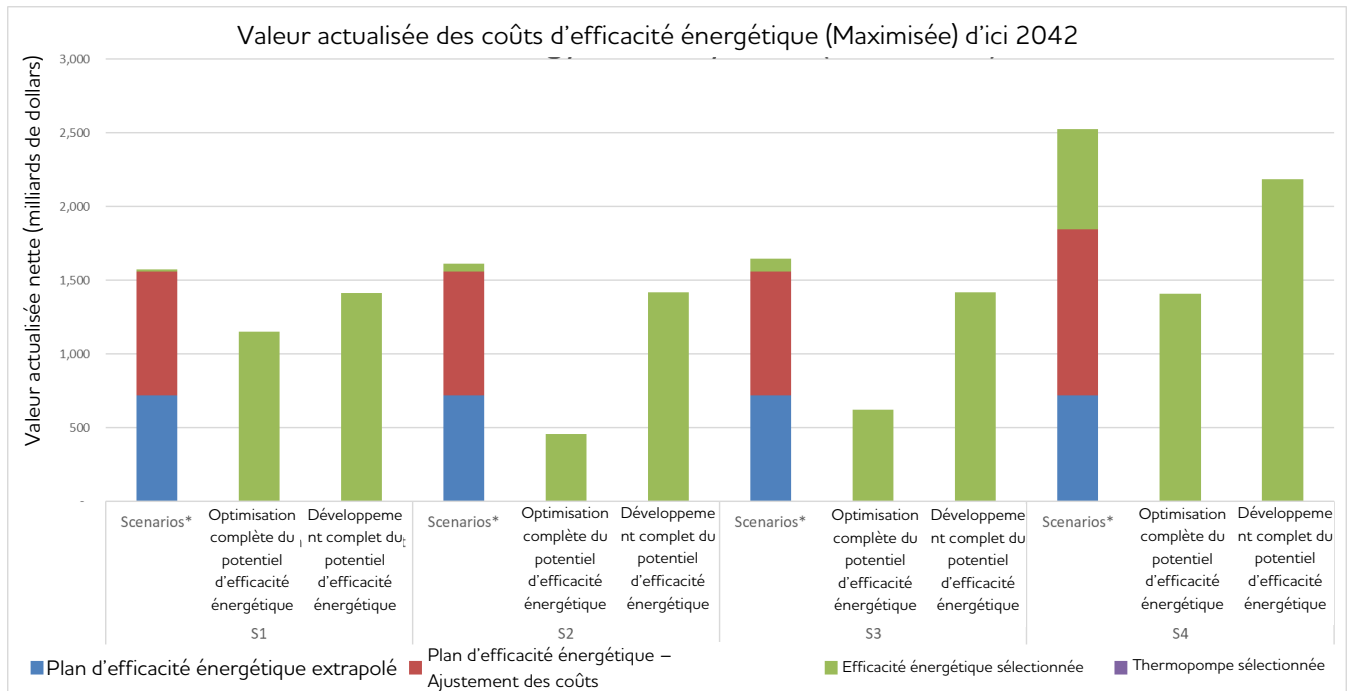


Figure A5.28 – Valeur actualisée des coûts d'efficacité énergétique jusqu'en 2042

La valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 se situe à 0,5 % (200 M\$) lorsque l'on compare les sensibilités relatives aux économies d'énergie entièrement optimisées et entièrement développées aux résultats du scénario (figure A5.29), indiquant qu'il y a relativement peu de différence économique lorsqu'on optimise ou qu'on développe pleinement les économies d'efficacité énergétique. En raison de la possibilité que les différences dans les coûts et les avantages soient attribuables à des différences dans la solution d'expansion de la puissance, et non seulement aux économies d'efficacité énergétique, une étude supplémentaire est nécessaire pour isoler le coût et l'incidence sur la valeur des économies d'efficacité énergétique.

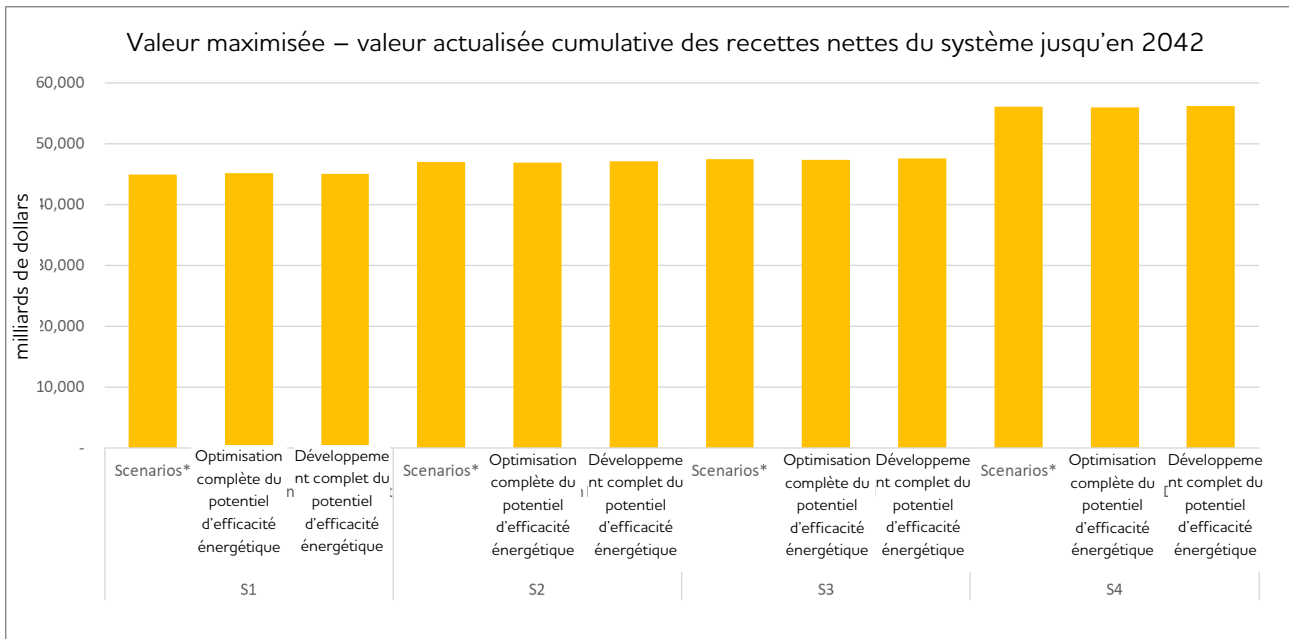


Figure A5.29 – Valeur actualisée des coûts cumulatifs nets actuels de l'efficacité énergétique jusqu'en 2042

Thermopompes géothermiques et à air

Objectif

Les thermopompes géothermiques (GSHP) et les thermopompes à air (ASHP) permettent de réduire la demande d'électricité par rapport à la chaleur à résistance électrique. Cette analyse de sensibilité a été entreprise afin d'explorer la rentabilité et la valeur des thermopompes pour réduire la consommation d'électricité dans les scénarios de la PIR.

Méthodologie

Cette analyse de sensibilité utilise la même méthodologie que celle décrite dans la section Optimisation de l'efficacité énergétique, avec l'ajout des thermopompes comme options de ressources sélectionnables, en utilisant une approche semblable à celle propre aux autres options d'approvisionnement regroupés en matière d'économies énergétique. Le niveau maximal d'économies d'énergie et de puissance sur le marché pour les groupes de thermopompes est présenté dans les tableaux A5.11 et A5.12, respectivement.

Tableau A5.11 – Groupes des thermopompes – Économies d'énergie potentielles (GWh) maximales sur le marché jusqu'en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-HP1	ASHP – secteurs agricole et industriel	174	44
EE-HP2	ASHP – autres secteurs	149	628
EE-HP3	ASHP – secteur commercial	175	250
EE-HP4	ccASHP Agricultural Industrial Commercial	132	46
EE-HP5	ccASHP Other	186	447
EE-HP6	GSHP Agricultural Industrial	96	112
EE-HP7	GSHP Commercial	506	623
EE-HP8	GSHP Other	454	865
Total		1 872	3 015

Tableau A5.12 – Groupes des thermopompes – Économies de puissance (MW) potentielles maximales du marché jusqu'en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-HP1	ASHP – secteurs agricole et industriel	0	0
EE-HP2	ASHP – autres secteurs	0	0
EE-HP3	ASHP – secteur commercial	0	0
EE-HP4	ccASHP – secteurs agricole, industriel et commercial	0	0
EE-HP5	ccASHP – autres secteurs	0	0
EE-HP6	GSHP – secteurs agricole et industriel	43	52
EE-HP7	GSHP – secteur commercial	224	286
EE-HP8	GSHP – autres secteurs	201	397
Total		468	735

Résultats

Le fait d'inclure les thermopompes à air et les thermopompes géothermiques comme ressources sélectionnables n'entraîne aucun changement significatif à la composition du bouquet de ressources, ni pour les scénarios propres au Plan d'Efficacité Manitoba, ni pour les scénarios d'efficacité énergétique entièrement optimisés. Aucune thermopompe à air n'est sélectionnée dans l'un ou l'autre des quatre scénarios. Dans le scénario 4, les thermopompes géothermiques sélectionnées sont installées avant 2029, après quoi des options de production sont d'abord disponibles pour être élaborées en fonction de leur délai d'exécution. Le potentiel de la thermopompe géothermique sélectionnée dans le scénario 4 permet de réaliser des économies de pointe de 107 MW (figure A5.30). Comme il n'y a pas d'adoption substantielle des thermopompes géothermiques, cela donne à penser que les thermopompes ne sont pas aussi rentables que d'autres types de mesures d'efficacité énergétique ou d'autres options de ressources de production fondées sur les hypothèses de coût et de rendement utilisées pour cette analyse. Les scénarios indiqués par un astérisque (*) dans les chiffres comprennent le rajustement de la puissance complémentaire expliqué dans la section Méthodologie de l'Optimisation de l'efficacité énergétique.

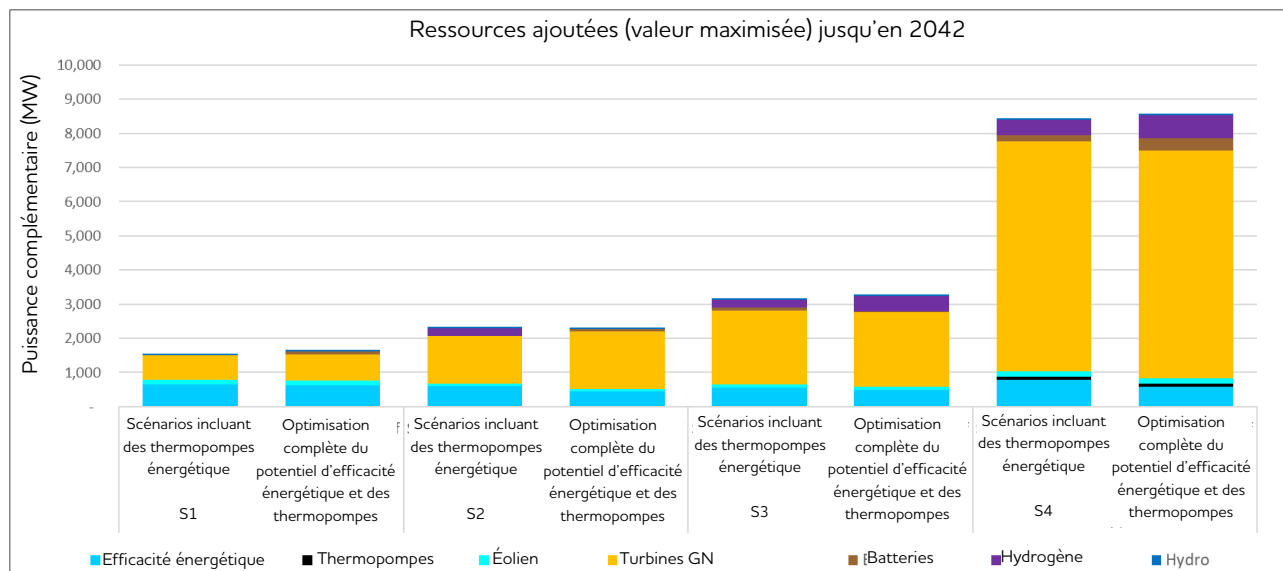


Figure A5.30 – Ressources ajoutées lorsqu'on inclut les thermopompes

Les thermopompes géothermiques (GSHP) sont relativement coûteuses comparativement à d'autres types d'options en matière de ressources, tant sur le plan du coût de l'énergie que de la puissance (figures A5.35 et A5.36). Pour cette raison, les GSHP ne sont généralement pas concurrentielles par rapport aux autres options de ressources et ne sont pas incluses dans la composition du bouquet de ressources. Le rendement et le coût des GSHP peuvent varier considérablement, et d'autres études sont nécessaires à l'avenir pour préciser les hypothèses.

Baisse du potentiel d'économies énergétiques du marché

Objectif

La présente sensibilité vise à explorer les changements dans la composition du bouquet de ressources d'approvisionnement en production, en utilisant un potentiel de marché plus faible pour des économies d'efficacité énergétique. Un potentiel de marché plus faible exclut les mesures d'efficacité énergétique à coût élevé et réduit les niveaux des mesures incitatives pour les clients.

Méthodologie

L'analyse des scénarios suppose que les économies d'énergie et de demande découlant du plan d'Efficacité Manitoba sont réalisées et que seul le potentiel d'économie d'énergie restant peut être sélectionné aux fins d'optimisation par rapport aux nouvelles options en matière de ressources. L'annexe 2 explique que trois niveaux de potentiel de marché ont été établis à partir d'une étude menée par un consultant et que les scénarios supposent le niveau d'économies de potentiel de marché maximal pour les scénarios. En se fondant sur la même étude du potentiel de marché menée pour Efficacité Manitoba, cette sensibilité évalue l'incidence de l'hypothèse du niveau accru d'économies potentielles de marché, qui réduit le coût total de l'efficacité énergétique d'une moyenne de 14 %. Chacun de ces scénarios de sensibilité comprend le potentiel d'économie d'énergie des thermopompes à air et des thermopompes géothermiques au niveau du potentiel de marché optimisé et accru. Les tableaux A5.13 et A5.14 énumèrent les économies d'efficacité énergétique potentielles accrues du marché pour les scénarios qui sont inférieures d'environ 30 % au potentiel du marché maximisé. Les tableaux A5.15 et A5.16 énumèrent le potentiel de marché des thermopompes de niveau accru pour les scénarios qui sont inférieurs aux économies d'énergie et de puissance potentielles du marché de niveau maximal (tableaux A5.11 et A5.12) d'environ 35 % et 55 %, respectivement.

Tableau A5.13 – Principaux groupes d'Efficacité énergétique – Économies d'énergie potentielles accrues (GWh) en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-M1	Éclairage commercial ²	304	319
EE-M2	Charge unique commerciale	433	816
EE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel	230	312
EE-M4	Clientèle industrielle	1 356	1 356
EE-M5	Éclairage non commercial ²	110	164
EE-M6	Chauffage et climatisation du secteur résidentiel	127	169
EE-M7	Charge unique non commerciale	726	933
Total		3 285	4 068

Tableau A5.14 – Principaux groupes d'efficacité énergétique – Économies de puissance (MW) potentielles accrues du marché jusqu'en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-M1	Éclairage commercial ²	52	42
EE-M2	Charge unique commerciale	55	104
EE-M3	Chauffage et climatisation du secteur non résidentiel	92	129
EE-M4	Clientèle industrielle	173	173
EE-M5	Éclairage non commercial ²	19	22
EE-M6	Chauffage et climatisation du secteur résidentiel	51	70
EE-M7	Charge unique non commerciale	93	119
Total		535	659

Tableau A5.15 – Groupes des thermopompes – Économies d'énergie potentielles (GWh) accrues jusqu'en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-HP1	ASHP – secteurs agricole et industriel	156	49
EE-HP2	ASHP – autres secteurs	148	441
EE-HP3	ASHP – secteur commercial	173	256
EE-HP4	ccASHP – secteurs agricole, industriel et commercial	122	43
EE-HP5	ccASHP – autres secteurs	171	423
EE-HP6	GSHP – secteurs agricole et industriel	26	32
EE-HP7	GSHP – secteur commercial	237	288
EE-HP8	GSHP – autres secteurs	234	347
Total		1 267	1 878

Tableau A5.16 – Groupes des thermopompes – Économies de puissance (MW) potentielles accrues du marché jusqu'en 2042

Groupe		Scénarios 1, 2, 3	Scénario 4
EE-HP1	ASHP – secteurs agricole et industriel	0	0
EE-HP2	ASHP – autres secteurs	0	0
EE-HP3	ASHP – secteur commercial	0	0
EE-HP4	ccASHP – secteurs agricole, industriel et commercial	0	0
EE-HP5	ccASHP – autres secteurs	0	0
EE-HP6	GSHP – secteurs agricole et industriel	11	15
EE-HP7	GSHP – secteur commercial	105	132
EE-HP8	GSHP – autres secteurs	104	159
Total		220	306

Résultats

Par rapport au niveau maximisé de potentiel de marché, le niveau accru de potentiel d'économies de marché entraîne généralement moins d'adoption de mesures d'efficacité énergétique et de thermopompes pour les sensibilités qui supposent que le plan d'Efficacité Manitoba est réalisé, ainsi que pour les cas d'économies d'énergie entièrement optimisées. En général, il y a de petits changements dans la sélection des ressources lorsqu'il y a plus ou moins de chaque ressource de production, selon le scénario de la PIR, comme le montre la figure A5.31.

Les figures A5.32 et A5.33 illustrent les raisons pour lesquelles moins d'efficacité énergétique a été choisie pour le niveau d'économies potentielles de marché par rapport au niveau maximisé. Bien que certaines mesures propres au niveau accru soient entièrement élaborées parce qu'elles sont rentables, il y a moins de possibilités d'économies d'énergie totales par rapport au niveau maximisé. Comme le montrent les figures A5.32 et A5.33, certains des principaux groupes d'efficacité énergétique ont un rendement énergétique moindre pour les scénarios entièrement optimisés parce que le plan d'Efficacité Manitoba suppose qu'il y a plus d'économies d'efficacité énergétique qu'il n'y a de potentiel de marché. Les économies d'énergie potentielles du marché sont indiquées par les lignes rouges pointillées.

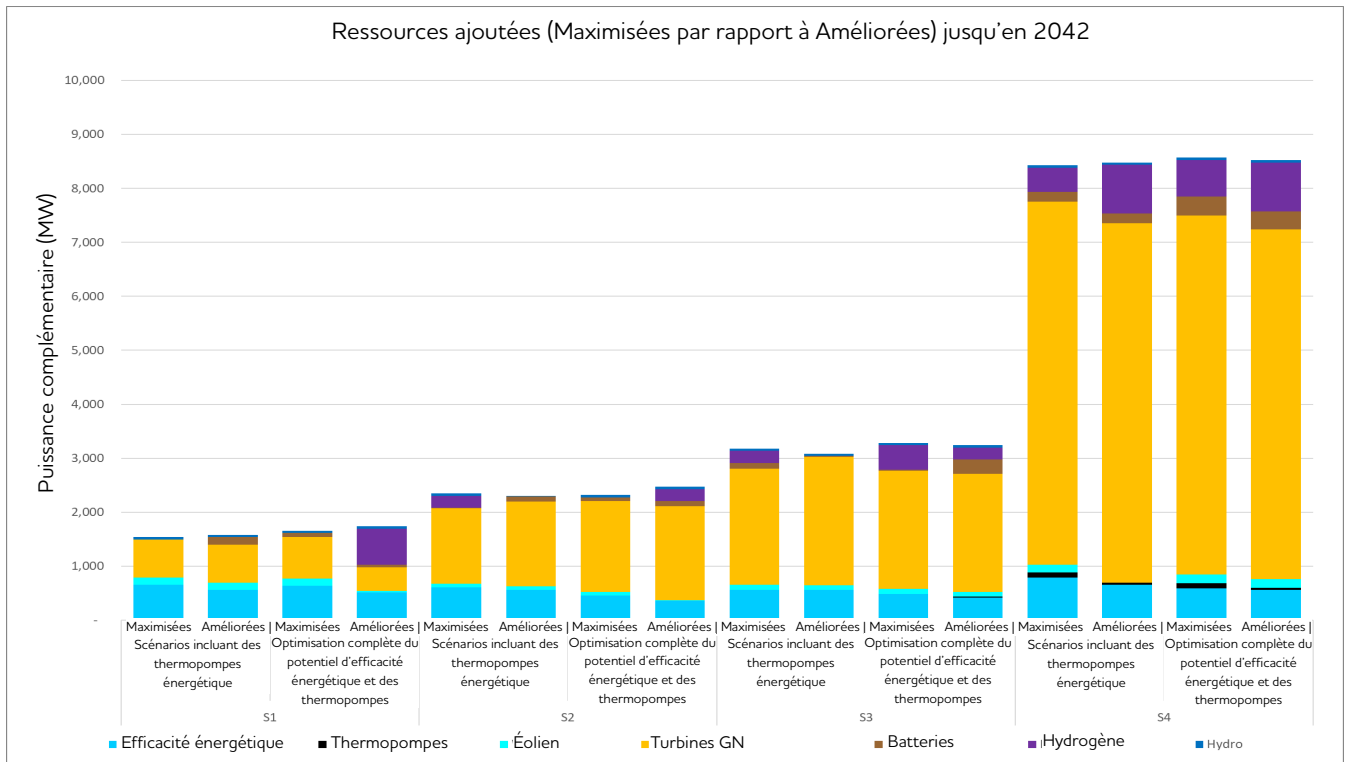


Figure A5.31 – Ressources ajoutées – Comparaison des niveaux d'efficacité énergétique maximisés et accrus

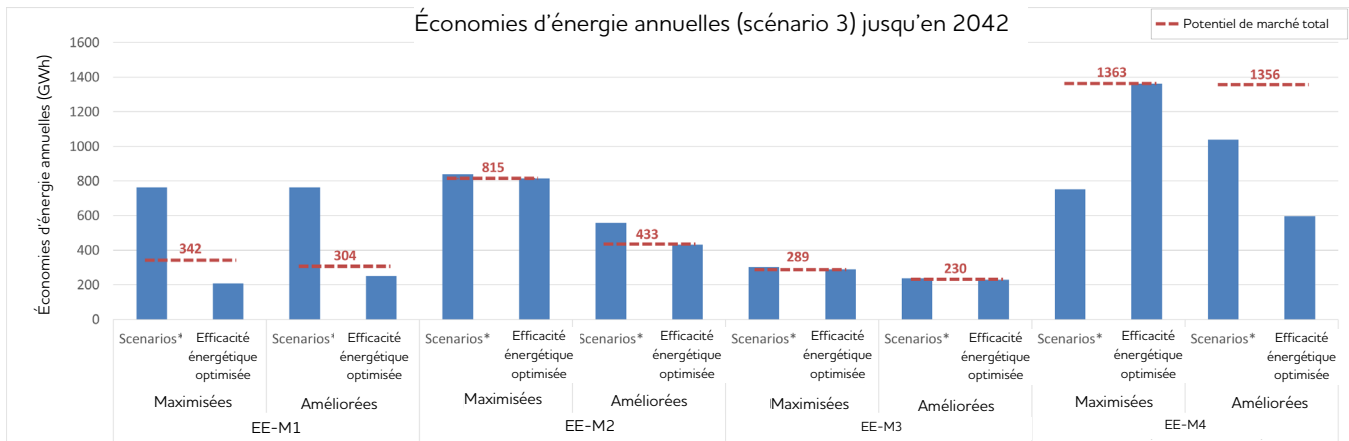


Figure A5.32 – Potentiel énergétique sélectionné (scénario 3)

Économies d'énergie annuelles (scénario 3) jusqu'en 2042

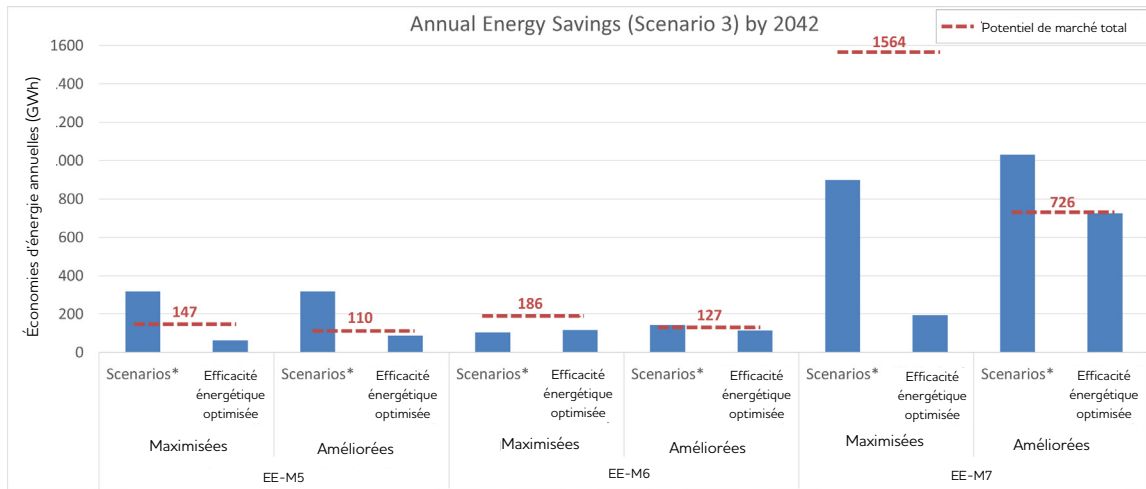


Figure A5.33 – Potentiel énergétique sélectionné (scénario 3)

La valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 est réduite jusqu'à concurrence de 1 % (530 M\$), si l'on tient compte des hypothèses du potentiel de marché accru lorsqu'on les compare aux hypothèses du potentiel de marché maximisé pour les scénarios classiques et les scénarios entièrement optimisés. En raison de la possibilité que les différences dans les coûts et les avantages soient attribuables à des différences dans la solution d'expansion de la puissance, et non seulement aux économies d'efficacité énergétique, une étude supplémentaire est nécessaire pour isoler le coût et l'incidence sur la valeur des économies d'efficacité énergétique.

Énergie solaire photovoltaïque distribuée

Objectif

Alors que les prévisions de la demande nette du scénario présumaient disposer d'une partie de l'énergie solaire photovoltaïque (PV) distribuée, la modélisation du scénario a révélé qu'aucune énergie solaire photovoltaïque distribuée supplémentaire n'est rentable. Cette sensibilité explore l'incidence de l'hypothèse d'une plus grande distribution de l'énergie solaire photovoltaïque dans les prévisions relatives à la demande nette du scénario 3.

Méthodologie

Les prévisions relatives à la demande pour le scénario 3 a été ajustée pour inclure deux fois la quantité d'énergie solaire photovoltaïque (PV) distribuée que l'on supposait avoir dans le scénario. Les prévisions relatives à la demande dans le scénario 3 comprend 573 MW générés par des panneaux solaires photovoltaïques distribués et installés d'ici 2042. Pour cette sensibilité, la quantité est doublée à 1146 MW sur la même période. Comme il est indiqué à l'annexe 3, on s'attend à ce que 75 % de l'énergie produite soit utilisée par le client et que 25 % soit revendue au réseau. Comme cette partie de l'énergie solaire photovoltaïque distribuée fait partie des prévisions globales relatives à la demande et n'est pas comprise dans le processus d'optimisation, aucun coût n'est attribué à l'énergie solaire photovoltaïque distribuée supplémentaire dans le modèle d'optimisation des ressources. De l'énergie PV distribuée additionnelle allant

au-delà du montant inclus dans les prévisions de la demande propre au scénario peuvent être sélectionnées dans le cadre du processus d'optimisation.

Résultats

Le fait de doubler l'énergie solaire photovoltaïque distribuée a entraîné toute une série de répercussions. La sélection des ressources éoliennes est augmentée, mais retardée d'un à six ans, les turbines à hydrogène ne sont plus sélectionnées, il y a des réductions mineures de l'efficacité énergétique et des augmentations mineures des turbines à gaz naturel. La figure A5.34 montre les ressources sélectionnées pour le scénario 3 et la sensibilité résultante par type de ressource en 2042. Étant donné que ce fait supposait, dans le scénario 3, que l'énergie solaire photovoltaïque distribuée telle que prévue était un ajout attendu au système existant, la puissance supplémentaire générée par l'énergie solaire installée n'est pas comprise dans la figure.

Comparativement au scénario 3, le retard dans l'ajout de nouvelles éoliennes au réseau a entraîné une augmentation de l'énergie provenant des turbines à gaz naturel et des importations et une réduction des exportations jusqu'à ce que de nouvelles éoliennes soient ajoutées. Après l'ajout de nouvelles éoliennes en 2040, l'énergie produite par les turbines à gaz naturel et les importations diminuent et les exportations augmentent. Le résultat net est un changement négligeable au niveau des émissions dues à la production et une diminution de 0,8 Mt des émissions annuelles découlant de la production régionale d'électricité d'ici 2042.

Le fait de doubler l'énergie solaire photovoltaïque distribuée entraîne une augmentation du coût net annuel du système en 2042 de 0,04 G\$ (1 %) et de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système à 2042 de 0,5 G\$ (1 %). Dans l'ensemble, ce fait n'a pas fourni de valeur mesurable, même si l'on tient compte de l'investissement important nécessaire pour la PV solaire distribuée supplémentaire, qui n'est pas incluse dans le coût net du système. Cela démontre que l'énergie solaire photovoltaïque distribuée réduit la consommation globale d'énergie, mais ne réduit pas sensiblement le coût associé à la fourniture d'énergie aux clients lorsque l'énergie solaire n'est pas disponible.

L'énergie solaire photovoltaïque distribuée a un coût total de ressources plus élevé que l'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle des services publics, qui n'a pas non plus été sélectionnée par le modèle.

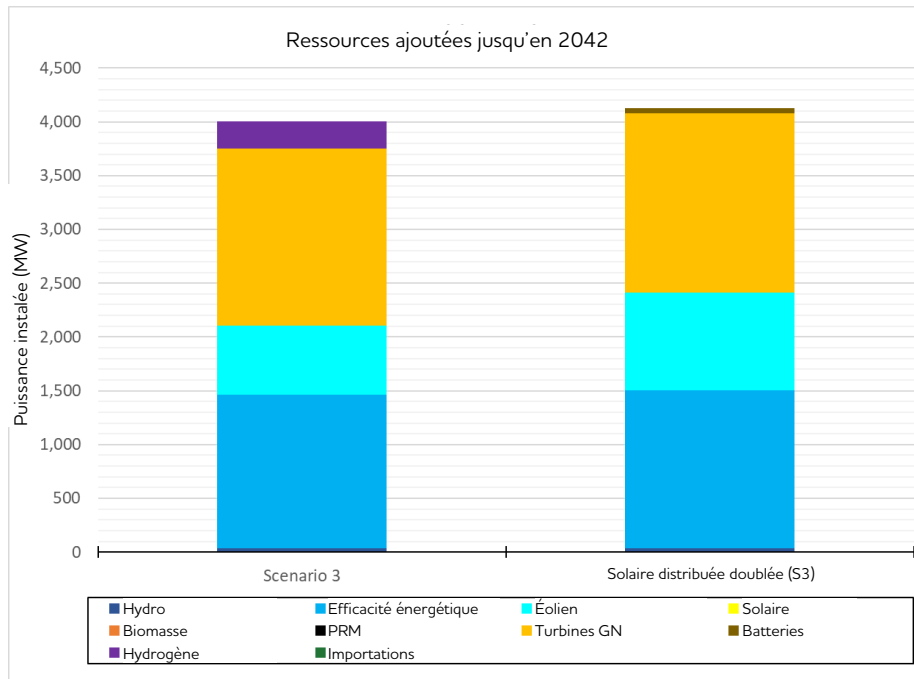


Figure A5.34 – Énergie solaire PV doublée – Ressources ajoutées jusqu'en 2042

Résumé de la comparaison des coûts propres aux sensibilités relatives à la demande

Les figures A5.35 et A5.36 montrent respectivement le coût actualisé de l'énergie et de la puissance et illustrent la différence de coût relative entre les options de ressources et l'incidence des différences de coût sur les ressources choisies. Les graphiques montrent une gamme de coûts pour chaque type de ressource qui reflète les différences de coûts au fil du temps, et dans le cas de l'efficacité énergétique, la gamme de coûts pour des mesures particulières. Les coûts découlent du fait de prendre tous les coûts des ressources et de les répartir sur toute l'énergie produite, ou sur toute la puissance fournie, pendant la durée de vie de la ressource. Les deux graphiques reflètent deux mesures de coûts distinctes et indépendantes qui permettent la comparaison des coûts sur une base unitaire, soit \$/MWh ou \$/kW-année. Annexe 2 – Nouvelles options de ressources, fournit une comparaison avec les ressources supplémentaires.

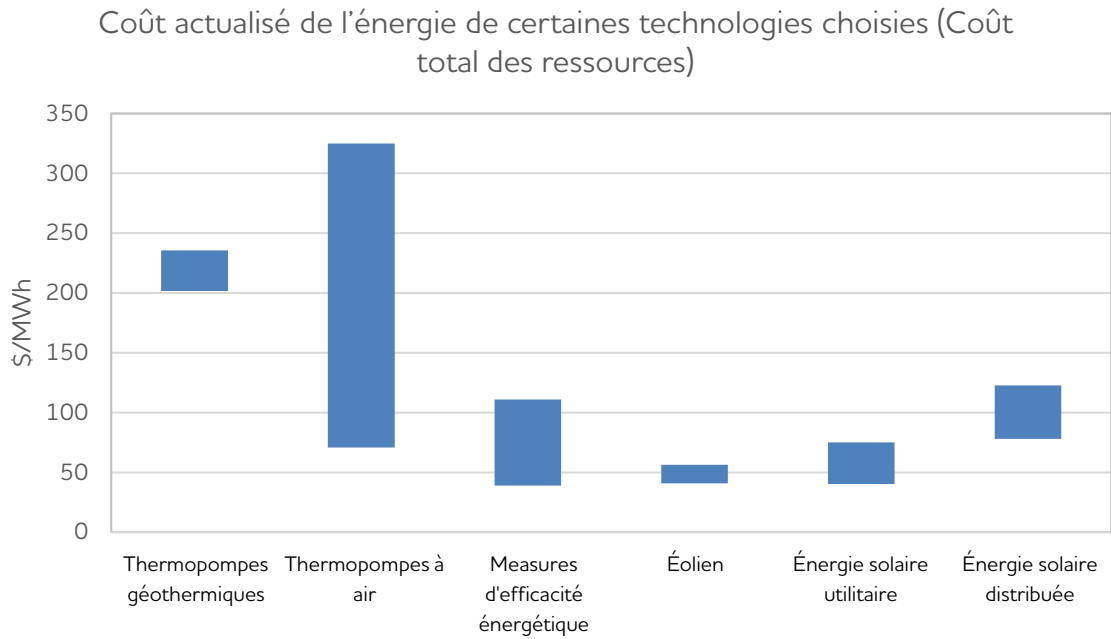


Figure A5.35 – Coût actualisé de l'énergie de certaines technologies choisies¹¹

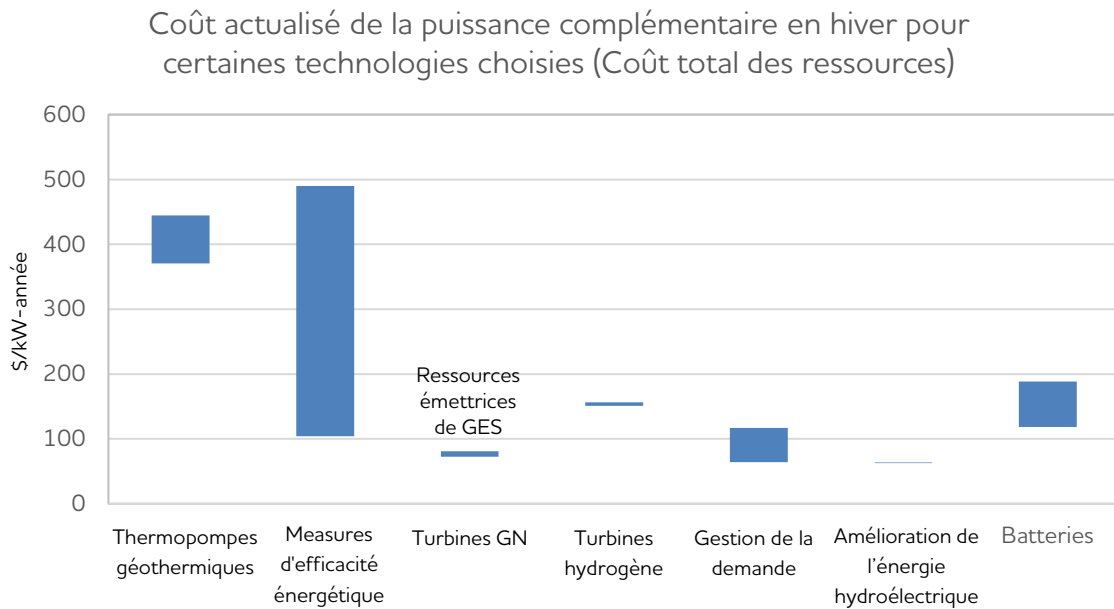


Figure A5.36 – Coût actualisé de la puissance complémentaire en hiver pour certaines technologies choisies¹²

¹¹ Les thermopompes solaires et à air ne sont pas incluses dans le tableau portant sur la puissance parce qu'elles ne fournissent pas de puissance complémentaire pour l'hiver. L'énergie éolienne figure dans le graphique sur l'énergie, mais pas dans le graphique sur la puissance, car en tant que ressource de puissance, ses coûts seraient très élevés par rapport aux autres options de ressources.

La figure A5.35 montre que l'énergie éolienne et l'énergie solaire à l'échelle des services publics sont des ressources énergétiques à faible coût comparables à des mesures d'efficacité énergétique à faible coût. Dans la section sur la sensibilité relative au bi-énergie, il a été démontré que le chauffage bi-énergie peut offrir de la valeur en tant que stratégie pour atténuer les coûts associés à l'électrification du chauffage des locaux tout en réduisant les émissions de GES. Bien que les thermopompes à air semblent coûteuses pour fournir de l'énergie, elles constituent un moyen peu coûteux pour décarboniser le chauffage des locaux lorsqu'elles sont jumelées au chauffage au gaz naturel, comparativement au chauffage à résistance électrique.

La figure A5.36 montre que la gestion de la demande de puissance, les améliorations apportées aux centrales hydroélectriques existantes et les turbines à gaz naturel sont des ressources à faible coût. La figure montre également que la partie inférieure des mesures d'efficacité énergétique a un coût de puissance qui n'est que légèrement plus élevé.

Les avantages des GHSP sont notamment d'être plus efficaces que le chauffage à résistance électrique, ce qui réduit les besoins en énergie et en puissance de pointe, et d'avoir des délais de mise en œuvre plus courts que les ressources de production à l'échelle des services publics. Cependant, ces chiffres montrent que les GHSP sont des ressources de puissance relativement coûteuses par rapport aux autres options.

La figure A5.36 ne comprend pas la production d'énergie solaire, car elle ne fournit de puissance hivernale, ce qui réduit sa valeur globale en tant qu'option de production de ressources et contribue à ce qu'elle ne figure dans aucun des bouquets de ressources pour aucun des scénarios. Les chiffres n'indiquent pas non plus la quantité totale de chaque type de ressource qui pourrait être mise en valeur; par exemple, une quantité limitée de la demande peut être réduite ou déplacée grâce à l'efficacité énergétique ou à la gestion de la demande de puissance, de sorte que ces ressources ont un potentiel moindre que les turbines à hydrogène.

3.4 Sensibilité relative aux prix de l'énergie et des interactions avec les marchés

Introduction

Le réseau hydroélectrique existant de Manitoba Hydro bénéficie d'un accès aux réseaux de production avoisinants et aux marchés connexes pour l'importation et l'exportation d'électricité. Ces interactions ont d'importantes répercussions économiques et régionales sur les émissions de GES découlant de la production d'électricité, notamment :

- a) améliorer la fiabilité en permettant les importations en période de sécheresse et en cas d'urgence (p. ex., perte temporaire de l'approvisionnement en raison de pannes d'équipement);
- b) accroître les revenus en permettant l'exportation de l'hydroélectricité excédentaire et l'importation de l'énergie du marché à des coûts inférieurs au coût des ressources thermiques disponibles au Manitoba;

- c) la capacité de réduire les émissions de GES découlant de la production d'électricité régionale en exportant de l'électricité (renouvelable) nette lorsque des surplus sont disponibles, ce qui réduit la production à partir de ressources à base de carburant sur les marchés autres que ceux du Manitoba.

Les sensibilités suivantes explorent les répercussions des prix à l'importation et à l'exportation et la capacité de sélection de nouvelles ressources, émissions et coûts :

- Importations réduites
- Bas prix du marché d'exportation et d'importation

Réduction des importations

Objectif

La disponibilité potentielle des importations du marché à l'avenir, ou la décision de moins compter sur le marché pour l'énergie fiable, peut avoir une incidence sur les besoins futurs en ressources. La présente sensibilité explore les répercussions de la réduction de l'énergie importée sur la sélection des ressources, les émissions de GES et les coûts.

Méthodologie

Pour cette sensibilité, la capacité d'importation du scénario 3 en provenance du marché des opérateurs de systèmes indépendants Midcontinental Independent System Operator (MISO) a été réduite de 50 % à partir de 2030, date à laquelle toutes les allocations pour l'utilisation des importations d'énergie fiable ont été éliminées. La disponibilité des exportations et les prix sont demeurés inchangés.

Résultats

Le fait de restreindre à 50 % la capacité d'importation et à 100 % les importations d'énergie fiable entraînent une réduction de 65 % des importations physiques d'ici 2042, comme le montre la figure A5.37. Cette énergie est remplacée par le quadruplement de la quantité d'énergie éolienne ajoutée au système d'ici 2042, comme le montre la figure A5.38. Bien que cela ajoute une quantité importante d'énergie éolienne, la nouvelle production d'énergie éolienne s'accompagne d'une puissance complémentaire relativement faible. Dans ce cas, la puissance garantie fournie par la nouvelle énergie éolienne n'a pas changé la quantité de nouvelles turbines à gaz naturel et à hydrogène nécessaires pour répondre aux besoins du système en matière de puissance. Toutefois, l'énergie produite par l'énergie éolienne supplémentaire s'est traduite par un surplus d'énergie et le doublement des possibilités d'exportation en 2042. La figure A5.43 présente les nouveaux ajouts de ressources pour la réduction de la sensibilité aux importations.

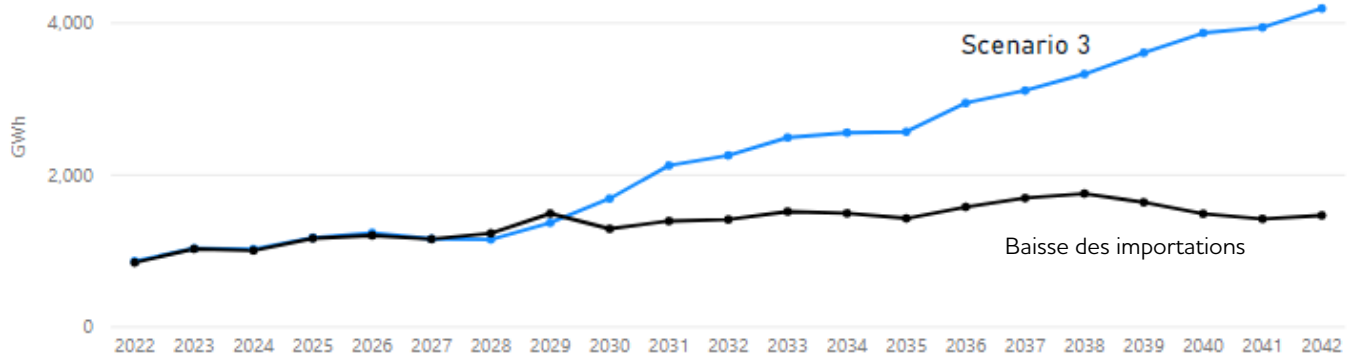


Figure A5.37 – Réduction de la sensibilité relative aux importations – Importations moyennes d'énergie par année

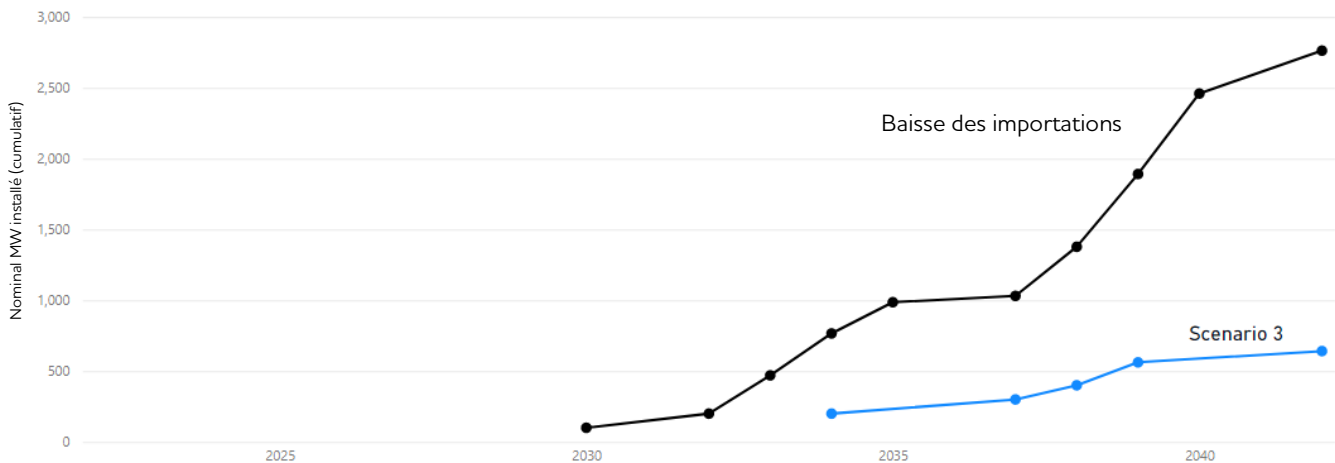


Figure A5.38 – Réduction de la sensibilité relative aux importations –Quantité en MW nominale cumulative d'énergie éolienne installée par année

Le coût différentiel de la réduction de la capacité d'importation de Manitoba Hydro et de l'élimination de toute énergie fiable des importations est de 1,1 milliard de dollars en valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'en 2042 (figure A5.44). L'impact direct de l'énergie éolienne supplémentaire est représenté par une augmentation du coût cumulatif en valeur actualisée de 1,3 G\$, avec une augmentation compensatoire des recettes d'exportation de 0,5 G\$. Avec l'ajout d'une plus grande quantité d'énergie éolienne dans le réseau et les changements connexes apportés à la sélection des ressources, les émissions produites par Manitoba Hydro diminuent de 31 % en 2042 par rapport au scénario 3. L'augmentation des exportations et la diminution des importations entraînent une augmentation des émissions de GES évitées sur les marchés extérieurs.

Bas prix du marché d'exportation et d'importation

Objectif

L'évolution du paysage énergétique entraîne une certaine incertitude dans les prévisions à long terme du prix de l'électricité sur le marché de MISO. Il existe un certain risque que le prix du marché pour l'énergie exportée et importée soit inférieur à ce qui est supposé dans les scénarios. La présente sensibilité explore l'incidence de la baisse des prix des marchés d'exportation et d'importation sur la sélection de nouvelles ressources, les émissions et les coûts.

Méthodologie

Afin de déterminer l'incidence qui découle de la baisse des prix des marchés d'exportation et d'importation, le prix annuel moyen à l'importation et à l'exportation a été ramené à 5 \$/MWh, ce qui est supérieur au coût des redevances hydrauliques pour la production hydroélectrique, mais nettement inférieur aux prix du marché prévus. Les prix du marché varient selon l'année, le mois et le bloc, comme il est décrit plus en détail à l'annexe 4. L'application de la relation entre les prix annuels moyens et les prix du bloc peut entraîner dans certains cas des prix d'opportunité à l'exportation négatifs au niveau du bloc, et dans ces cas, les prix à l'exportation et à l'importation ont été fixés à 0 \$/MWh. L'établissement des prix à l'importation à 0 \$/MWh dans ces cas maintient un certain degré d'uniformité entre les prix à l'exportation et les prix sur le marché de l'importation.

Résultats

Des prix d'exportation moins attractifs modifient les modèles de production hydroélectrique du système, l'arbitrage du marché (voir Interconnexions en annexe 1) devenant moins économique. Cela se traduit par une diminution de la production globale d'énergie hydroélectrique, avec une baisse de 10 % d'ici 2042. Cet effet est accentué par la disponibilité de 0 \$/MWh d'importations, ce qui atténue davantage le signal économique qui pousse le système de production hydroélectrique à produire plus d'énergie. La variation de la production hydroélectrique est illustrée à la figure A5.39, la variation des exportations, à la figure A5.40, et la variation des importations, à la figure A5.41.

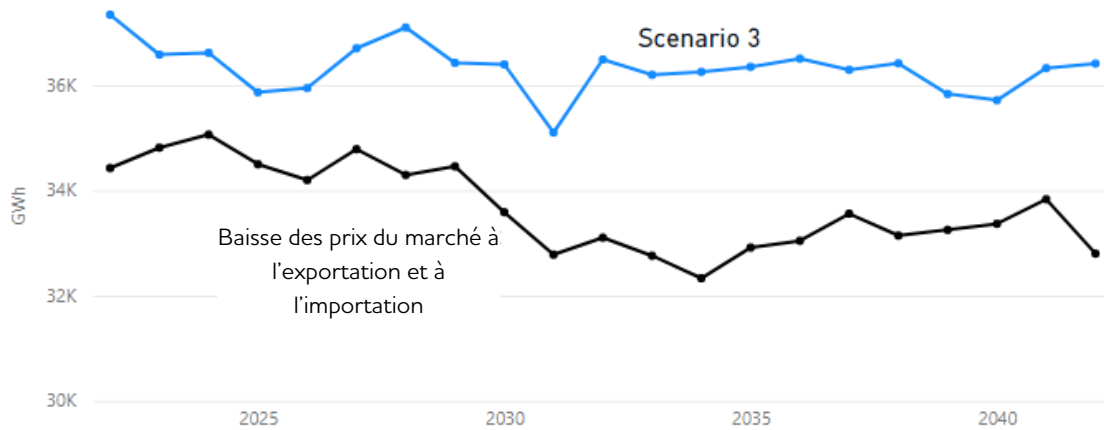


Figure A5.39 – Bas prix du marché d'exportation et d'importation – Moyenne annuelle de l'énergie produite par l'hydroélectricité

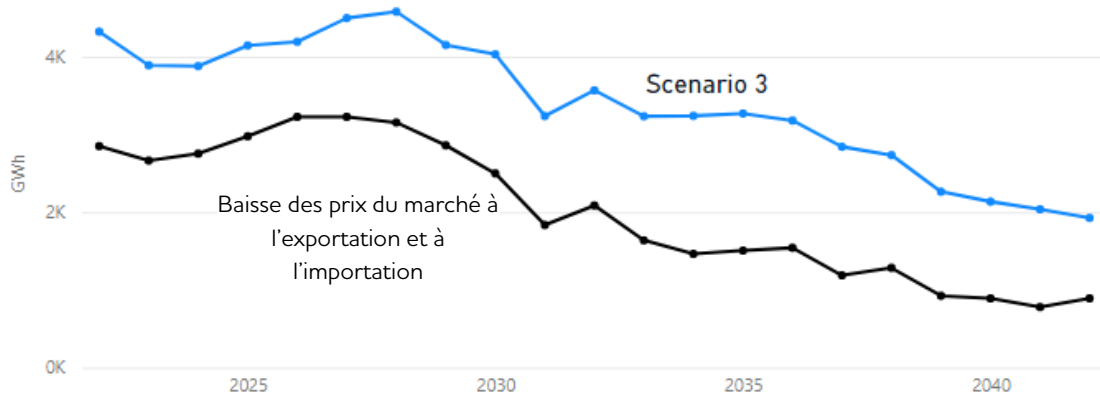


Figure A5.40 – Bas prix du marché d'exportation et d'importation – Moyenne annuelle relative aux opportunités d'exportation

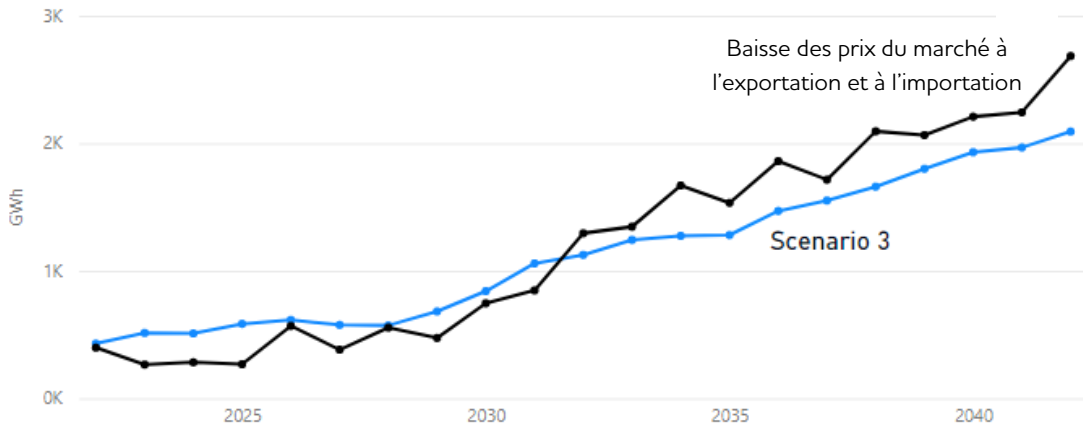
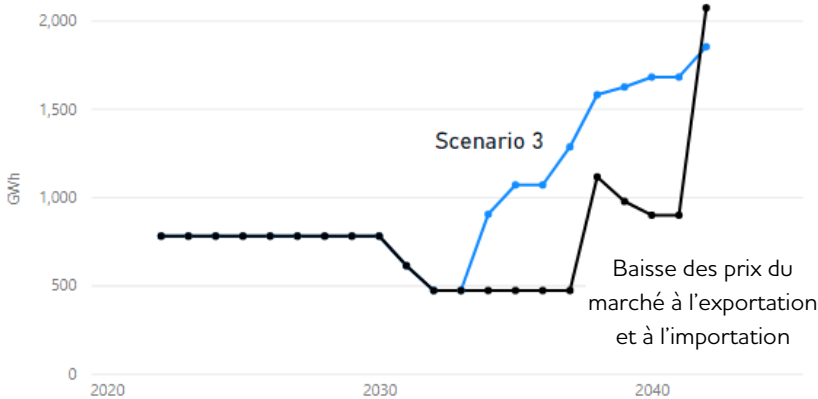


Figure A5.41 – Bas prix du marché d’exportation et d’importation – Moyenne annuelle des importations d’énergie

L’augmentation des volumes d’énergie importés et la réduction des exportations retardent également l’ajout de nouvelles ressources éoliennes. Le premier ajout de nouvelles éoliennes est retardé de quatre ans et la plupart des nouvelles éoliennes sont introduites au cours de la dernière année de l’étude. Le total des nouvelles éoliennes en 2042 augmente de 32 %, mais la quantité cumulative d’énergie éolienne fournie au système tout au long de l’étude est réduite de 23 % par rapport au scénario 3, comme démontré dans la figure A5.42.

Énergie éolienne annuelle



Énergie éolienne cumulative jusqu’en 2042

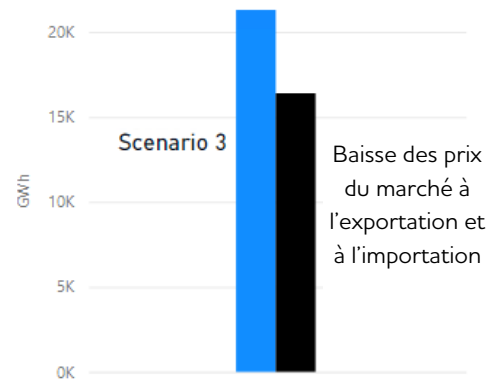


Figure A5.42 – Bas prix du marché d’exportation et d’importation – Moyenne de l’énergie éolienne (annuelle et cumulative jusqu’en 2042)

Les faibles prix à l’exportation et à l’importation est un facteur qui augmente les émissions de GES découlant de la production d’électricité au Manitoba. Étant donné la diminution de la production hydroélectrique, le déploiement des turbines à gaz naturel augmente tout au long de la période visée par l’étude, ce qui se traduit par une augmentation de 0,1 Mt des émissions provinciales de GES dues à la production d’électricité en 2042 (comparativement au scénario 3). Avec une réduction des exportations d’énergie et une augmentation des importations d’énergie, les émissions régionales de GES évitées par les activités de marché de Manitoba Hydro augmentent également de 1,9 Mt.

En raison de la baisse des prix à l'exportation, le volume des exportations d'opportunité diminue de 54 % à la fin de la période d'étude. La réduction des volumes et de la valeur des exportations est le principal moteur de l'augmentation de 2,0 G\$ (4 %) de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 pour cette sensibilité.

Les ajouts de nouvelles ressources d'ici 2042 sont résumés à la figure A5.43, tandis que les émissions annuelles moyennes de GES en 2042 et les coûts annuels nets moyens du système en 2042 sont résumés à la figure A5.44 dans la section Sommaire suivante.

Résumé

Les interactions du marché dépendent de l'accès de Manitoba Hydro aux marchés externes de l'électricité et du prix de l'énergie sur ces marchés. Les deux aspects ont été étudiés selon différentes sensibilités.

Les résultats de la sensibilité ont confirmé que l'accès aux marchés externes et les prévisions relatives aux prix du marché ont une incidence sur la quantité, le type et le moment des nouvelles ressources de production, ce qui a des répercussions importantes sur la nouvelle production éolienne. Collectivement, les résultats de sensibilité ont confirmé que l'importance des interconnexions avec les marchés à l'extérieur du Manitoba se poursuivra, car les importations constituent une ressource énergétique importante et économique pour Manitoba Hydro. Cependant, les plans d'expansion comportant d'importants volumes d'importation ou d'exportation d'énergie ont accru l'exposition au risque de prix du marché et de disponibilité.

La figure A5.43 compare les ajouts de ressources d'ici 2042 en fonction de la puissance installée pour toutes les sensibilités. La figure A5.44 compare les émissions annuelles et les coûts en 2042.

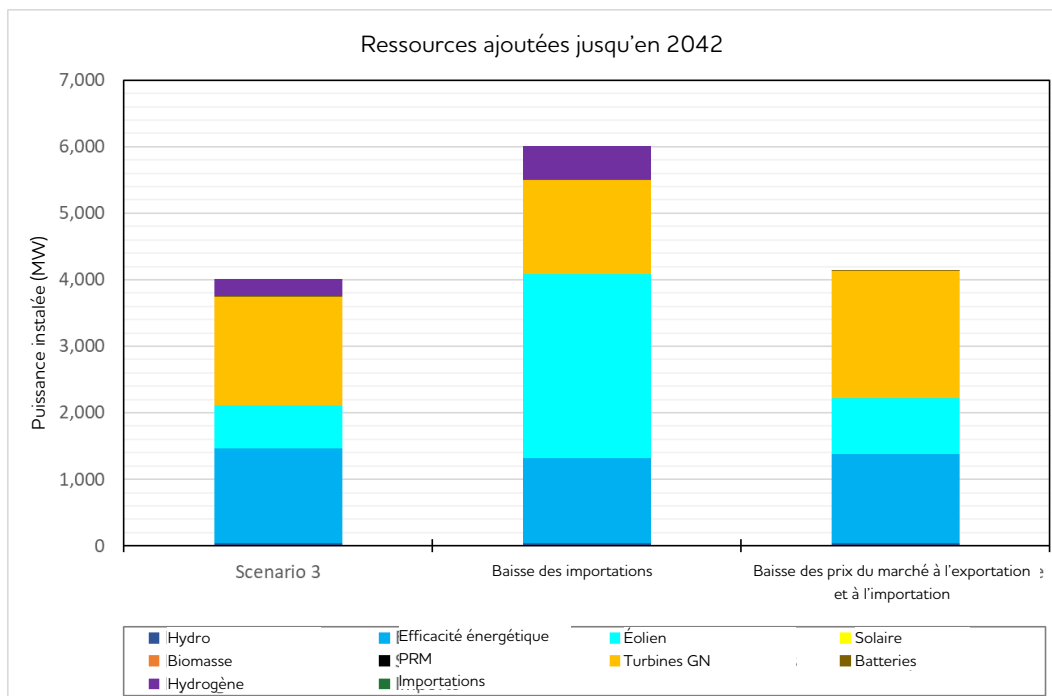


Figure A5.43 – Prix de l'énergie et interactions avec les marchés – Ressources ajoutées jusqu'en 2042

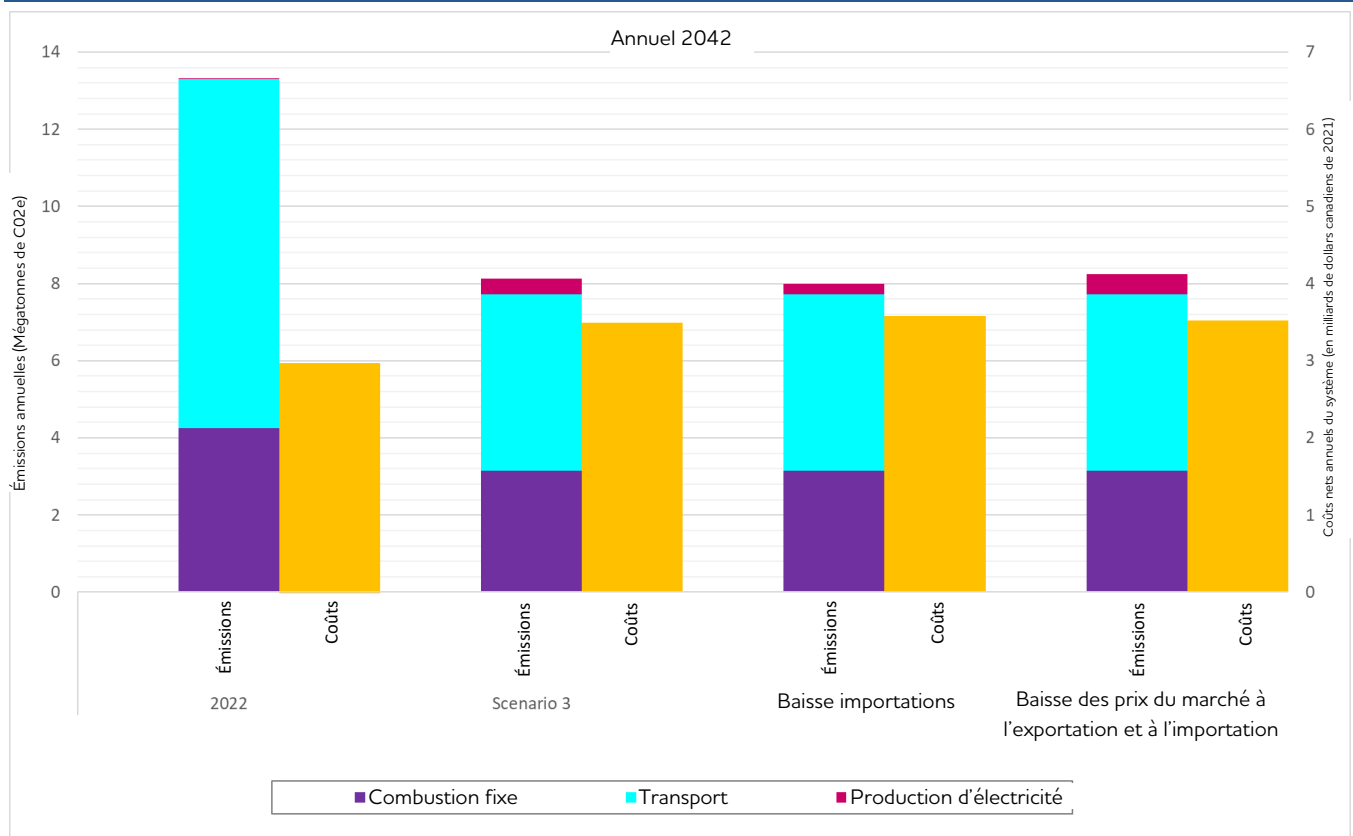


Figure A5.44 – Prix de l'énergie et interactions avec les marchés – Émissions et coûts annuels pour 2042

Le tableau A5.17 présente un résumé des constatations découlant de la réduction de la sensibilité relative aux importations. La réduction de la capacité d'importation s'est traduite par une augmentation du nombre de nouvelles éoliennes ajoutées au système, l'énergie éolienne servant à remplacer l'énergie fiable importée. L'augmentation de la production éolienne s'est également traduite par une augmentation des exportations et une réduction des émissions produites par Manitoba Hydro et par la production régionale. Les coûts nets annuels du réseau de 2042 et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'à l'augmentation de 2042, étant donné que l'augmentation des revenus nets provenant de l'exploitation du réseau est annulée par l'augmentation des coûts liés à la construction de nouvelles éoliennes.

Tableau A5.17 – Résumé des interactions avec les marchés – Accès au marché

Description	Incidence	Énergie éolienne choisie (MW)	Coûts nets annuels du système en 2042 (G\$)	Énergie PV cumulative des coûts nets du système (G\$)
Réduction des importations	Pas d'énergie fiable accréditée à l'importation. Les opportunités d'importation d'énergie sont réduites de 50 %.	+2 100	+0,1	+1,1

Les répercussions sur les prix du marché ont été examinées en étudiant une sensibilité relative aux prix à l'exportation et aux prix à l'importation réduits. Le tableau A5.18 résume les constatations découlant de la faible sensibilité relative aux prix des marchés d'exportation et d'importation. Dans cette sensibilité, les impacts suivants ont été observés : l'énergie éolienne est toujours sélectionnée, mais elle est ajoutée au système plus tard dans l'étude, une réduction de l'utilisation des ressources de production hydroélectrique pour l'arbitrage du marché a été observée, et les importations à moindre coût font concurrence à l'énergie éolienne jusqu'à une période ultérieure comprise dans l'étude. Lorsque les importations atteignent 0 \$/MWh, la production hydroélectrique peut être réduite, et un déversement peut se produire, comme c'est le cas lorsqu'il est moins coûteux d'importer de l'énergie plutôt que de produire de l'hydroélectricité et d'engager des coûts en redevances hydrauliques. Cependant, l'effet net des faibles coûts d'exportation et d'importation a été une augmentation de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042, car les recettes d'exportation d'opportunité ont été considérablement réduites. En 2042, il n'y a eu aucun changement dans les coûts annuels nets du réseau. Les émissions de Manitoba Hydro ont également augmenté dans cette sensibilité.

Tableau A5.18 – Résumé des interactions avec les marchés – Prix du marché

Description	Incidence	Énergie éolienne choisie (MW)	Coûts nets annuels du système en 2042 (G\$)	Énergie PV cumulative des coûts nets du système (G\$)
Faibles prix à l'exportation et à l'importation	Les prix annuels moyens à l'exportation sont réduits à 5 \$/MWh, les prix à l'importation s'approchant de 0 \$/MWh avec les prix à l'exportation, mais demeurent autrement inchangés.	+203	+0,0	+2,0

De nombreux facteurs influent sur les volumes d'exportation et d'importation. Dans les scénarios 1, 2, 3 et 4, à mesure que la demande du Manitoba augmente au fil du temps, de nouvelles ressources sont nécessaires et une plus grande quantité d'énergie excédentaire, qui était auparavant exportée, est consommée au Manitoba. Cependant, la réduction des importations et les faibles prix à l'exportation et à l'importation montrent que les volumes d'importations et d'exportations sont également touchés par d'autres facteurs, y compris la capacité d'interconnexion physique et les prix du marché. La composition de l'offre de production d'une ressource donnée est influencée par ces facteurs, et le système qui en résulte est exploité de façon à ce que les interactions avec le marché procurent le plus d'avantages économiques possibles.

3.5 Sensibilités relatives à d'autres aspects

Des sensibilités relatives à d'autres aspects ont été étudiées pour explorer des questions ou des ressources particulières :

- Changements climatiques
- Tarifs provinciaux
- Nouvelles centrales hydroélectriques

- Énergie éolienne
- Énergie solaire photovoltaïque – Échelle des services publics
- Véhicules électriques

Changements climatiques

Objectif

Les changements climatiques pourraient avoir des répercussions sur le Manitoba en raison de leurs effets sur l'approvisionnement en eau utilisée pour produire de l'hydroélectricité et de leurs effets sur la demande de puissance et d'énergie. L'objectif de cette sensibilité est d'explorer un éventail d'effets potentiels découlant des changements climatiques sur le choix des ressources, les émissions de GES et les coûts.

Méthodologie

Les sensibilités relatives aux changements climatiques qui ont été analysées ont été choisies de manière à refléter une gamme représentative des variations possibles au niveau du débit d'énergie et de la demande d'énergie électrique. Les répercussions des changements climatiques propres à Manitoba Hydro ont été déterminées au moyen d'une analyse et d'une modélisation qui reposaient sur des prévisions relatives à la température et aux précipitations dérivées des modèles climatiques mondiaux (MCM) déterminés par divers scénarios d'émissions de GES futurs (connus sous le nom de Trajectoires représentatives de concentration [RCP]).

Les variations de la demande d'électricité ont été déterminées à partir d'un ensemble de 47 simulations à biais corrigés, dérivées des MCM et des données en matière de température disponibles à l'échelle quotidienne. À l'aide de méthodes compatibles avec les prévisions relatives à la demande du scénario 3, on a combiné les températures quotidiennes avec les coefficients d'effet des conditions météorologiques pour calculer l'effet des conditions météorologiques normales sur l'énergie et la demande de pointe en fonction de périodes mobiles de 25 ans. L'effet différentiel des conditions météorologiques entre la période d'étude (p. ex., 2018 à 2042 pour l'année d'étude 2042) et la période de référence (1996 à 2020) a été appliqué prévisions relatives à la demande du scénario 3, et l'énergie prévue et les demandes de pointe qui en ont découlé ont ensuite été déclarées à l'échelle mensuelle. Les aspects de cette méthodologie sont décrits plus en détail dans le rapport de 2015 de Manitoba Hydro intitulé « Projected Climate Change Impacts on Energy and Peak Demand in Manitoba »¹² (Répercussions prévues des changements climatiques sur l'énergie et la demande de pointe au Manitoba [en anglais seulement])

Pour les évaluations de la demande de pointe, une approche fondée sur des quantiles est utilisée pour reconnaître que la demande de pointe peut ne pas toujours se produire pendant la période de température quotidienne maximale ou minimale absolue.

Les modifications des futurs débits sont dérivées d'une chaîne de modélisation qui commence par les données sur la température et les précipitations provenant de 40 simulations dérivées des MCM. Les

¹²


https://www.researchgate.net/publication/372459779_PROJECTED_CLIMATE_CHANGE_IMPACTS_ON_ENERGY_AND_PEAK_DEMAND_IN_MANITOBA

changements simulés par les MCM de la température mensuelle et des précipitations sont fondés sur les différences entre une période de référence (1981 à 2010) et une période future (2040 à 2069). Ces changements sont utilisés pour ajuster un ensemble de données de référence sur les températures et précipitations maillées, afin de créer des scénarios climatiques futurs maillés. Ces scénarios climatiques futurs sont ensuite utilisés pour produire des modèles hydrologiques étalonnés et validés afin de produire des scénarios de débits futurs, qui sont ensuite traités de manière à rajuster l'ensemble de données de référence sur le débit de Manitoba Hydro (connu sous le nom de Données sur le débit à long terme). De plus amples renseignements sur les scénarios climatiques futurs, les modèles hydrologiques et le processus d'ajustement des données de débit à long terme se trouvent dans le Rapport sur les changements climatiques 2020 de Manitoba Hydro¹³ et dans le Guide sur l'intégration des données climatiques dans la production d'énergie pour la modélisation de la valeur, Ouranos 2020¹⁴.

Tous les débits touchés par les changements climatiques élaborés pour cette analyse sont fondés sur les différences entre la période de référence (1981 à 2010) et la période à venir (2040 à 2069), et ces débits sont appliqués à chaque année de la période d'étude. Il n'y a pas de transition par rapport à l'enregistrement non ajusté des Données sur le débit à long terme (les débits normalisés utilisés pour tous les autres scénarios et sensibilités dans le cadre de la PIR) à mesure que l'étude progresse. Cette approche peut surestimer les répercussions des changements climatiques à court terme, mais reflète de façon appropriée les conditions et les exigences du système vers la fin de l'étude.

Une analyse en grappes a été effectuée pour déterminer cinq simulations dérivées des MCM qui échantillonnent un large éventail d'incertitudes relatives à la production annuelle moyenne d'énergie et à la demande moyenne d'énergie en hiver découlant de l'ensemble des simulations des MCM. Les cinq simulations MCM sélectionnées sont répertoriées dans le tableau A5.19, ainsi que leur nom de sensibilité correspondant. CC 3 représente la prévision médiane identifiée lors de l'analyse en grappes. Il est à noter que les répercussions des changements climatiques sur la production d'énergie éolienne et solaire n'ont pas été prises en compte dans ces sensibilités.

Tableau A5.19 – Nom des MCM et scénarios relatifs aux émissions

Nom de la sensibilité	Simulation MCM (Nom du modèle et scénario relatif aux émissions)	Débits
CC 1	MRI-CGCM3 rcp85	Le plus élevé  Le moins élevé
CC 2	GFDL-ESM2G rcp85	
CC 3	CSIRO-Mk3.6.0 rcp85	
CC 4	MIROC-ESM rcp85	
CC 5	BNU-ESM rcp45	

¹³ https://www.hydro.mb.ca/environment/pdf/climate_change_report_2020.pdf

¹⁴ https://www.hydro.mb.ca/environment/pdf/climate_change_report_2020.pdf

Les sensibilités sélectionnées (CC 1 à CC 5 à la figure A5.45) s'étendent à la fois en augmentant et en diminuant les débits annuels, mais ont constamment réduit la demande d'énergie en hiver et la puissance de pointe, car les températures plus élevées en hiver réduisent les besoins en termes de chauffage des locaux. Au cours de l'été, on observe de faibles réductions globales de la demande d'énergie, mais l'augmentation des températures estivales se traduit par une augmentation de la demande de pointe en raison des charges plus importantes des climatiseurs pendant les journées chaudes. La demande d'énergie en été diminue avec le réchauffement de la planète parce que l'analyse ne tient compte que de deux saisons : l'été et l'hiver. Les mois d'été vont d'avril à septembre. La réduction des besoins en chauffage pendant les mois intermédiaires (printemps et automne) a une plus grande incidence sur la demande d'énergie que l'utilisation accrue de la climatisation pendant les mois de pointe de juillet et d'août.

La figure A5.45 montre l'éventail des répercussions des cinq modèles de changements climatiques sur le débit annuel moyen (approvisionnement en eau) et sur la demande de pointe et la demande d'énergie, comparativement au scénario 3. Bien que les degrés variables d'augmentation et de diminution des débits annuels moyens soient pris en compte par les sensibilités relatives aux changements climatiques, l'analyse des 40 simulations des MCM indique un avenir légèrement plus humide en moyenne. Les répercussions des changements climatiques sur la demande devraient être modestes.

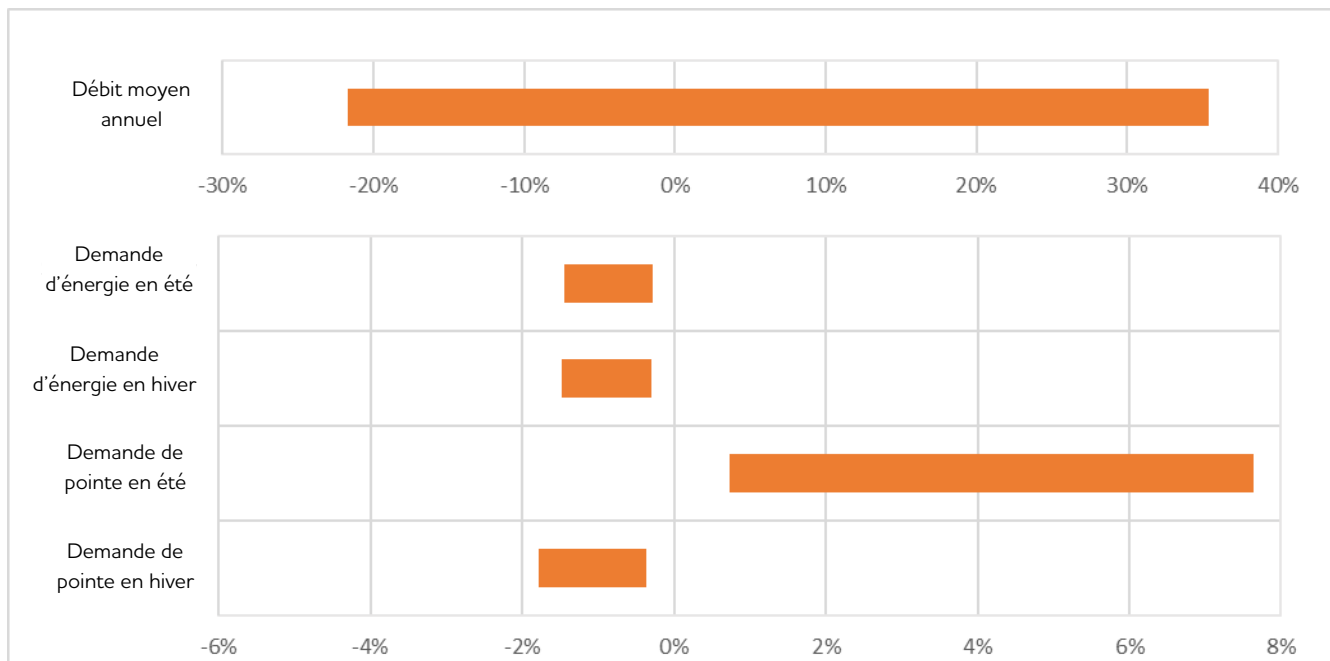


Figure A5.45 – Répercussions possibles des changements climatiques sur l'approvisionnement en eau et la demande d'électricité

(Remarque : La période de demande d'énergie en hiver s'étend d'octobre à mars, tandis que la période de demande d'énergie en été s'étend d'avril à septembre. La demande de pointe hivernale est définie comme la demande de pointe mensuelle la plus élevée durant les mois de décembre, janvier et février, tandis que la demande de pointe estivale est définie comme la demande de pointe mensuelle la plus élevée durant les mois de juin, juillet et août.)

Résultats

La figure A5.46 présente l'éventail des ressources ajoutées pour les sensibilités. Comparativement au scénario 3, on peut faire toute une série d'observations. Certaines sensibilités relatives aux changements climatiques sélectionnent une quantité similaire d'énergie éolienne, tandis que d'autres ne sélectionnent pas cette énergie. Certaines sensibilités relatives aux changements climatiques choisissent une plus grande efficacité énergétique, d'autres moins, tandis que d'autres affichaient peu de changements, mais les différences n'étaient pas importantes. Certaines sensibilités sélectionnent une quantité semblable de turbines à gaz naturel, tandis que d'autres choisissent surtout des turbines à gaz naturel. Certaines sensibilités font un choix timide de turbines à hydrogène, tandis que d'autres en choisissent des quantités importantes.

Les résultats des cinq scénarios relatifs aux changements climatiques indiquent un large éventail d'incidences sur l'ampleur des ressources sélectionnées. Il est à noter que le type de ressources sélectionné ne change pas et que d'autres options de ressources ne s'affichent pas.

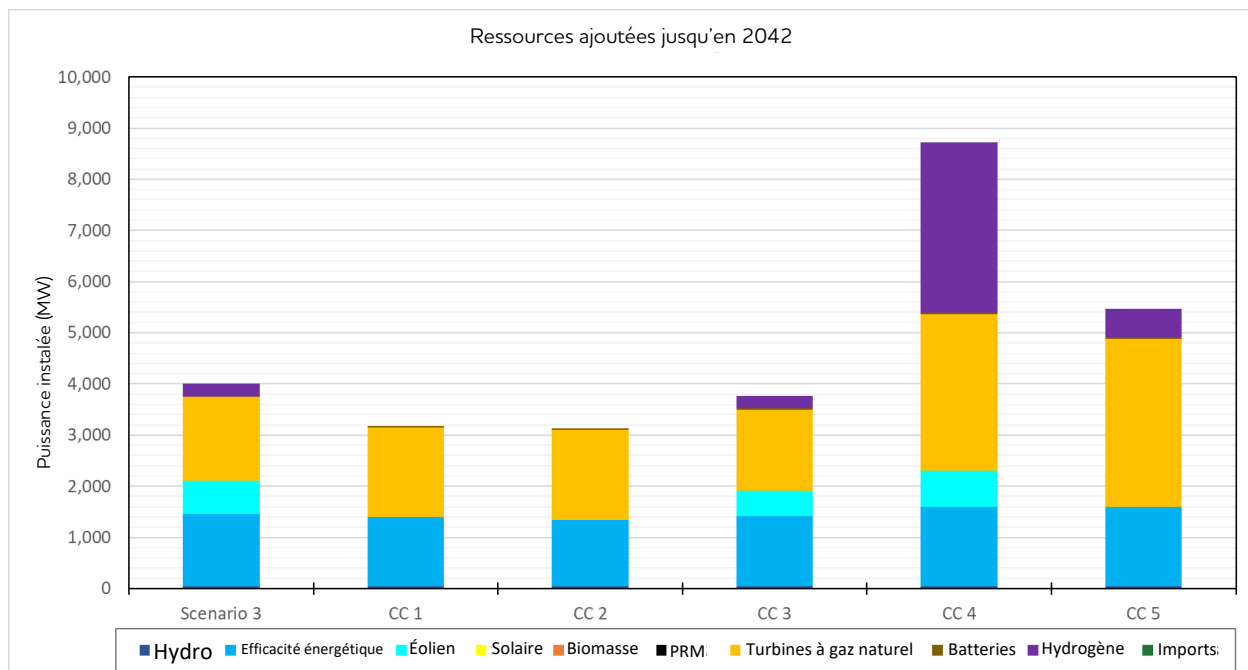


Figure A5.46 – Changements climatiques – Ressources ajoutées jusqu'en 2042

La figure A5.47 illustre les relations distinctes établies entre les débits, la production d'énergie et l'activité du marché touchées par les changements climatiques. À mesure que les débits diminuent, les opportunités d'exportation et de production hydroélectrique diminuent et les importations augmentent. Comme le montrent les CC 3, CC 4 et CC 5, on a observé des augmentations au niveau de la puissance des turbines à gaz naturel et leur répartition dans des conditions de débit plus basses, ainsi que des niveaux variables d'ajouts de turbines à hydrogène (illustrés aux figures A5.47 et A5.48), où les turbines à hydrogène ont une énergie annuelle nette négative, comme le montre la figure A5.48. Le CC 4 affiche moins de débit de système que le CC 3, ce qui se traduit par l'installation et la mise en service de turbines à gaz naturel plus fréquentes à mesure que la production d'énergie hydroélectrique diminue, et par une plus grande valeur

des turbines à hydrogène pour leur capacité à transférer l'énergie de l'été à l'hiver. La sensibilité CC 5 présente les débits les plus faibles, ce qui entraîne un changement dans les tendances opérationnelles du réservoir. Différentes stratégies de gestion de l'eau sont utilisées dans le CC 5 pour éviter les déficits énergétiques, ce qui entraîne des changements correspondants aux coûts d'exploitation. Ce changement dans l'exploitation des réservoirs influence les ajouts de ressources pour cette sensibilité, notamment le choix de l'hydrogène et des éoliennes.

Les résultats pour les CC 4 et CC 5 ont un niveau de confiance inférieur à ceux propres aux CC 1, CC 2 et CC 3, et ne fournissent que des indications générales de ce à quoi les portefeuilles de ressources pourraient ressembler dans les conditions modélisées. Les débits inférieurs contenus dans les CC 4 et CC 5 mettent l'accent sur la capacité du modèle d'établissement des coûts de production à trouver des solutions viables qui respectent les limites de fonctionnement des modèles. Cela influe sur les résultats finaux et réduit la précision de l'optimisation. Il est donc nécessaire de mener des recherches plus poussées sur les sensibilités relatives aux débits inférieurs.

Les répercussions d'un débit plus élevé sur les turbines à gaz naturel et les éoliennes sont moins clairement définies. Le système actuel dominé par l'hydroélectricité peut produire plus d'énergie en moyenne, et l'optimisation de la sélection des ressources est moins limitée par sa capacité à répondre à la demande. Les choix entre les turbines à gaz naturel, les turbines à hydrogène et les ressources éoliennes sont influencés par les compromis économiques offerts par ces ressources lorsqu'elles interagissent avec le système. La figure A5.48 présente la moyenne annuelle d'énergie en 2042 par ressource.

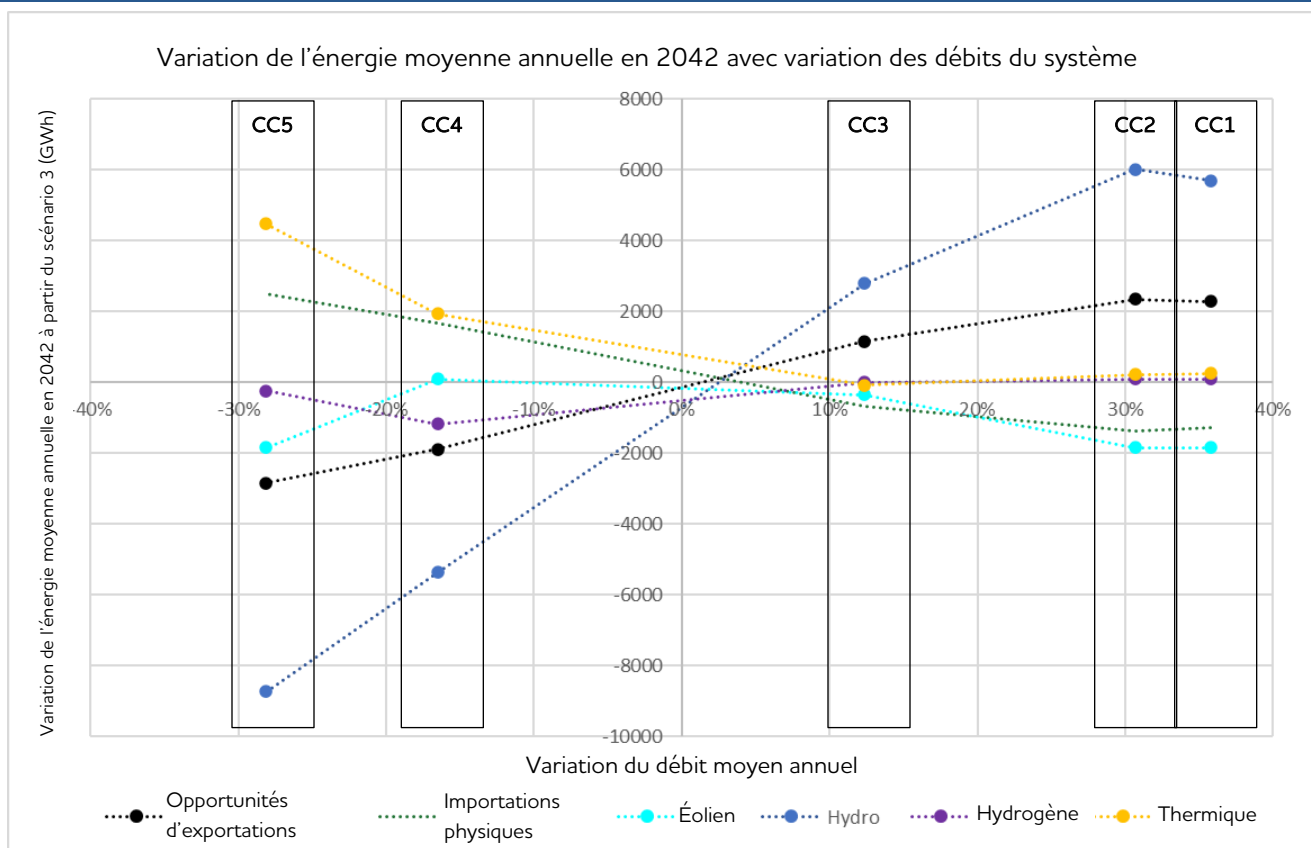


Figure A5.47 – Variations de la Moyenne énergétique annuelle en 2042 dues au changement au chapitre du débit annuel moyen

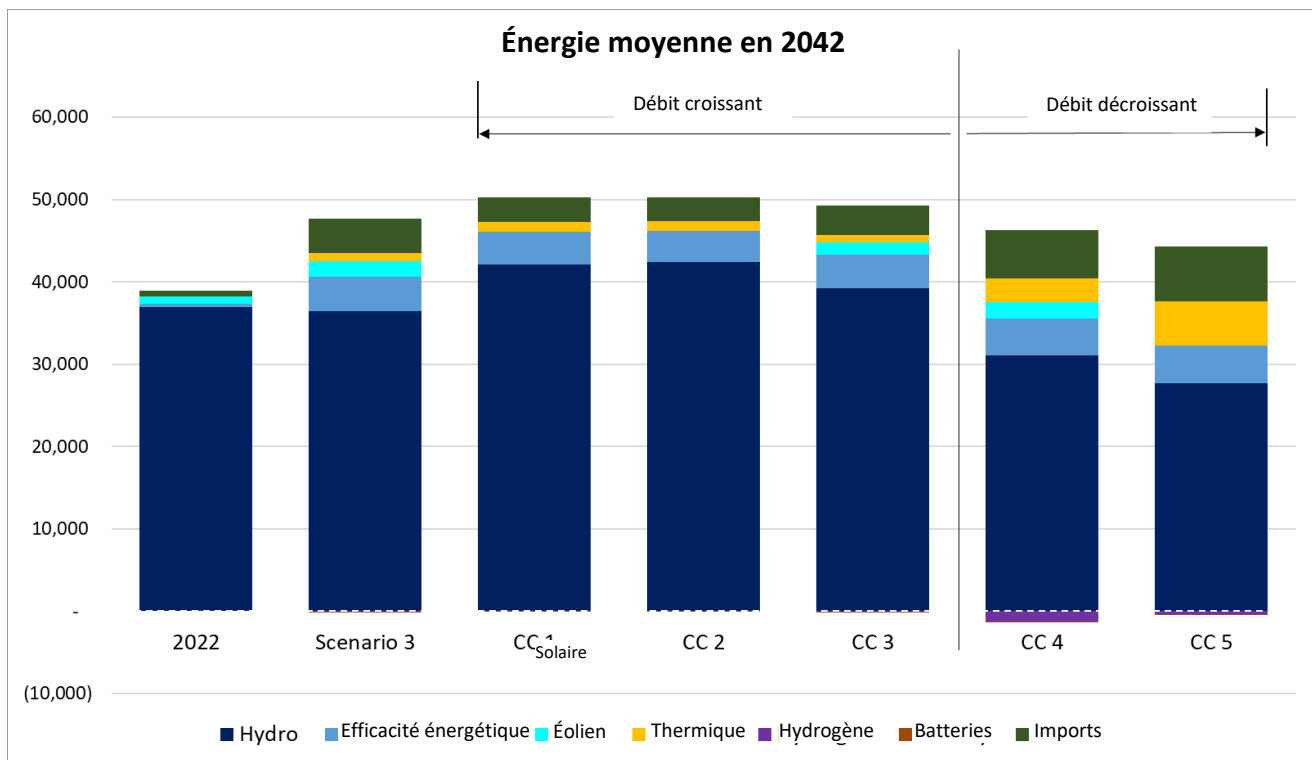


Figure A5.48 – Changements climatiques – Moyenne énergétique en 2042

(Remarque : L'augmentation et la diminution au niveau de l'étiquetage des débits sont relatives aux débits annuels moyens tels que présumés dans le scénario 3..)

Avec des débits plus élevés, les émissions dues à la production d'électricité de Manitoba Hydro augmentent de 0,0 à 0,4 Mt en 2042 en raison des changements apportés à la sélection des ressources et à l'exploitation du réseau, tandis que les émissions régionales de GES sont réduites de 1,1 à 2,2 Mt en 2042. Avec la baisse des débits, la dépendance accrue à l'égard de la production au gaz naturel a fait augmenter les émissions de Manitoba Hydro de 0,7 à 1,7 Mt en 2042, tandis que les émissions régionales augmentent de 2,1 à 3,1 Mt en 2042. L'augmentation des émissions régionales est attribuable à l'évolution de l'activité du marché de Manitoba Hydro, à la diminution des exportations et à l'augmentation des importations, ce qui entraîne généralement une augmentation des émissions régionales.

L'augmentation des débits a entraîné une diminution de 0,1 G\$ des coûts nets annuels du système en 2042, et une diminution de 0,7 G\$ de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système en 2042, qui est passée à 1,9 G\$. La baisse des débits a entraîné une augmentation des coûts annuels nets du système de 0,7 G\$ à 0,9 G\$ en 2042, et une augmentation de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système de 7,6 G\$ à 8,0 G\$ en 2042. Ces résultats montrent que, selon les hypothèses de la demande d'électricité des clients du scénario 3, les inconvénients économiques possibles de Manitoba Hydro découlant de la réduction des débits futurs sont plus importants que les avantages possibles d'une augmentation des débits. Il est à noter que toutes les sensibilités relatives aux changements climatiques sont tout aussi probables.

La figure A5.49 résume les émissions de GES et les coûts annuels nets du système en 2042 pour toutes les sensibilités relatives aux changements climatiques.

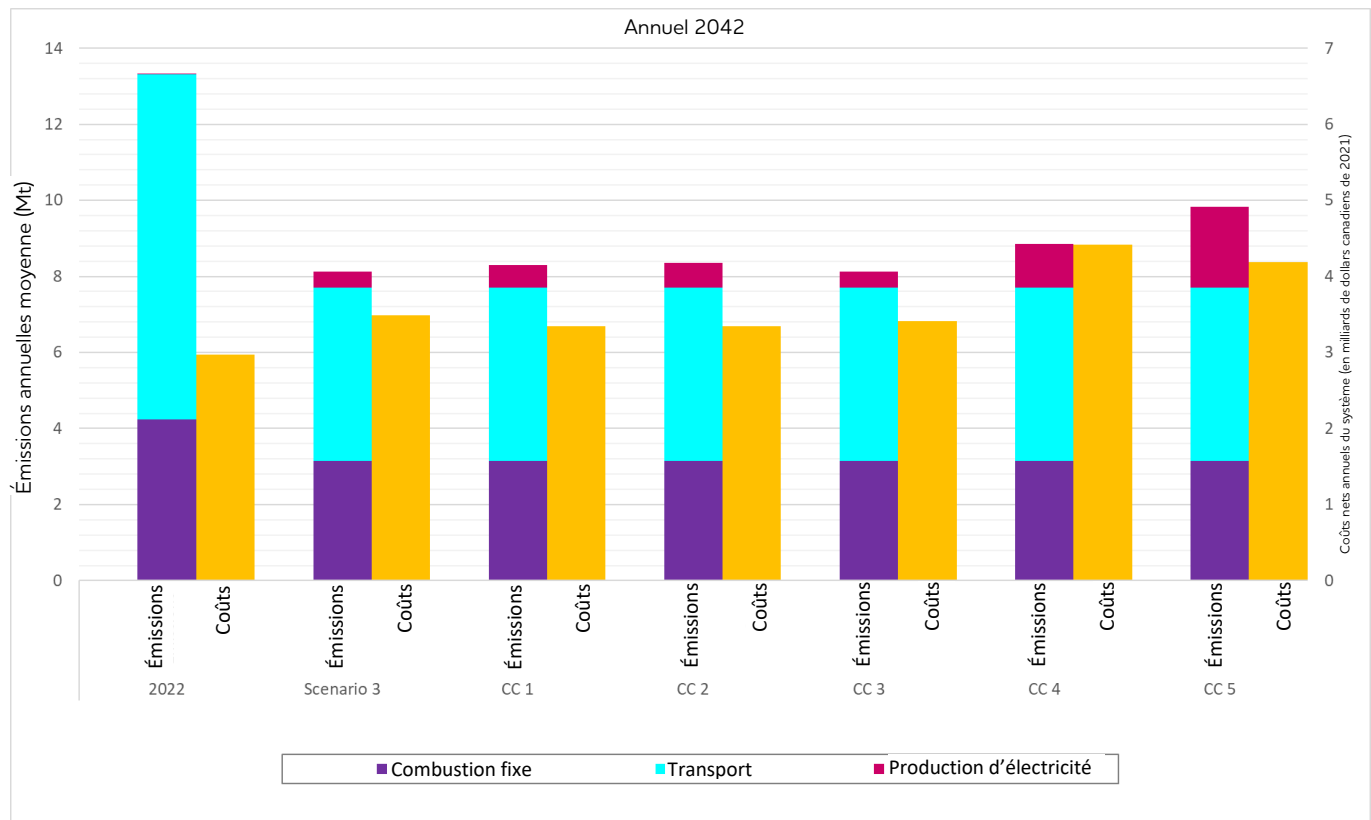


Figure A5.49 – Changements climatiques – Émissions et coûts annuels pour 2042

Tarifs provinciaux

Objectif

Les scénarios et les sensibilités ont été élaborés en grande partie, modélisés et évalués avant novembre 2022, lorsque le gouvernement du Manitoba a réduit de 50 % le droit de cautionnement provincial et les redevances hydrauliques. Cette sensibilité a été étudiée pour évaluer l'impact de ce changement de coût.

Les droits de cautionnement provinciaux sont versés annuellement au ministre des Finances pour toute la dette à court et à long terme de Manitoba Hydro. Le droit de cautionnement provincial est un droit annuel payable à la province du Manitoba en contrepartie de la garantie de la dette de Manitoba Hydro. Il comprend également des dispositions relatives aux frais de service supplémentaires engagés par le ministre des Finances pour agir à titre d'agent financier au nom de Manitoba Hydro. Ces frais sont inclus dans le modèle et les évaluations dans le cadre du coût d'investissement moyen pondéré réel.

Les redevances hydrauliques sont des frais payés au gouvernement provincial pour l'eau utilisée pour produire de l'électricité. Ces frais sont inclus dans le modèle en tant que coût d'exploitation par MWh généré par les centrales hydroélectriques au Manitoba.

Méthodologie

Des sensibilités ont été établies pour comparer les résultats du scénario 3 et du scénario 4 relativement aux droits de cautionnement provinciaux initiaux de 1,0 % et aux redevances hydrauliques de 3,34 \$/MWh avec les nouveaux frais réduits de 0,5 % et de 1,67 \$/MWh, respectivement.

Résultats

Dans les scénarios 3 et 4, la réduction des frais n'a pas modifié de façon significative le type des nouvelles ressources, ni le moment relatif à leur adoption, comme le montre la figure A5.50. La réduction des frais n'a pas non plus modifié de façon importante le fonctionnement du système, y compris la répartition de la production de gaz naturel et la production hydroélectrique, comme le montre la figure A5.51. Les différences entre les turbines à hydrogène et les turbines à gaz naturel ne sont pas considérées comme importantes, car elles représentent toutes deux des ressources de pointe. La réduction des frais n'a pas changé le fait que la nouvelle énergie hydroélectrique n'a pas été sélectionnée, même dans le scénario 4.

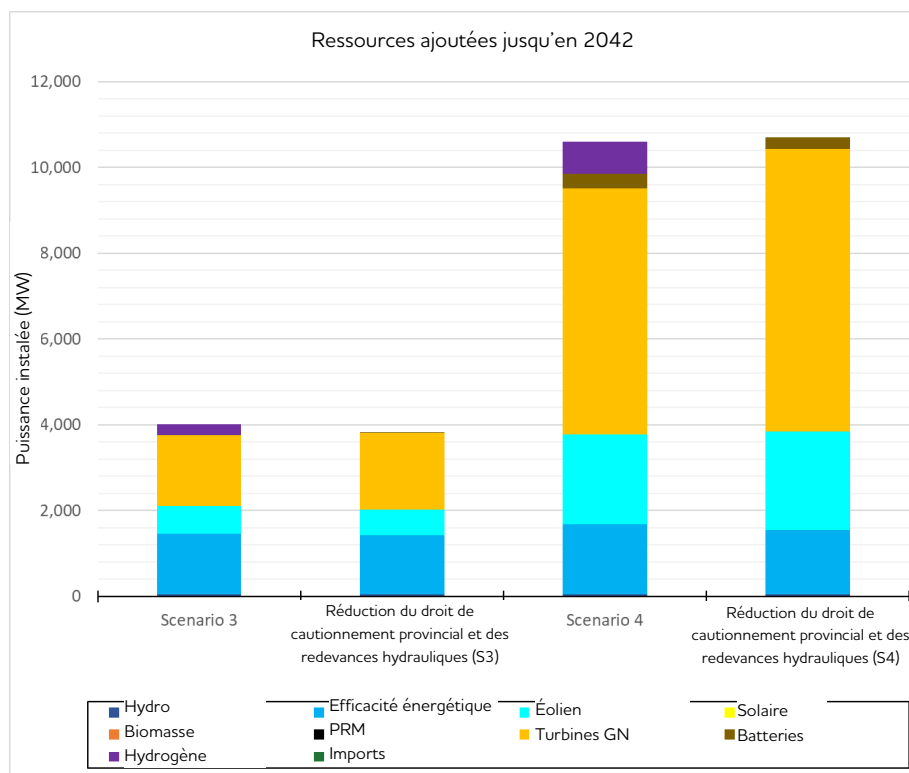


Figure A5.50 – Tarifs provinciaux – Ressources ajoutées en 2042

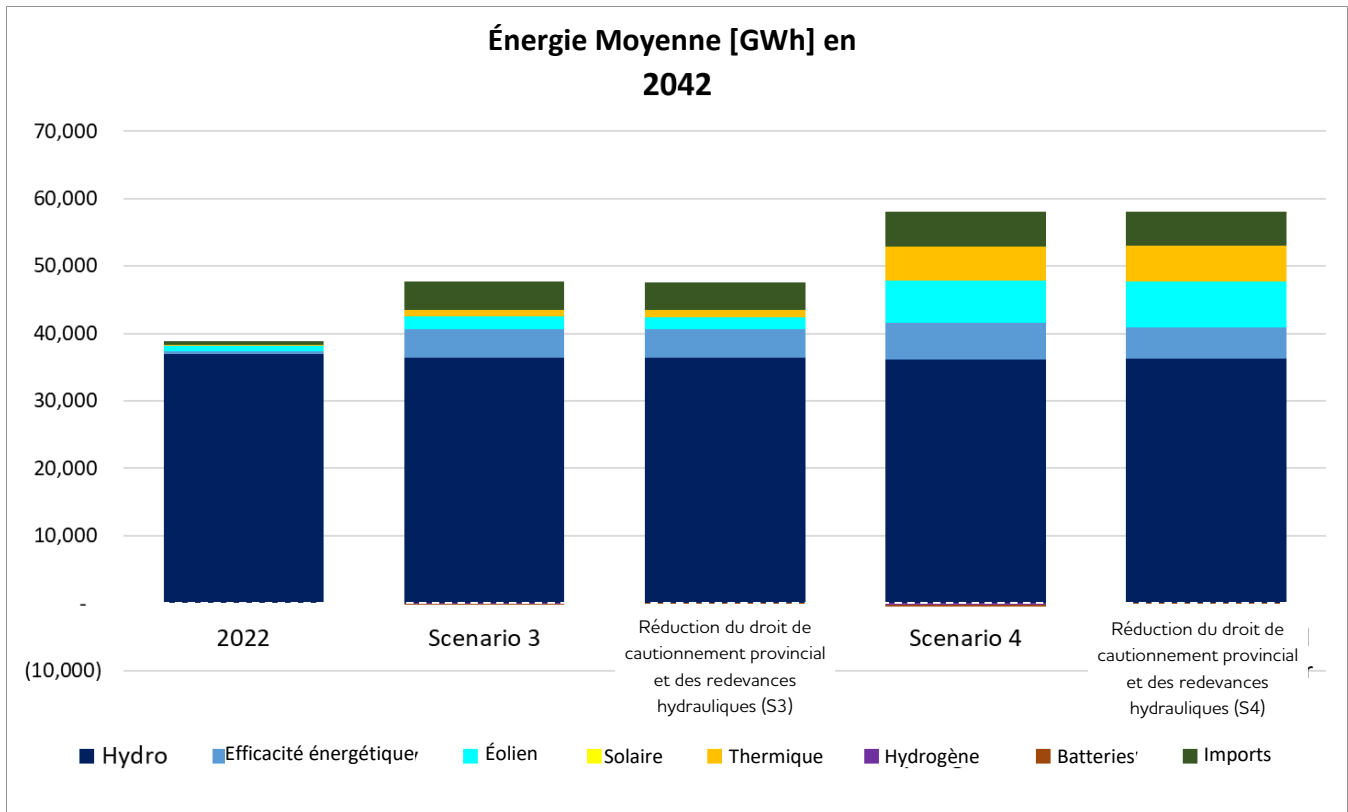


Figure A5.51 – Tarifs provinciaux – Moyenne énergétique en 2042

Les émissions de GES liées à la production d'électricité de Manitoba Hydro, les émissions régionales de GES liées à la production d'électricité et les émissions provinciales de GES en 2042 n'ont pas beaucoup changé pour ce qui est de la sensibilité relative aux droits provinciaux du scénario 3. Dans le scénario 4, les émissions de GES provenant de la production d'électricité régionale de Manitoba Hydro ont été réduites de 0,3 Mt, mais toutes les autres émissions sont demeurées inchangées.

Pour le scénario 3, les coûts nets annuels du système en 2042 ont été réduits de 0,1 G\$ (2 %) et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système en 2042 a été modifiée de 1,3 G\$ (3 %). Pour le scénario 4, les coûts nets annuels du système en 2042 ont été réduits de 0,2 G\$ (4 %), et la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système en 2042 a été modifiée de 1,5 G\$ (3 %). Il convient de noter que le changement au niveau du droit de cautionnement provincial a été pris en compte par le taux d'actualisation utilisé dans l'analyse, de sorte que le taux d'actualisation révisé est appliqué à tous les flux de trésorerie, comme les interactions d'immobilisations, d'exploitation et de marché net. Les changements indiqués ici ne reflètent pas nécessairement l'incidence directe sur le montant payé à la province en termes de garantie de la dette propre à Manitoba Hydro.

Les résultats relatifs aux émissions et aux coûts pour les sensibilités propres aux scénarios 3 et 4 sont présentés à la figure A5.52 ci-dessous.

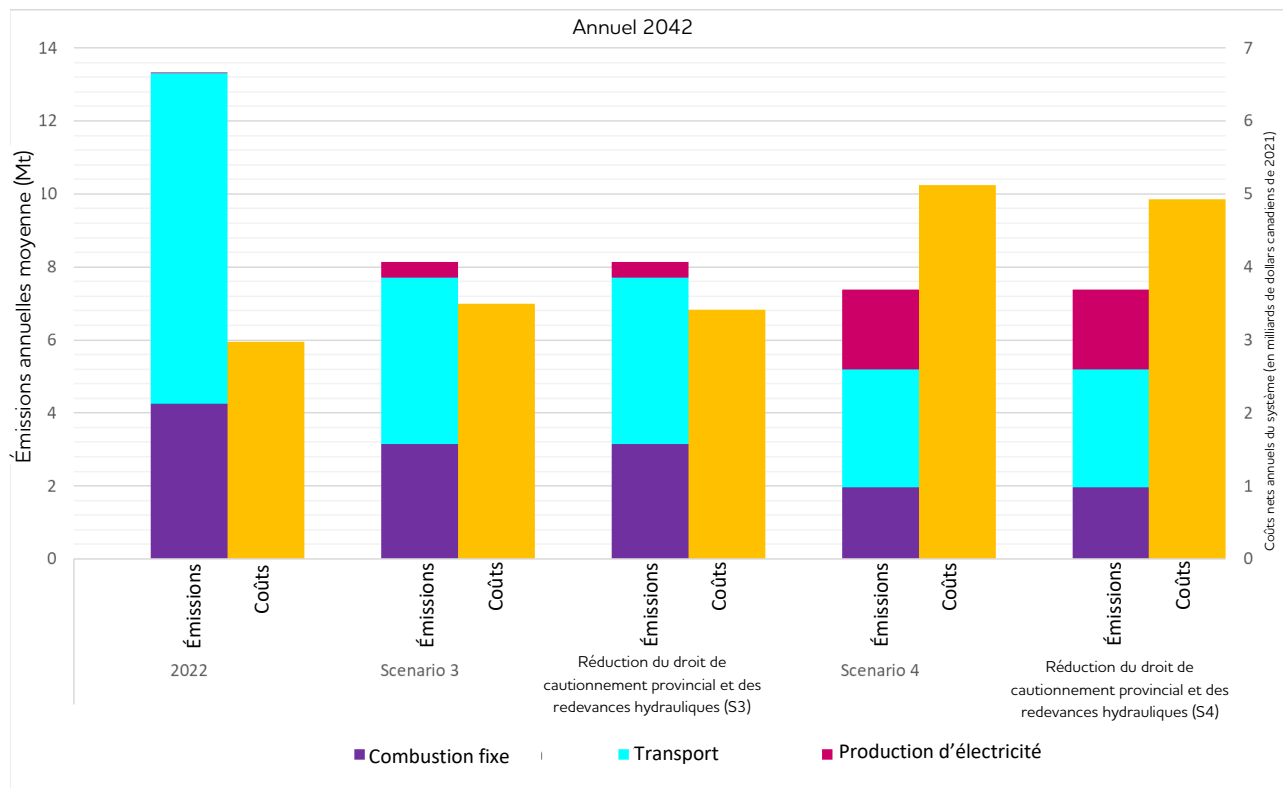


Figure A5.52 – Tarifs provinciaux – Émissions et coûts annuels pour 2042

Nouvelles centrales hydroélectriques

Objectif

À l'exception d'un seul scénario, dans l'ensemble des scénarios et sensibilités relatives à un cas qui en comprend plus de 70, le modèle d'optimisation des ressources n'a pas révélé que la nouvelle énergie hydroélectrique était rentable. Le seul cas où l'on a constaté que cette énergie était rentable était dans la sensibilité propre au scénario 4 indiquant qu'aucune nouvelle turbine à gaz naturel n'était autorisée. Cette sensibilité vise à comprendre la valeur des nouvelles ressources hydroélectriques par rapport aux autres types de ressources.

Méthodologie

Cette sensibilité suppose que le scénario 4 ne permet que de nouvelles turbines à gaz avec CSC comme ressource sélectionnable et inclut la centrale hydroélectrique de Conawapa comme ressource à sélectionner dès la première année où elle pourrait être mise en service, soit en 2041. On a supposé que la centrale de Conawapa avait le coût de l'énergie le plus bas par rapport à d'autres nouvelles ressources hydroélectriques potentielles au Manitoba. La valeur de la centrale de Conawapa a été calculée en fonction de la différence de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau jusqu'en 2042 pour le scénario de sensibilité incluant ou non la centrale de Conawapa. Cette valeur supplémentaire a ensuite été comparée au coût de la centrale de Conawapa, en tenant compte de la période pendant laquelle elle était disponible pendant la période d'étude de 20 ans.

Résultats

L'inclusion de la centrale hydroélectrique de Conawapa dans le plan d'expansion se traduit par un besoin réduit en termes de puissance complémentaire et d'énergie fiable. Par conséquent, cela a une incidence sur la quantité d'autres ressources sélectionnées, y compris les éoliennes et les turbines à gaz naturel avec CSC.

Par conséquent, pour que les sélections de ressources qui incluent la nouvelle énergie hydroélectrique soient aussi économiques qu'un scénario qui inclut des turbines à gaz naturel avec CSC, cette nouvelle énergie nécessiterait au moins 30 % de revenus supplémentaires afin de compenser le coût plus élevé qu'elle engage. Sinon, le coût devrait être réduit d'au moins 30 % pour correspondre à la valeur marchande. Ce résultat dépend du coût et du type de ressource avec lesquels l'énergie hydroélectrique serait en concurrence. S'il n'y a pas de restrictions sur les nouvelles turbines à gaz naturel, il faudra encore plus de revenus, ou encore réduire le coût de la nouvelle énergie hydroélectrique. D'autres travaux sont nécessaires pour mieux saisir et comprendre la compétitivité globale des nouvelles ressources hydroélectriques.

Énergie éolienne

Objectif

Le coût de l'énergie éolienne devrait diminuer au fil du temps et cela se reflète dans la modélisation des scénarios. Cette sensibilité explore l'incidence sur la combinaison des ressources si le coût de l'énergie éolienne ne diminue pas aussi rapidement que prévu et entraîne des coûts plus élevés au fil du temps.

Méthodologie

Les scénarios 3 et 4 ont été ajustés pour tenir compte d'une courbe projetée du coût d'investissement pour l'énergie éolienne qui diminue à un rythme plus lent que ce qui était prévu dans les scénarios. Les taux prévus de diminution des coûts sont fondés sur les prévisions établies par le Laboratoire national de l'énergie renouvelable (LNER) pour un éventail de développements technologiques et appliqués à l'information sur les ressources propres au Manitoba. La figure A5.53 montre le coût actualisé de référence, présumé pour les scénarios et les prévisions relatives au coût actualisé élevé de l'énergie, tel que présumé pour l'analyse de sensibilité.

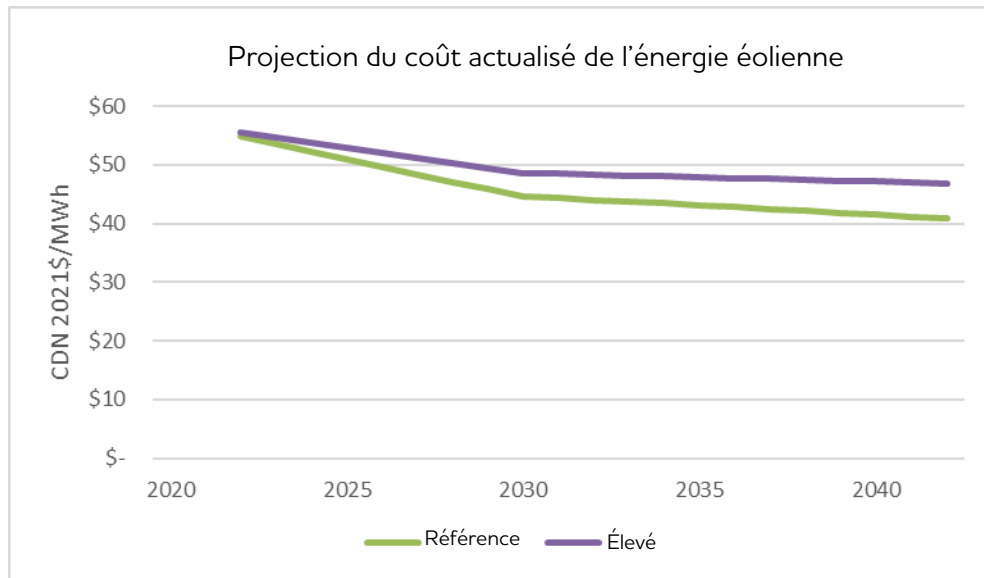


Figure A5.53 – Coût actualisé prévu et modifié de l'énergie éolienne

Résultats

L'hypothèse selon laquelle les coûts d'investissement de l'énergie éolienne étaient plus élevés n'a pas eu une grande incidence sur la planification de l'expansion pour la sensibilité du scénario 3, mais elle a entraîné des changements notables dans la sensibilité du scénario 4. Les coûts d'investissement plus élevés dans le scénario 4 ont fait en sorte qu'environ la moitié de l'énergie éolienne a été sélectionnée et que les ajouts d'énergie éolienne ont été retardés, comme le montre la figure A5.54. Dans les scénarios 3 et 4, l'énergie éolienne est demeurée une partie importante du plan d'expansion malgré l'augmentation des coûts. Les ajouts de ressources d'ici 2042, ventilés par type de ressource, sont présentés à la figure A5.55.

Dans les deux cas de sensibilité relative à l'énergie éolienne à coût élevé, la quantité totale d'éoliennes sélectionnées a diminué. Dans le scénario 3, la réduction de la sensibilité relative à la nouvelle énergie éolienne a été relativement faible à 8 %, tandis que celle du scénario 4 a connu une diminution plus importante de 46 %. Cette fourchette de résultats n'est pas inattendue, car l'énergie éolienne, même à un coût plus élevé, demeure une ressource énergétique concurrentielle. L'un des facteurs probables de la différence observée au chapitre des résultats est que le ratio des besoins en termes d'énergie fiable par rapport aux besoins en termes de puissance complémentaire pour le scénario 3 est plus élevé que pour le scénario 4. Par conséquent, on met davantage l'accent sur la recherche de nouvelles ressources énergétiques, dans le scénario 3, et sur la recherche de nouvelles sources de puissance dans le scénario 4. Il est important de noter qu'à l'exception des changements potentiels au chapitre de la quantité et du moment de mettre à usage les turbines à gaz naturel et de l'élimination des turbines à hydrogène, aucune autre ressource énergétique, comme l'énergie solaire photovoltaïque ou la biomasse, n'a été choisie pour remplacer l'énergie éolienne.

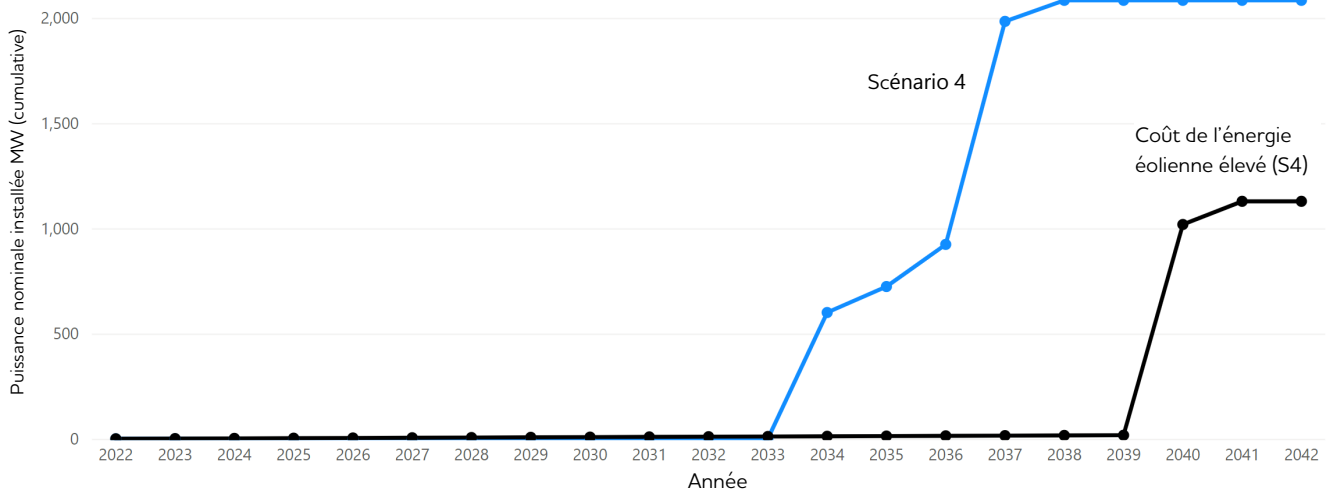


Figure A5.54 – Scénario 4 – Quantité en MW nominale cumulative d'énergie éolienne ajoutée par année

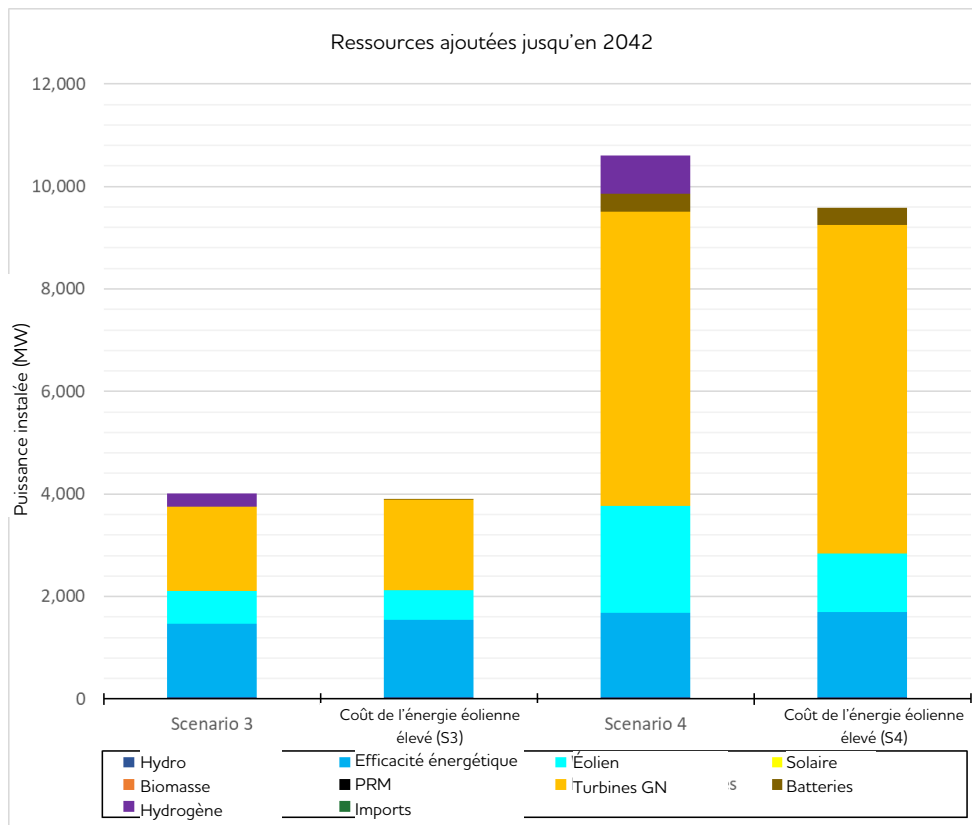


Figure A5.55 – Coûts élevés de l'énergie éolienne – Ressources ajoutées en 2042

Dans le scénario 3, Sensibilité relative à l'énergie éolienne à coût élevé, les changements apportés à la sélection des ressources ont entraîné des changements négligeables au niveau des coûts annuels nets du réseau en 2042 et de la valeur actualisée cumulative des coûts nets du réseau d'ici 2042. De plus, il y a eu des changements minimes dans la quantité d'exportations, d'importations et d'utilisation de la production

thermique. Les émissions de Manitoba Hydro résultant de la production ont augmenté de 0,1 Mt d'ici 2042. La figure A5.56 illustre ces répercussions.

Dans le scénario 4, Sensibilité relative à l'énergie éolienne à coût élevé, les changements dans la sélection des ressources ont entraîné une réduction des opportunités d'exportation, une augmentation des importations, une plus grande utilisation de turbines à gaz naturel et l'absence de turbines à hydrogène. Le coût plus élevé de l'énergie éolienne entraîne une augmentation du coût de l'énergie excédentaire, ce qui réduit la rentabilité des turbines à hydrogène, entraînant par la même occasion l'absence de turbines à hydrogène. Cumulativement, ces changements ont eu une incidence relativement faible sur les coûts nets annuels du système en 2042 et sur la valeur actualisée cumulative des coûts nets du système d'ici 2042, ce qui a entraîné des augmentations de 1 % ou moins, comme le montre la figure A5.56. Les émissions annuelles de production ont augmenté de 0,9 Mt en 2042, comme le montre également la figure A5.56, avec l'augmentation du déploiement des turbines à gaz naturel.

Dans l'ensemble, l'énergie éolienne a continué d'être sélectionnée parmi un éventail d'autres ressources et a continué de jouer un rôle important dans les deux scénarios, même à un coût plus élevé. La quantité et le moment précis du recours à l'énergie éolienne peuvent changer, mais l'énergie éolienne est une ressource d'énergie économique dans la fourchette des coûts futurs potentiels testés, et aucune autre ressource énergétique ne supplante ce choix.

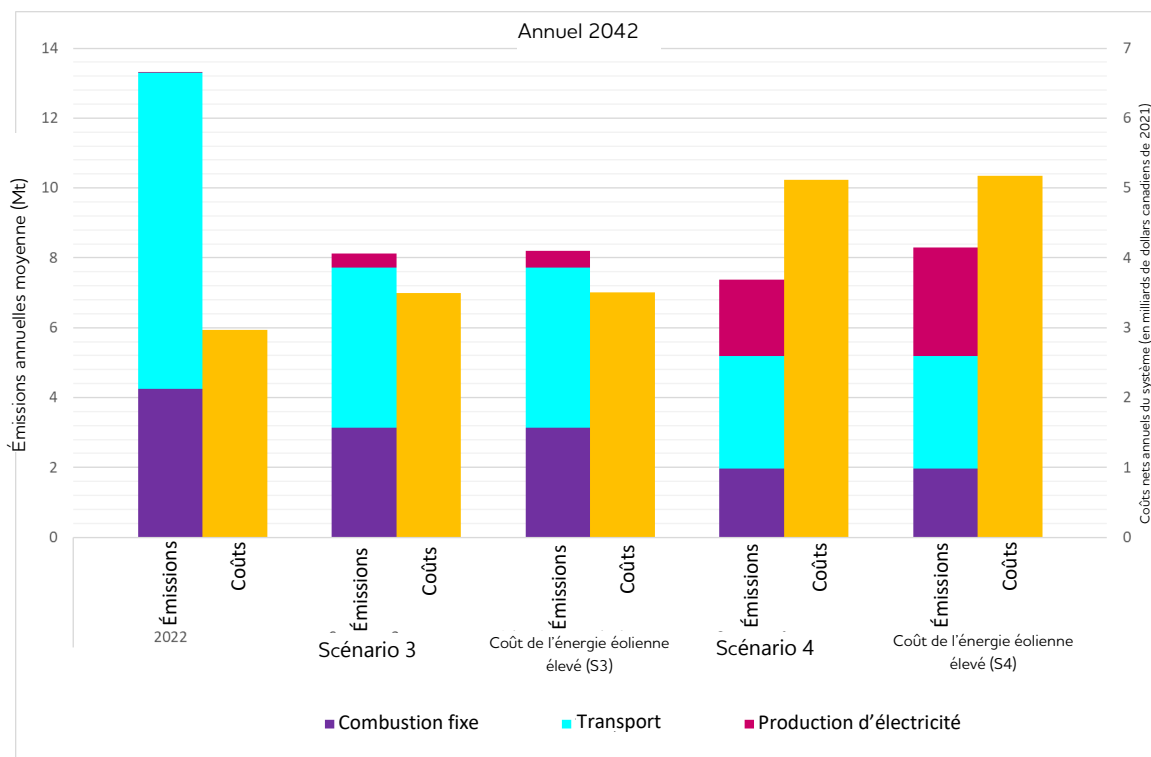


Figure A5.56 – Coûts élevés de l'énergie éolienne – Émissions et coûts

Énergie solaire photovoltaïque – Échelle des services publics

Objectif

Cette sensibilité explore la façon dont le prix de la production d'énergie solaire photovoltaïque influe sur sa compétitivité économique dans le cadre de l'évaluation globale. Dans plus de 70 scénarios et sensibilités, la production d'énergie solaire à l'échelle des services publics n'a été sélectionnée qu'une fois dans la sensibilité avec des coûts élevés d'émissions de GES. La production d'énergie solaire fournit de l'électricité pendant certaines heures de la journée, mais pas lorsque la demande au Manitoba atteint un sommet en hiver, en dehors des heures de lumière (figure A5.57). Étant donné que l'un des principaux moteurs de la nécessité de créer de nouvelles ressources est de répondre aux besoins croissants en matière de puissance hivernale, l'ajout de l'énergie solaire photovoltaïque ne contribuerait pas à répondre aux besoins croissants du Manitoba en matière de puissance hivernale.

Cette sensibilité explore si la réduction des coûts d'investissement pour la nouvelle énergie solaire photovoltaïque à l'échelle des services publics rendrait ce type de production économique pour le réseau hydroélectrique du Manitoba, en fonction de caractéristiques autres que la puissance complémentaire en hiver. L'énergie solaire photovoltaïque peut fournir une puissance complémentaire estivale, une énergie fiable en été et en hiver, et on suppose qu'elle a un facteur de capacité de production moyen de 21 %. Voir l'annexe 2 pour de plus amples renseignements sur les caractéristiques des ressources de l'énergie solaire photovoltaïque.

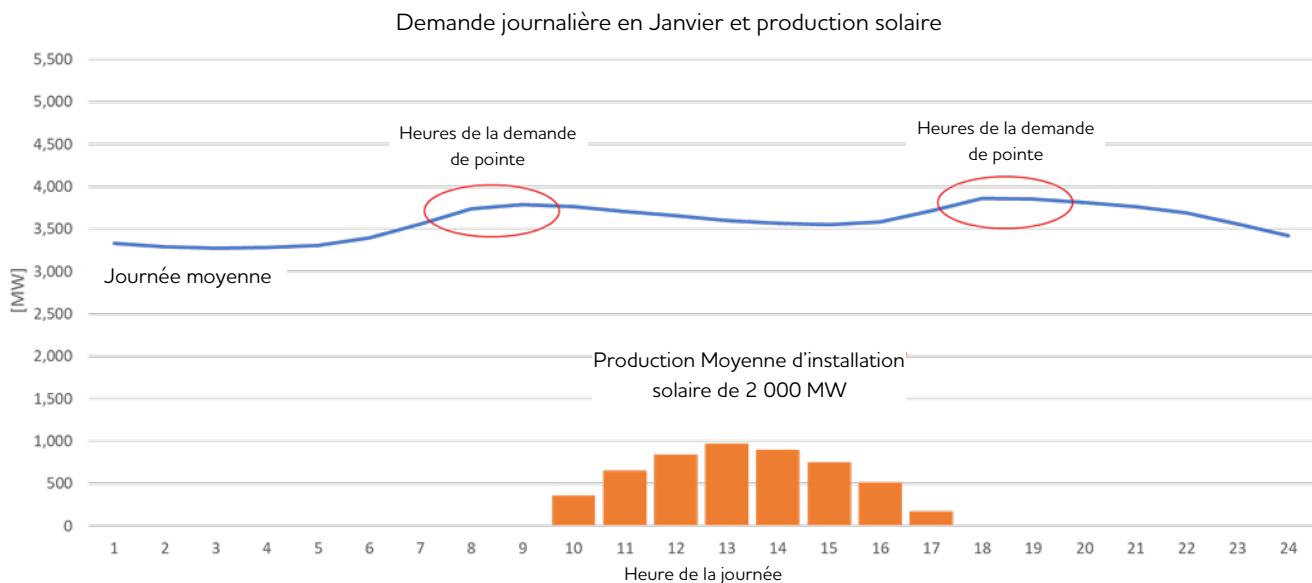


Figure A5.57 – Demande horaire du mois de janvier et production d'énergie solaire

Méthodologie

Pour le scénario 4, les prévisions des coûts d'investissement futurs pour l'énergie solaire ont été réduites dans deux des sensibilités. La première sensibilité a réduit les coûts de l'énergie solaire en deçà du coût de

l'énergie éolienne. La deuxième sensibilité a réduit les coûts à un peu plus haut que les prix annuels moyens à l'importation.

Résultats

La réduction du coût de l'énergie solaire photovoltaïque à un niveau inférieur à celui de l'énergie éolienne n'a pas amélioré la compétitivité de l'énergie solaire photovoltaïque et n'a pas continué d'être sélectionnée dans le processus d'optimisation des ressources. La réduction du coût des ressources solaires photovoltaïques pour s'établir juste au-dessus du prix d'importation du marché a entraîné la sélection de 1 700 MW d'énergie solaire vers la fin de la durée de la planification en 2040. Il convient de noter que la sélection de l'énergie solaire photovoltaïque n'a eu lieu qu'au cours d'une seule année et que cette année-là, 1 800 MW d'énergie éolienne ont également été sélectionnés. L'observation faite veut que, même dans ces conditions favorables, l'énergie solaire a de la difficulté à faire concurrence à l'énergie éolienne. Dans l'ensemble, l'énergie solaire photovoltaïque à l'échelle des services publics n'est pas aussi rentable que les autres ressources disponibles au Manitoba, même lorsqu'elle est testée en supposant qu'elle est moins coûteuse que la nouvelle production éolienne. Des options d'énergie solaire photovoltaïque étaient disponibles pour que le modèle puisse être sélectionné dans tous les scénarios et toutes les sensibilités. Cependant, l'énergie solaire photovoltaïque n'a été sélectionnée que pour une sensibilité relative aux coûts élevés d'émissions. En général, l'énergie solaire photovoltaïque n'a pas été jugée aussi rentable que d'autres options de ressources, y compris la réduction du coût de la production d'énergie solaire. L'énergie solaire photovoltaïque continuera d'être étudiée aux fins de possibles améliorations à apporter à l'économie.

Véhicules électriques

Objectif

Les scénarios évalués contiennent toute une gamme de taux d'adoption de véhicules électriques (VÉ) différents propres à chaque scénario. Cependant, l'incidence des différents taux d'adoption des VÉ est difficile à interpréter dans l'ensemble des scénarios, car ceux-ci sont une combinaison complexe d'une gamme de variables d'intrants différents. L'objectif de cette sensibilité est d'explorer l'impact du rythme d'adoption des VÉ en vase clos.

Méthodologie

Pour isoler l'incidence du rythme d'adoption des VÉ, le scénario 2 a été comparé aux sensibilités associées au rythme d'adoption des VÉ plus élevé issu des scénarios 3 et 4.

Les sensibilités du scénario 2 avec une augmentation de la charge de VÉ étaient les suivantes :

- Scénario 2 comprenant la charge de VÉ du scénario 3.
- Scénario 2 comprenant la charge de VÉ du scénario 4.

Résultats

Dans les deux cas, l'augmentation du rythme d'adoption des VÉ a amené le modèle à choisir une plus grande puissance générée par les turbines à gaz naturel pour répondre à la puissance complémentaire.

Les coûts nets annuels du système en 2042 sont demeurés inchangés pour la sensibilité avec un taux d'adoption des VÉ semblable à celui observé dans le scénario 3 et ont augmenté de 6 % (0,2 G\$) pour la

sensibilité avec un taux d'adoption des VÉ semblable à celui observé dans le scénario 4. La valeur actualisée cumulative des coûts nets du système jusqu'en 2042 a augmenté de 1 % (0,3 G\$) et de 2 % (1,0 G\$) pour les deux sensibilités, respectivement.

Comme le montre la figure A5.58, l'augmentation de l'adoption présumée des VÉ dans le scénario 2 a entraîné des réductions des émissions de GES dans le secteur des transports et dans l'ensemble de la province. Cependant, les émissions de la production d'électricité de Manitoba Hydro ont légèrement augmenté, car il a fallu recourir à plus de turbines à gaz naturel pour répondre aux exigences accrues en matière de puissance complémentaire associées à la plus grande charge de VÉ. La conclusion est que Manitoba Hydro peut soutenir des taux d'adoption de VÉ plus élevés à des rythmes variés sans entraîner d'augmentation substantielle au niveau des coûts ou des émissions de GES.

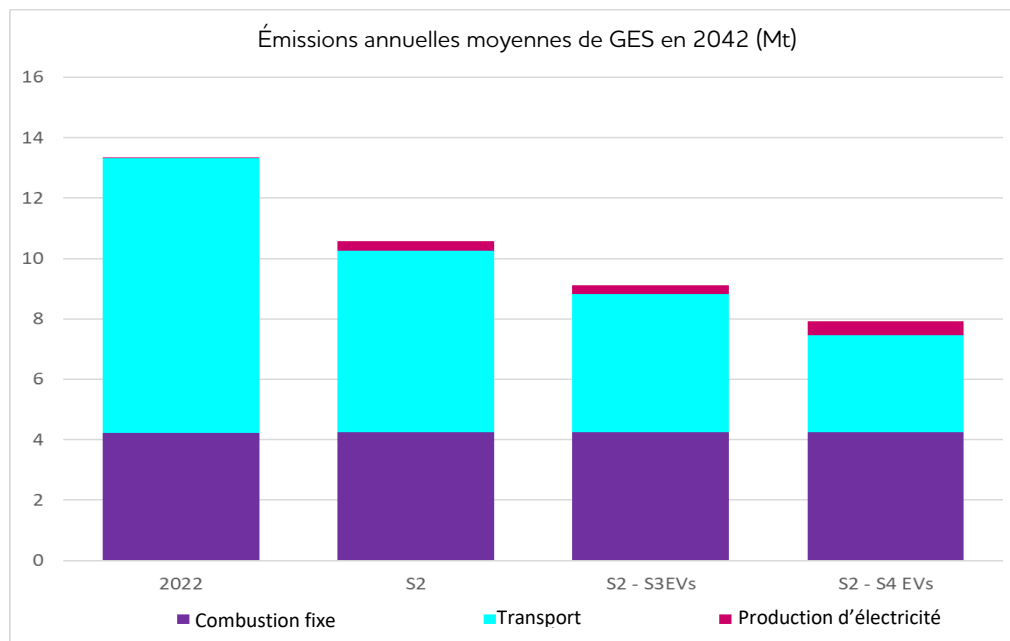


Figure A5.58 – Moyenne annuelle des émissions (Mt) pour 2042

FIN DE L'ANNEXE