

Modélisation et analyse terminées

Planification intégrée des ressources (PIR) 2023



Disponible en formats accessibles sur demande

Aperçu

Contenu	Page
Introduction	3
Résultats de la modélisation et de l'analyse – Scénarios et certaines variantes	6
Résultats de la modélisation et de l'analyse – Mises à jour des scénarios	10
Résultats de la modélisation et de l'analyse – certaines variantes	21
• Variantes à la production de gaz	23
• Variantes concernant les clients	28
• Autres variantes	38
Comparaison des résultats	44

Introduction

Objet du document

- Le présent document est une lecture préalable avant la mobilisation des résultats préliminaires.
- Il résume la modélisation et l'analyse de la PIR de 2023.
- Depuis l'automne 2022, d'autres modélisations et analyses ont été effectuées :
 - Certaines modélisations hypothétiques ont été ajustées
 - Les résultats des scénarios ont été mis à jour
 - Une autre analyse des variantes a été effectuée en intégrant la rétroaction reçue pendant la 3^e ronde de mobilisation, qui s'est terminée à l'automne 2022.
- Les résultats de la modélisation et de l'analyse éclairent l'élaboration de la feuille de route, y compris les mesures à court terme.

Introduction

Comment ce document se rapporte aux versions précédentes

- Les résultats de la modélisation initiale ont été communiqués à l'automne 2022, notamment :
 - Quatre scénarios de la PIR
 - Certaines variantes; chauffage bicom bustible, utilisation limitée de la production de gaz, captage du carbone requis pour la production de gaz.
- Veuillez consulter les documents précédents pour obtenir de plus amples renseignements sur les résultats initiaux de la modélisation, ainsi que des détails sur les données présentées.
 - https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/planning/modelling/initial_results/
- Ce document met à jour les données et les graphiques initialement partagés et comprend les résultats de la modélisation et de l'analyse des variantes supplémentaires.

Ronde 3 – Mobilisation

Nous avons demandé : Quelle analyse supplémentaire de la PIR aimeriez-vous voir?



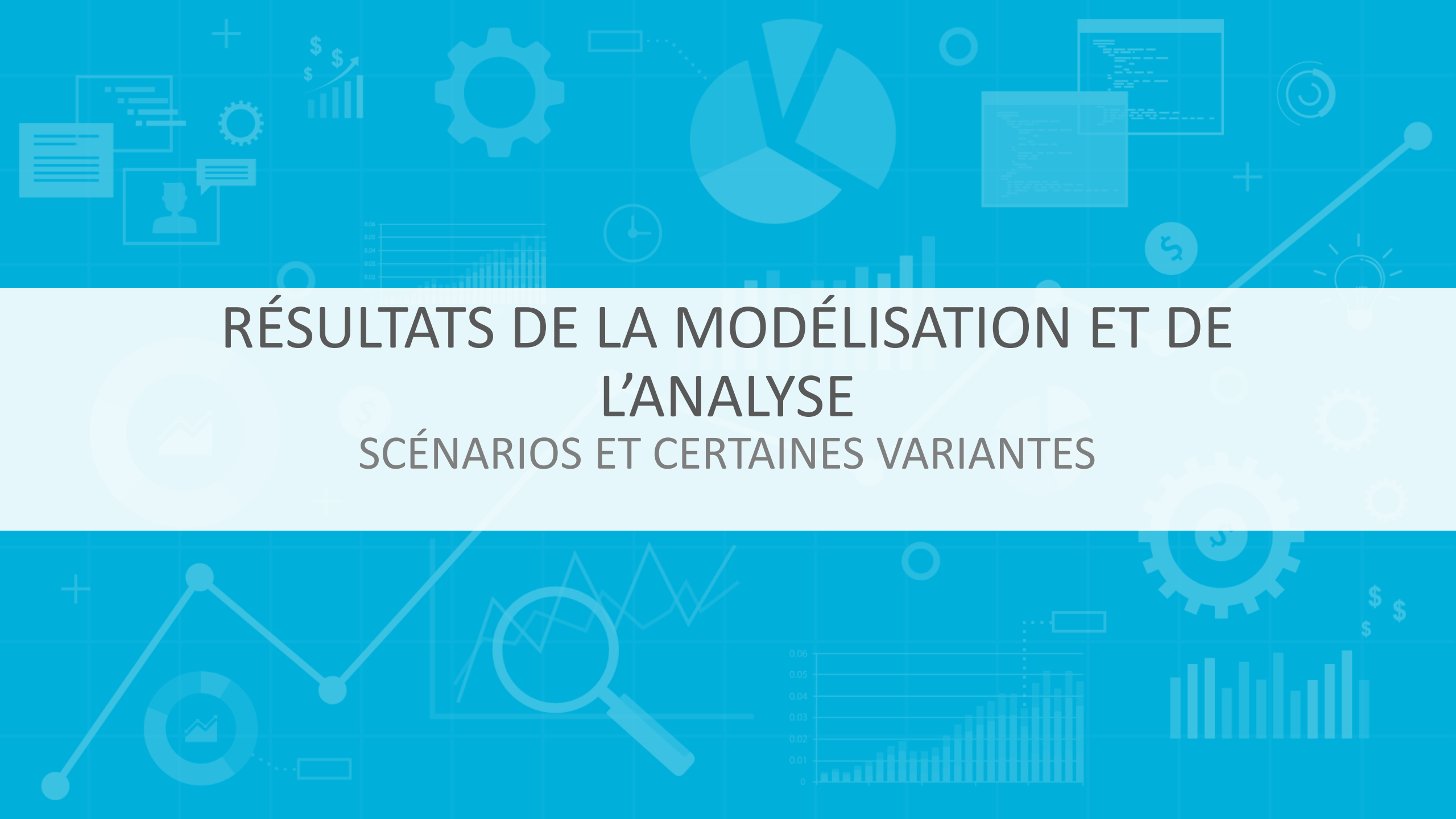
RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION INITIALE

LES TÉMOIGNAGES

- Autogénération du client, solaire
- Thermopompe géothermiques, incluant son utilisation dans le chauffage urbain
- Contribution potentielle des grands clients à la gestion de la demande de pointe
- Augmentation de la production d'hydrogène pour la décarbonisation des transports
- Répercussions sur les taux et coûts pour les clients

CE QUE NOUS AVONS FAIT

- Modélisation et analyse de variantes supplémentaires terminées : production d'énergie solaire par le client, thermopompes géothermiques, gestion de la demande de puissance
- Certains ont suggéré que les variantes soient reportées à une éventuelle analyse future de la PIR



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE

SCÉNARIOS ET CERTAINES VARIANTES

Sommaire exécutif

- Aucun changement important par rapport au résumé des résultats de la modélisation initiale.
- Voici quelques mises à jour mineures des résultats des scénarios :
 - Certaines sélections de ressources changent, mais les modifications ne sont pas importantes
 - Il est nécessaire d’approfondir les recherches sur les carburants renouvelables
- Résumé des résultats marquants de l’analyse des variantes :
 - L’augmentation des restrictions sur la production de gaz naturel augmente les coûts et le recours à des technologies moins matures
 - Les mesures de gestion de la demande de puissance sont rentables
 - Les thermopompes pour climat froid bicom bustibles peuvent réduire davantage les émissions, mais à un coût plus élevé que les thermopompes à air classiques
 - Les thermopompes géothermiques ont une gamme de performances et de coûts, et peuvent offrir une valeur ajoutée pour une capacité à être déployée plus rapidement que les autres ressources de capacité; une enquête plus approfondie est nécessaire

Documents de référence

Liens vers des documents de la 3^e ronde (pour de l'information de fond, au besoin)

- Présentation du processus de modélisation
 - <https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/planning/pdf/modelling-process-presentation-FR.pdf>
- Modélisation des hypothèses d'entrées clés
 - <https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/planning/pdf/modelling-key-input-assumptions-FR.pdf>
- Présentation des résultats de la modélisation initiale
 - <https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/planning/pdf/initial-modelling-results-presentation-FR.pdf>

Résumé des premiers résultats de la modélisation



Aucun changement depuis les résultats de la modélisation initiale



L'électrification comme moyen de décarbonisation augmente considérablement la demande en électricité des clients.

Tous les scénarios révèlent une hausse de la demande de pointe durant l'hiver, exigent l'ajout de ressources pouvant générer une nouvelle capacité et ont une incidence sur les exigences de transport et de distribution.



Il existe de nombreuses options pour répondre de façon fiable aux besoins à long terme, et les choix futurs auront une incidence importante sur les coûts.

L'utilisation stratégique du gaz naturel peut réduire les émissions générales de GES et atténuer l'incidence sur les coûts.










RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE

MISE À JOUR DES SCÉNARIOS



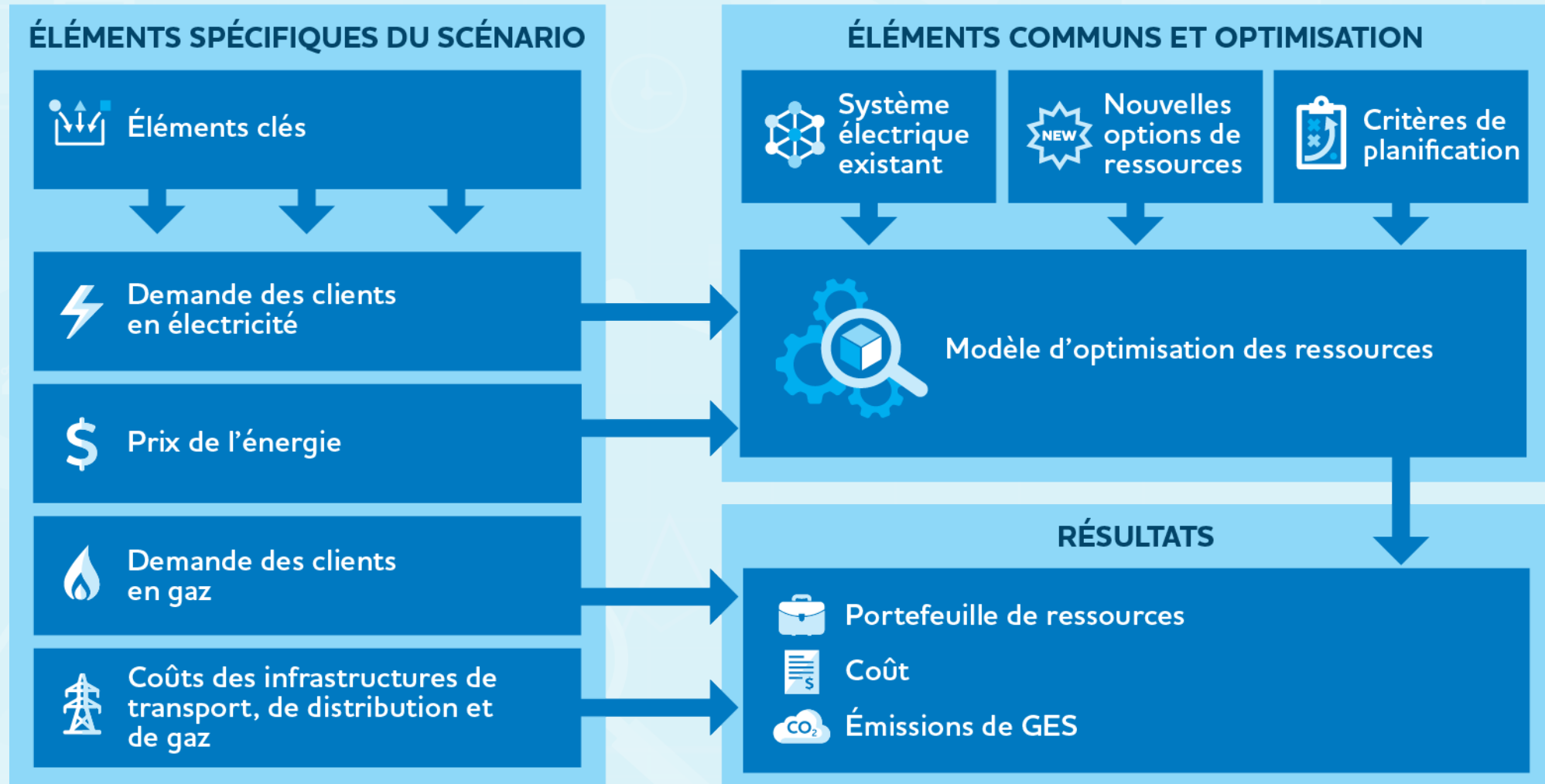
Scénarios

Une gamme raisonnable de scénarios fondés sur les entrées clés

	Scénario 1 : Décarbonisation lente et décentralisation lente	Scénario 2 : Décarbonisation modérée et décentralisation modérée	Scénario 3 : Décarbonisation soutenue et décentralisation modérée	Scénario 4 : Décarbonisation accélérée et décentralisation soutenue
 Croissance économique	●	●●	●●	●●●
 Politique de décarbonisation	●	●●	●●●	●●●●
 Véhicules électriques	●	●●	●●●	●●●●
 Remplacement du gaz naturel	●	●●	●●●	●●●●
 Autogénération de clients	●	●●	●●	●●●

● représente le montant du changement




Aperçu du processus de modélisation de la PIR



Résultats de la modélisation et de l'analyse

Extrants partagés dans cette présentation

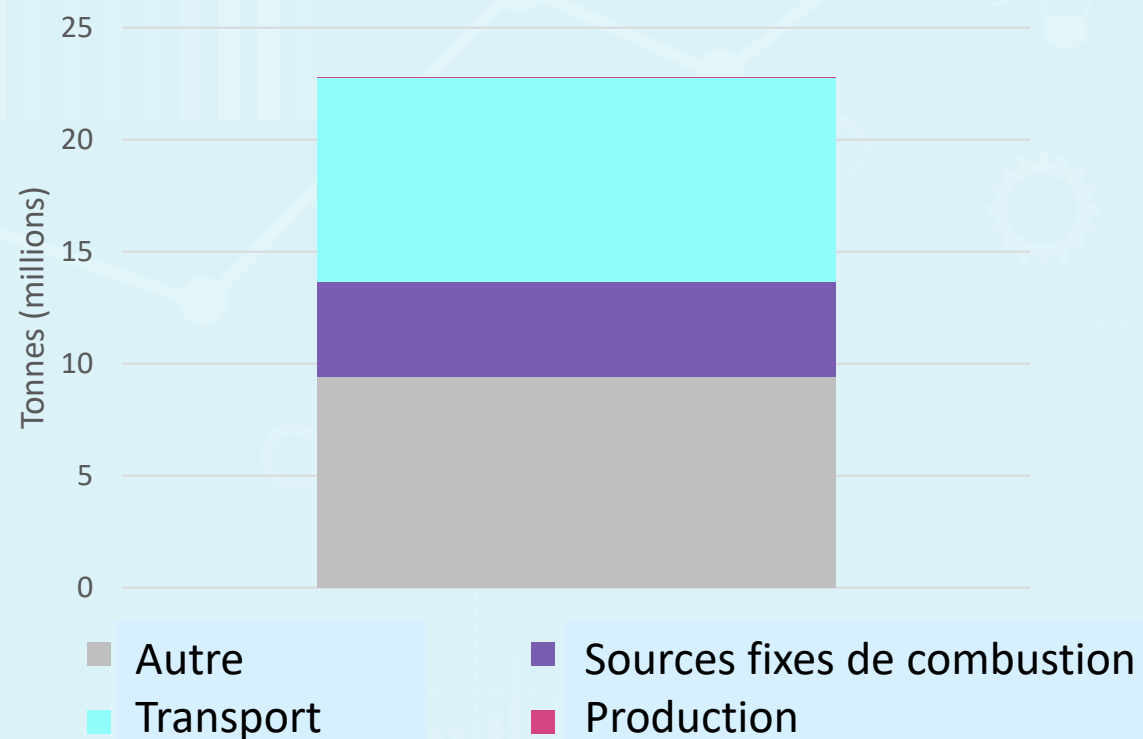
- Mélange d'approvisionnement en énergie et en capacité
- Coûts nets du système
 - Comprend la ventilation des coûts de production, de transport, de distribution et de gaz naturel
 - Certains autres coûts (comme les thermopompes)
 - Ne tient pas compte de l'inflation
- Émissions de gaz à effet de serre (GES) au Manitoba :
 - Comprend la ventilation par secteur

Icône	Désigne
	Observations
	Informations contextuelles
	Informations clés

Sources d'émissions de GES de la province

- L'analyse porte sur les secteurs influencés par les choix énergétiques :
 - Sources fixes de combustion
 - Transport
 - Production d'électricité
- Les autres secteurs, tels que l'agriculture et les déchets, ne sont pas inclus.

Émissions de GES du Manitoba, par secteur, pour 2022



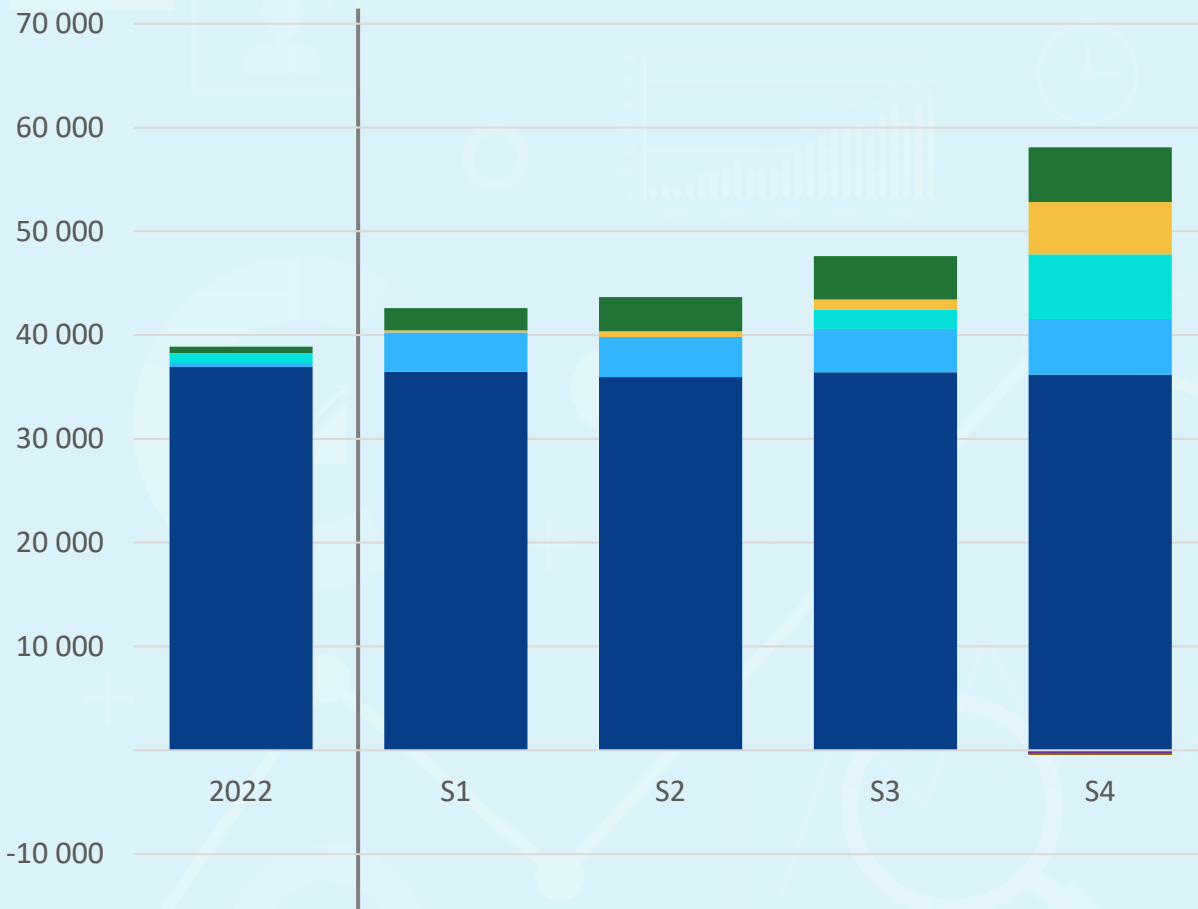
Résultats des scénarios

Mélange d'approvisionnement en énergie et en capacité

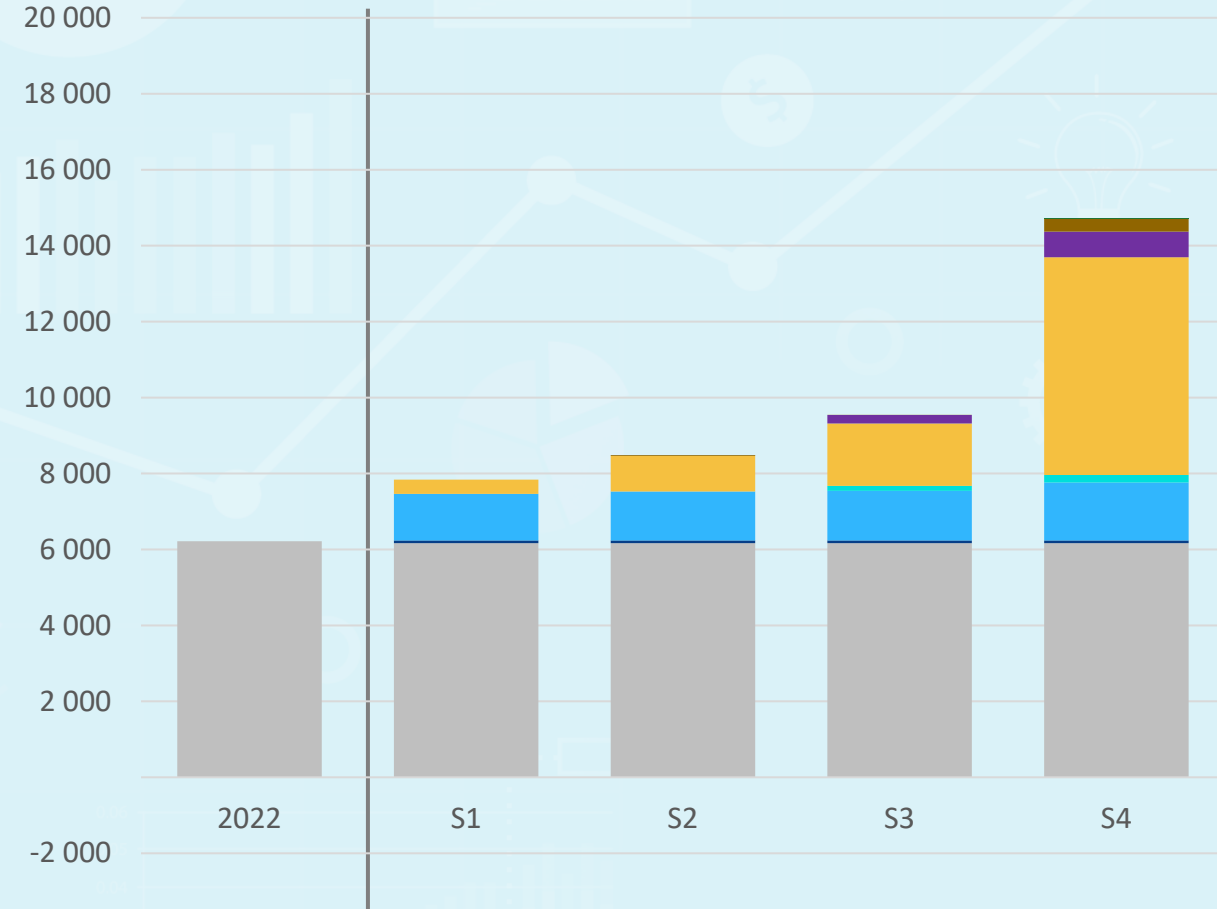


Changements mineurs dans la proportion de chaque type de ressource

Énergie moyenne pour 2042 [GWh]



Capacité électrique ferme pour 2042 [MW]



Capacité existante Hydro-électricité GD Éolienne Solaire Thermique Hydrogène Batterie Importations

Observations sur les ressources

Mélange d'approvisionnement en énergie et en capacité



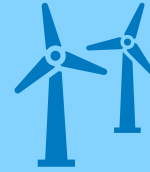
Mise à jour de l'observation sur l'efficacité énergétique



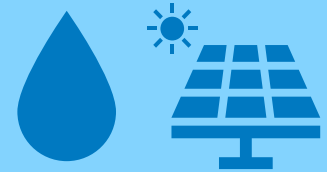
Maintenir l'hydroélectricité existante



Moderniser l'hydroélectricité existante



Le vent est une ressource énergétique à faible coût



Les nouvelles centrales hydroélectriques et solaires ne sont pas sélectionnées



Les turbines à gaz naturel sont une ressource à faible coût



Importations : importante source d'énergie



Certaines mesures d'efficacité énergétique sont rentables et nécessitent une étude plus approfondie

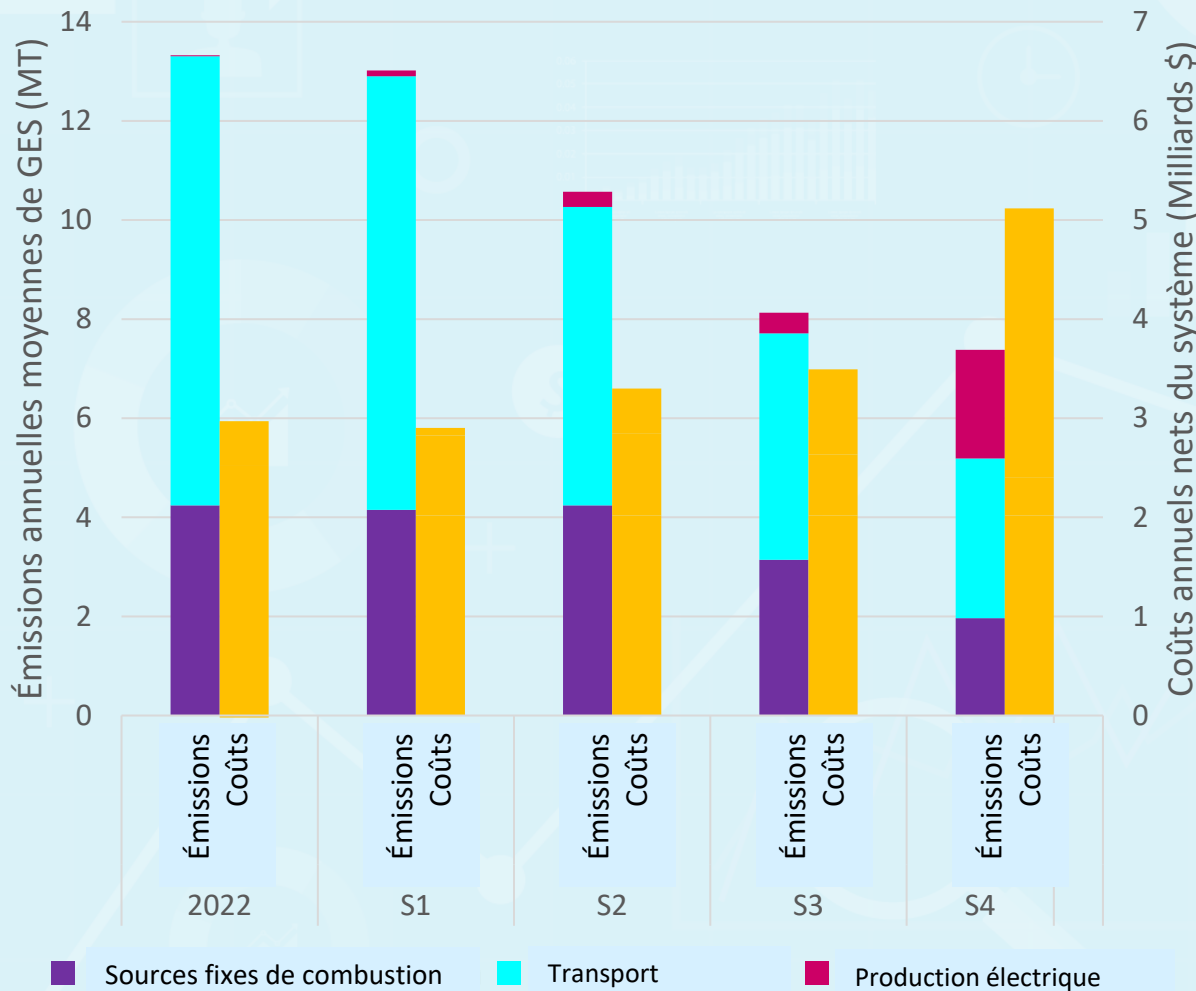
Résultats des scénarios

Coûts annuels et émissions de GES

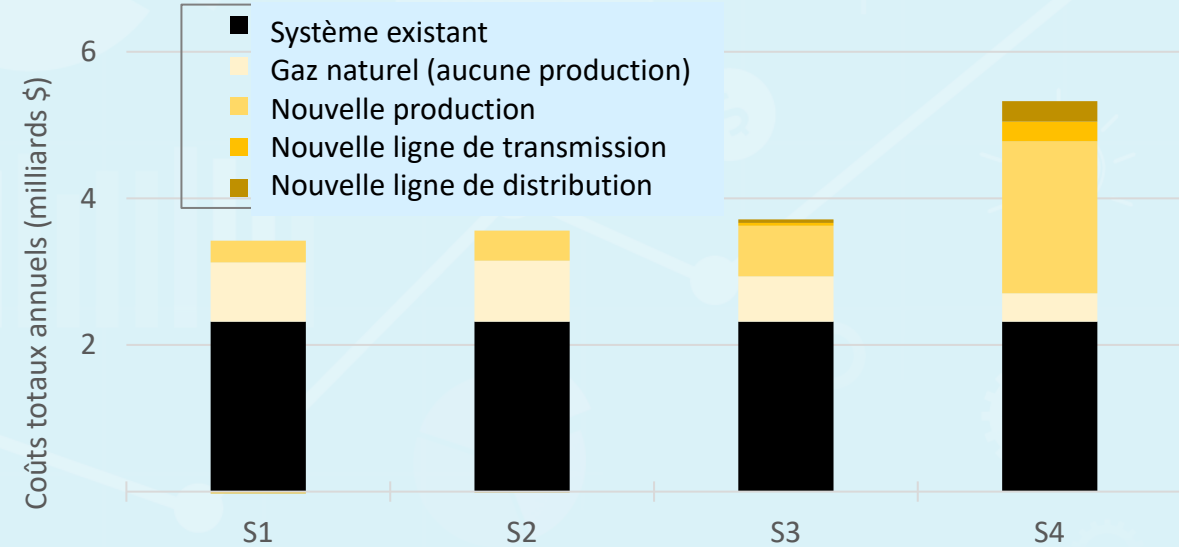


Aucun changement important depuis les résultats de la modélisation initiale

Émissions annuelle pour 2042



Ventilation des coûts totaux annuels



Les émissions de GES demeurent à la fin de la période d'étude dans tous les scénarios. Les émissions de GES pourraient être réduites davantage grâce à une utilisation accrue des véhicules électriques, à des options de production d'électricité alternatives ou à l'utilisation de méthodes alternatives de chauffage des maisons. L'utilisation de carburants renouvelables, comme le gaz naturel renouvelable ou l'hydrogène, peut également réduire les émissions de GES. La PIR de 2023 ne comprend pas d'analyse d'optimisation nette zéro.



* Les émissions de GES du Manitoba ne comprennent pas les sources non énergétiques, comme les émissions agricoles.

Observations

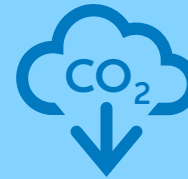
Coûts et émissions de GES



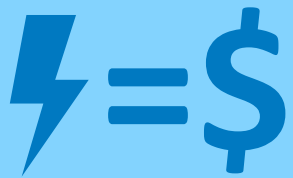
Nouvelle observation
carburants renouvelables



Hausse des coûts en raison de la nécessité d'ajouter des ressources de capacité



Diminution des émissions liées à l'énergie dans tous les scénarios



Variation des coûts nets pour le système selon le niveau d'électrification



L'augmentation des émissions de la production d'électricité permet de réduire globalement les émissions



Investissements financiers requis dans tous les scénarios



L'utilisation de carburants renouvelables pour la décarbonisation en tirant parti de l'infrastructure gazière existante doit faire l'objet d'une enquête plus approfondie

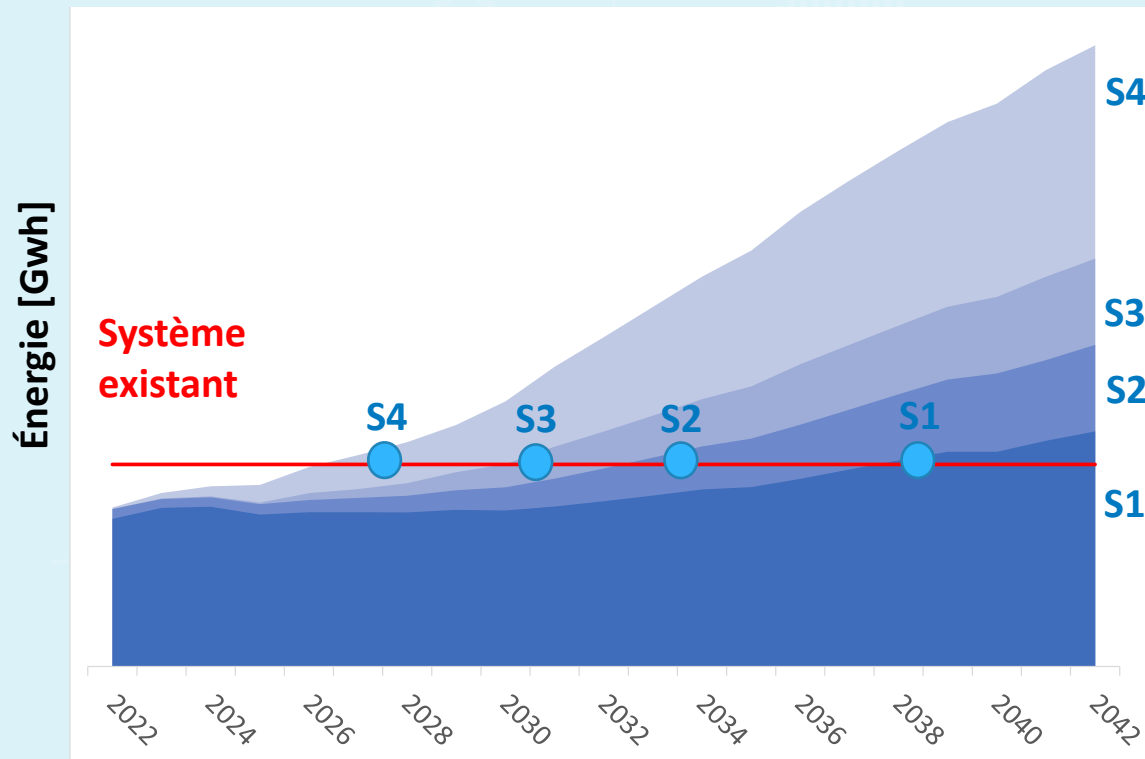
Résultats des scénarios

Besoins en ressources d'énergie et de capacité

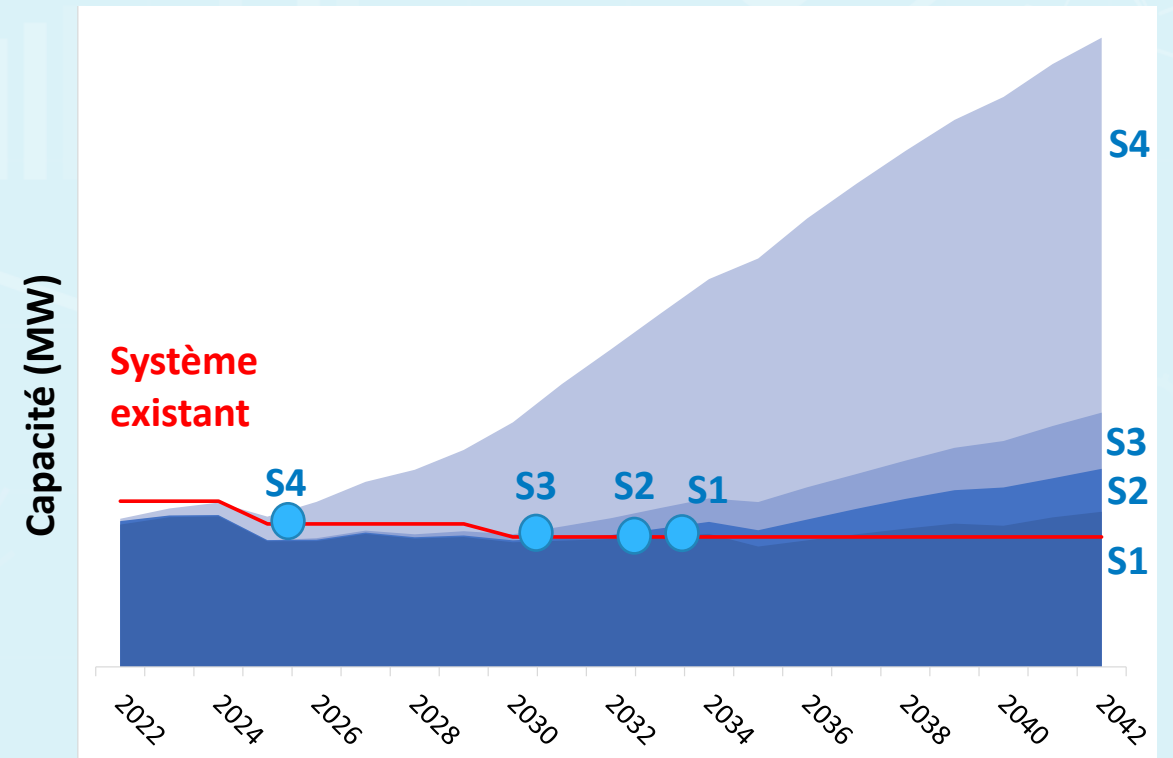


Aucun changement depuis les résultats de la modélisation initiale

Énergie fiable



Capacité



● Indique qu'un investissement est nécessaire



Observations mises à jour depuis les résultats initiaux de la modélisation



Des investissements sont nécessaires dans tous les scénarios pour soutenir la croissance et maintenir et moderniser les actifs existants



Le système existant répond à la demande initiale dans les scénarios 1, 2 et 3



Répondre à la demande précoce dans le scénario 4 sera difficile



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE GROUPES DE VARIANTES

Résultats de la modélisation et de l'analyse

Certaines variantes

Regroupement de la production de gaz

Utilisation limitée de la production de gaz

Captage du carbone nécessaire à la production de gaz

Aucune nouvelle production de gaz naturel*

Regroupement des clients

Gestion de la demande de puissance*

Chauffage bicomcombustible*

Thermopompe géothermique*

Solaire*

Efficacité énergétique*

Autres groupements

Prix de l'énergie et Interactions sur le marché*

Changement climatique*

Nouvelle hydroélectricité*

Plus de 70 essais de modèles différents ont été effectués.

Voici quelques observations tirées de ce modèle et de cette analyse.



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE

REGROUPEMENT DE LA PRODUCTION DE GAZ

Regroupement de la production de gaz

Résumé des variantes

Variante	Qu'est-ce qui a changé par rapport aux scénarios?	Pourquoi cette variante a-t-elle été mise en place?
Utilisation limitée de la production de gaz	Supposons que la production de gaz naturel ne peut pas être utilisée pour satisfaire aux critères de planification énergétique.	Comprendre l'incidence sur les résultats du scénario en exigeant des ressources supplémentaires pour limiter les émissions de GES de la production d'électricité.
Captage du carbone nécessaire à la production de gaz	Supposons que la nouvelle production de gaz naturel doit inclure le captage et le stockage du carbone.	Comprendre l'incidence sur les résultats du scénario, en particulier sur les coûts et les émissions de GES.
Aucune nouvelle production de gaz naturel	La nouvelle production de gaz naturel a été retirée comme option de ressources.	Comprendre l'incidence de l'élimination de l'option de construire toute production de gaz naturel (y compris l'utilisation du captage et de la séquestration du carbone).

Utilisation limitée de la production de gaz



Captage du carbone nécessaire à la production de gaz



Aucune nouvelle production de gaz naturel



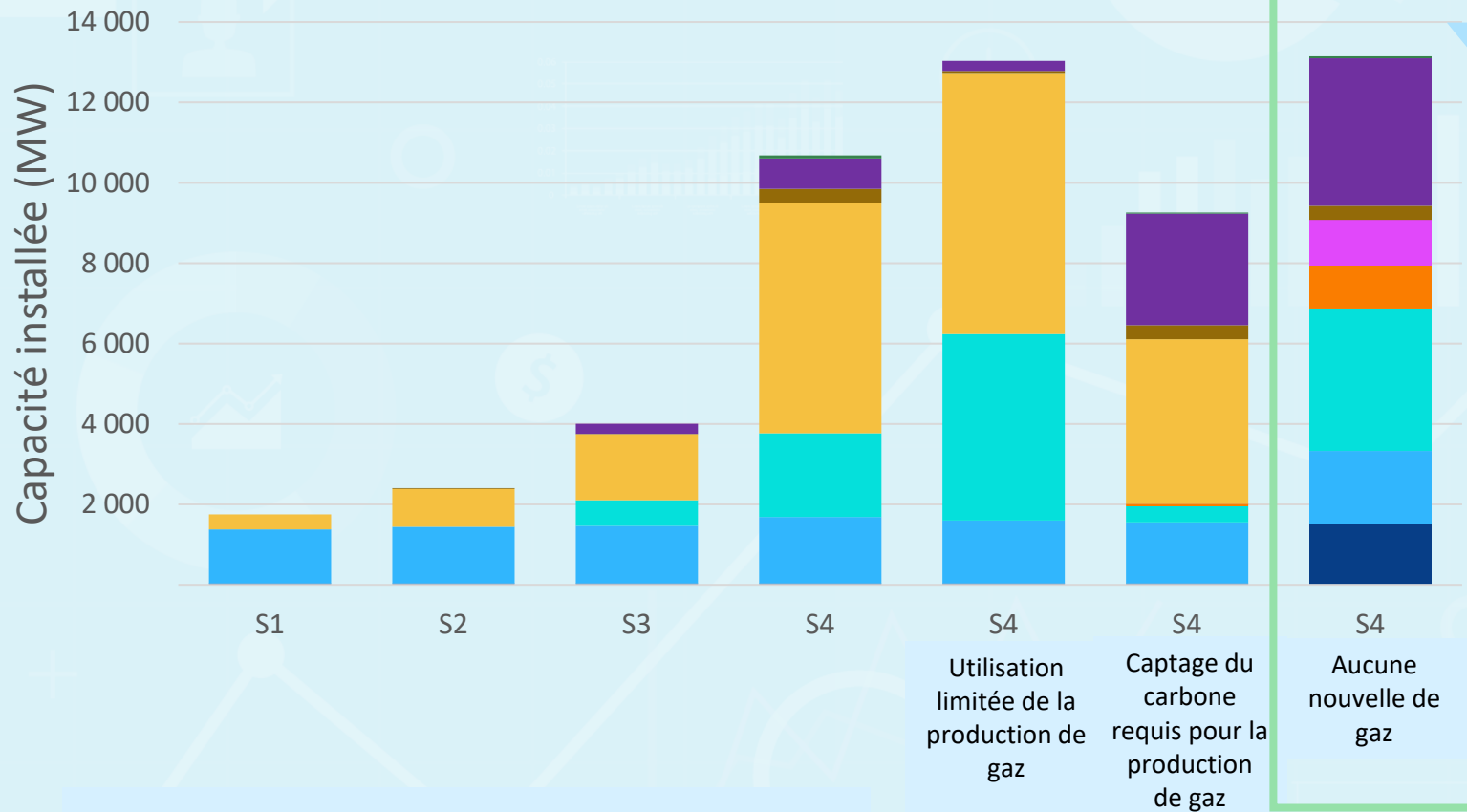
Regroupement de la production de gaz

Mélange d'approvisionnement en capacité



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Ajouts de ressources d'ici 2042



Variante du S4 : Aucune nouvelle production de gaz naturel

La capacité thermique est remplacée par un mélange de ressources, notamment :

- turbines à combustion à hydrogène utilisées pour la capacité hivernale
- beaucoup plus de nouvelles éoliennes
- efficacité énergétique accrue (GD)
- la biomasse, les petits réacteurs modulaires (PRM) et les nouvelles centrales hydroélectriques majeures ; c'est la seule variante où ces ressources se sont avérées rentables.

Il n'y a pas de production solaire à l'échelle de l'électricité. Il en résulterait plus d'énergie excédentaire en raison de la quantité et du type de nouvelle génération.

■ Biomasse
 ■ PRM
 ■ Hydro-électricité
 ■ GD
 ■ Éolienne
 ■ Solaire
 ■ Thermique
 ■ Hydrogène
 ■ Batterie
 ■ Importations

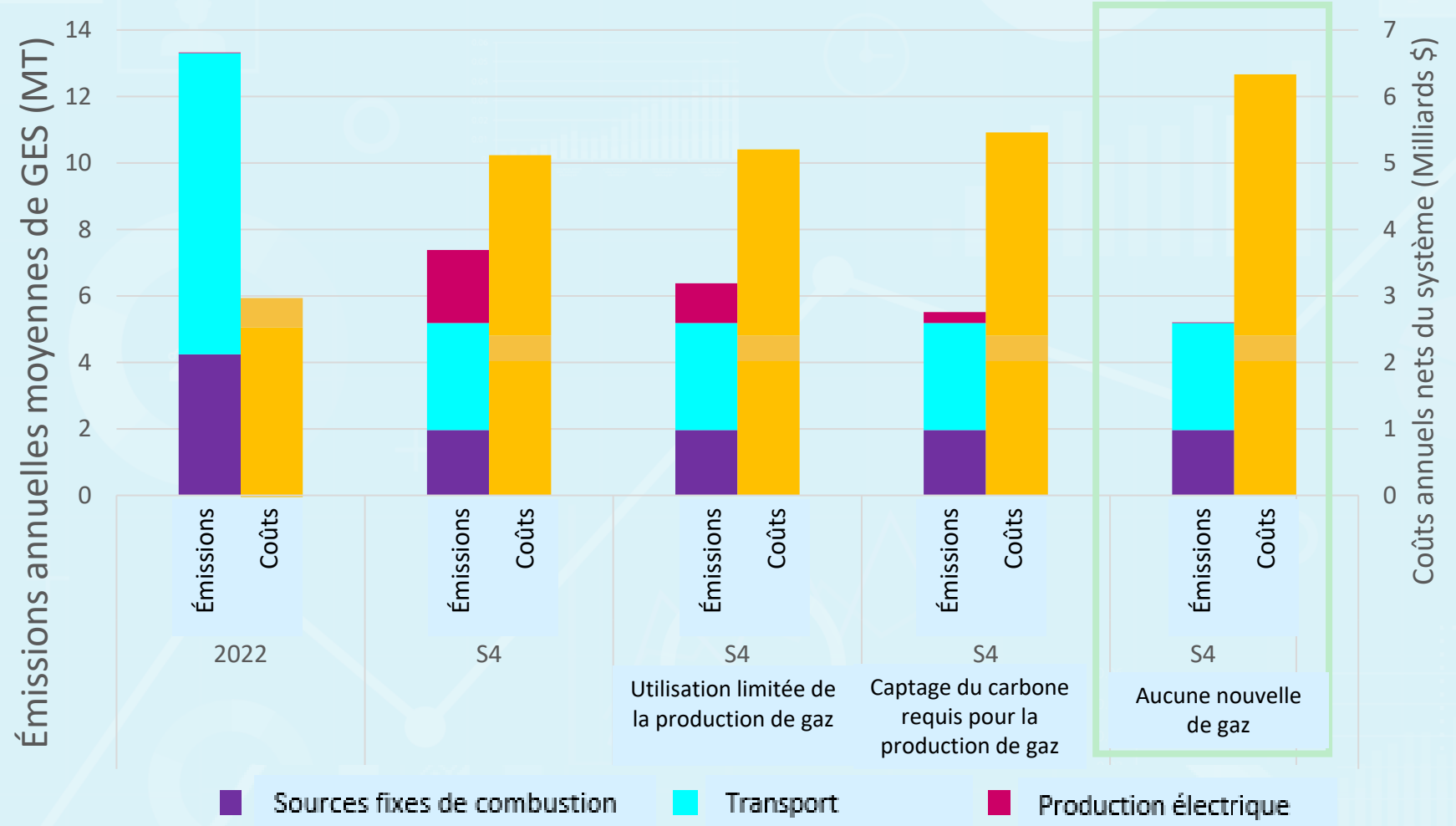
Regroupement de la production de gaz

Coûts et émissions de GES



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Émissions annuelles en 2042



Variante du S4 :
Aucune nouvelle production de gaz naturel!
 Comparativement au scénario 4 (S4), il y a une augmentation importante des coûts, avec une certaine diminution des émissions de GES.

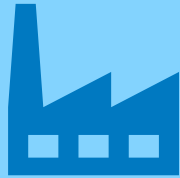
* Les émissions de GES du Manitoba ne comprennent pas les sources non énergétiques, comme les émissions agricoles.

Observations

Regroupement de la production de gaz



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation



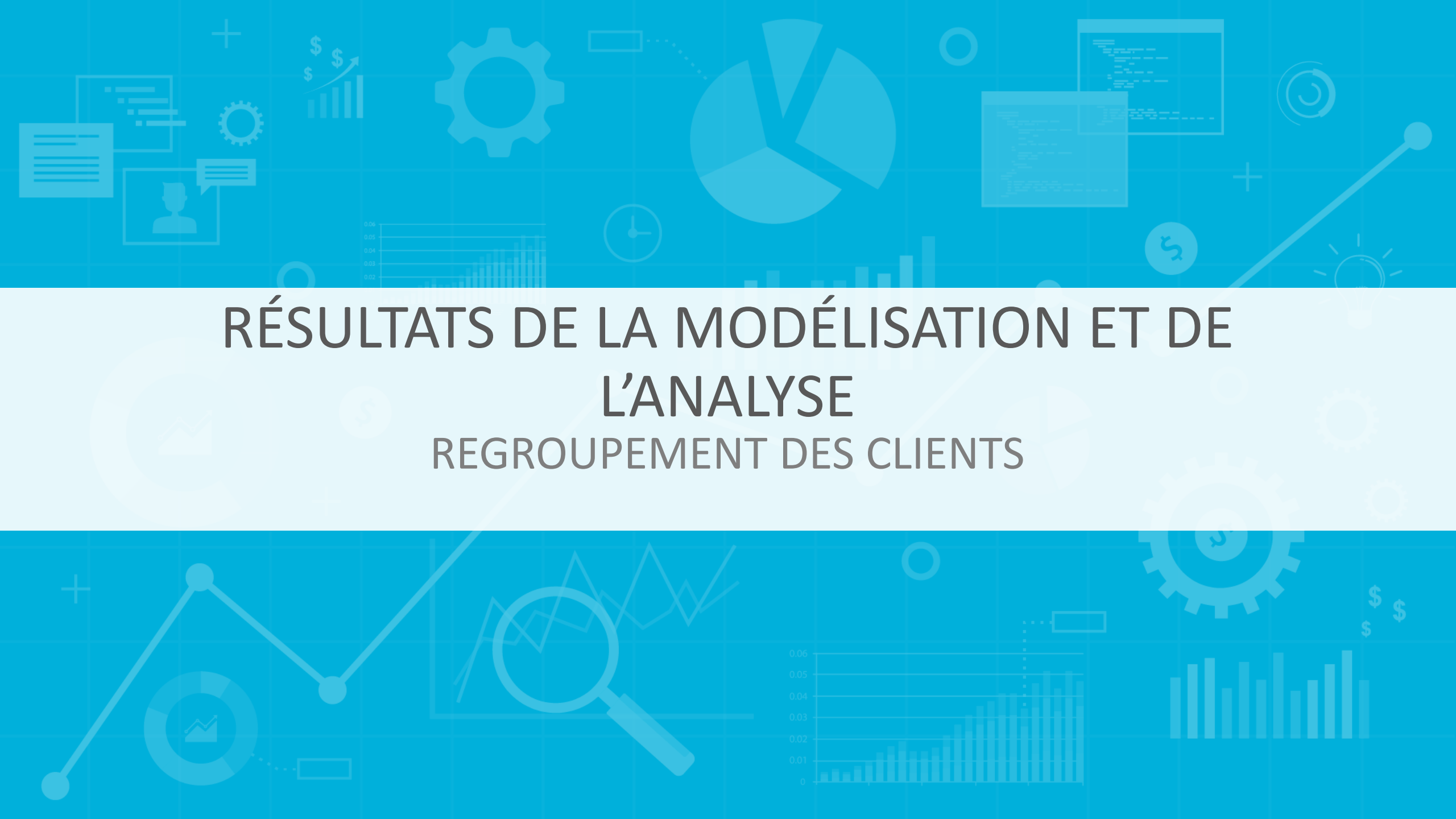
limiter la production thermique réduit les émissions, mais augmente les coûts



Le captage du carbone augmente l'utilisation de la production thermique et des coûts nets du système



Le fait de ne pas permettre la nouvelle production de gaz naturel augmente considérablement les coûts et la dépendance à l'égard des technologies moins matures



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE REGROUPEMENT DES CLIENTS

Regroupement des clients

Résumé des variantes

Variantes	Qu'est-ce qui a changé par rapport aux scénarios?	Pourquoi cette variante a-t-elle été mise en place?
Gestion de la demande de puissance	Des programmes de gestion de la demande de puissance ont été ajoutés pour réduire la demande de pointe.	Comprendre la valeur potentielle des nouveaux programmes de gestion de la demande de puissance.
Solaire	La quantité d'autogénérations de clients solaires a été variée. Le coût de l'énergie solaire à l'échelle des services publics a été réduit à titre de variante.	Comprendre la valeur du solaire par rapport aux autres ressources.
Deux combustibles pour le chauffage	Supposons que les clients de chauffage au gaz naturel remplacent les climatiseurs par des pompes à chaleur à source d'air au lieu de se convertir au chauffage à résistance électrique.	Comprendre l'incidence sur le coût et les émissions de GES associées à l'utilisation de pompes à chaleur à source d'air avec du gaz naturel pour le chauffage au lieu de la chaleur à résistance électrique.
Thermopompe géothermique	Des pompes à chaleur à source de sol pour le chauffage et le refroidissement ont été ajoutées comme option de ressources.	Comprendre comment le coût et les attributs des pompes à chaleur à source de sol se comparent à ceux des autres ressources.
Efficacité énergétique	Les hypothèses relatives à l'efficacité énergétique ont été mises à jour.	Comprendre la valeur de l'efficacité énergétique par rapport aux autres ressources.



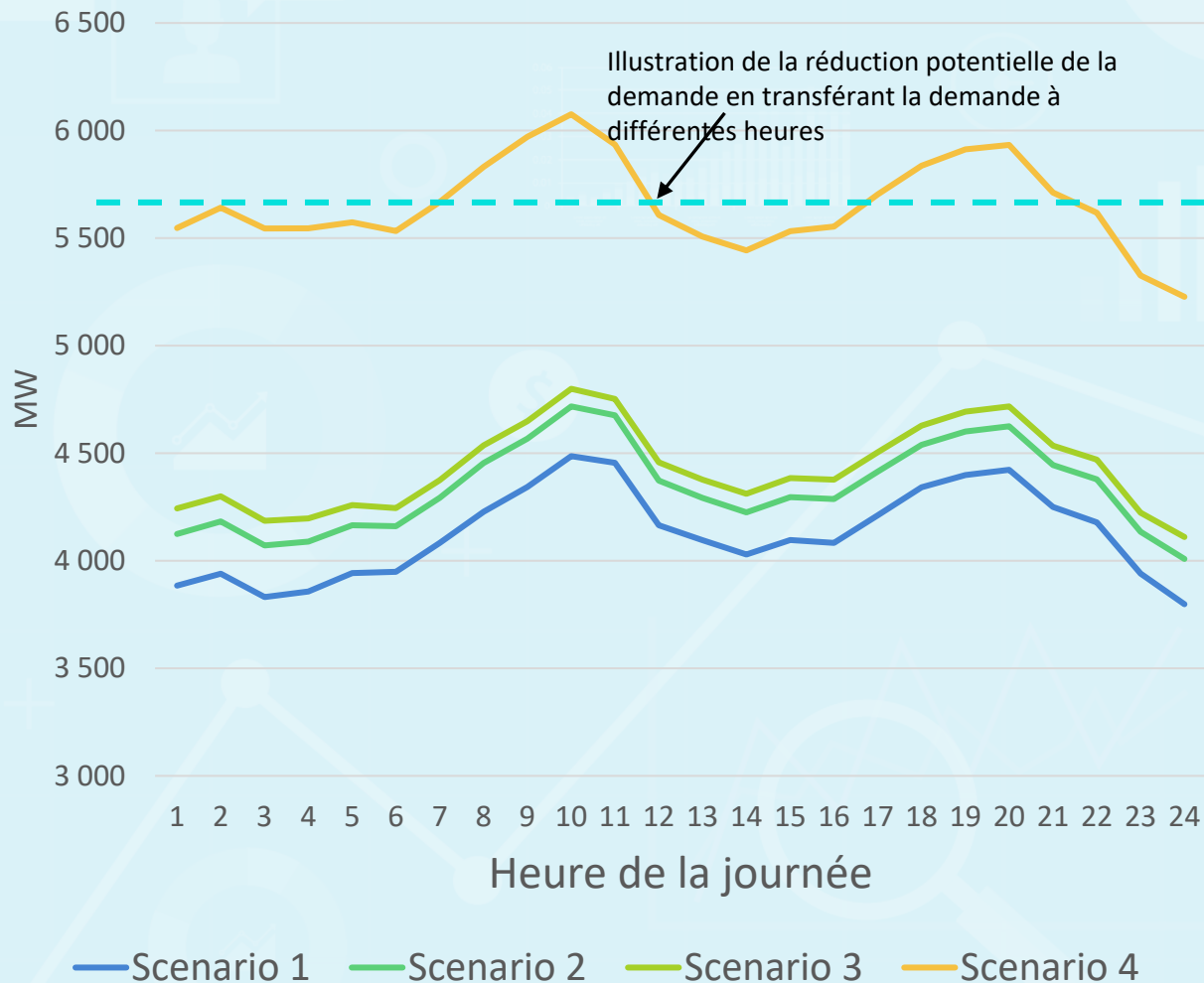
Regroupement des clients

Gestion de la demande de puissance (GDP)



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Demande durant les jours de pointe (2030/31 jours de pointe)



Les mesures de gestion de la demande de puissance sont rentables pour retarder ou réduire le besoin de nouvelles ressources de capacité, y compris les turbines à gaz et les batteries.

Retarder les nouvelles ressources de capacité entraîne un besoin de nouvelles ressources qui fournissent de l'énergie pour répondre au besoin croissant d'énergie.

Les programmes de gestion de la demande de puissance visent à réduire la demande électrique de pointe. Cette variante présume que la consommation totale d'énergie électrique présumée n'a pas changé et que l'énergie a été transférée à différentes heures.



La gestion de la demande de puissance peut être réalisée par :

- Contrôle de la charge directe résidentielle (p. ex., commande de chargeur intelligent pour VE, thermostat WiFi)
- Taux d'interruption commerciaux ou industriels et réduction manuelle.

Les taux variables dans le temps peuvent être en mesure d'offrir des réductions de crête semblables à celles d'autres programmes de gestion de la demande de puissance.



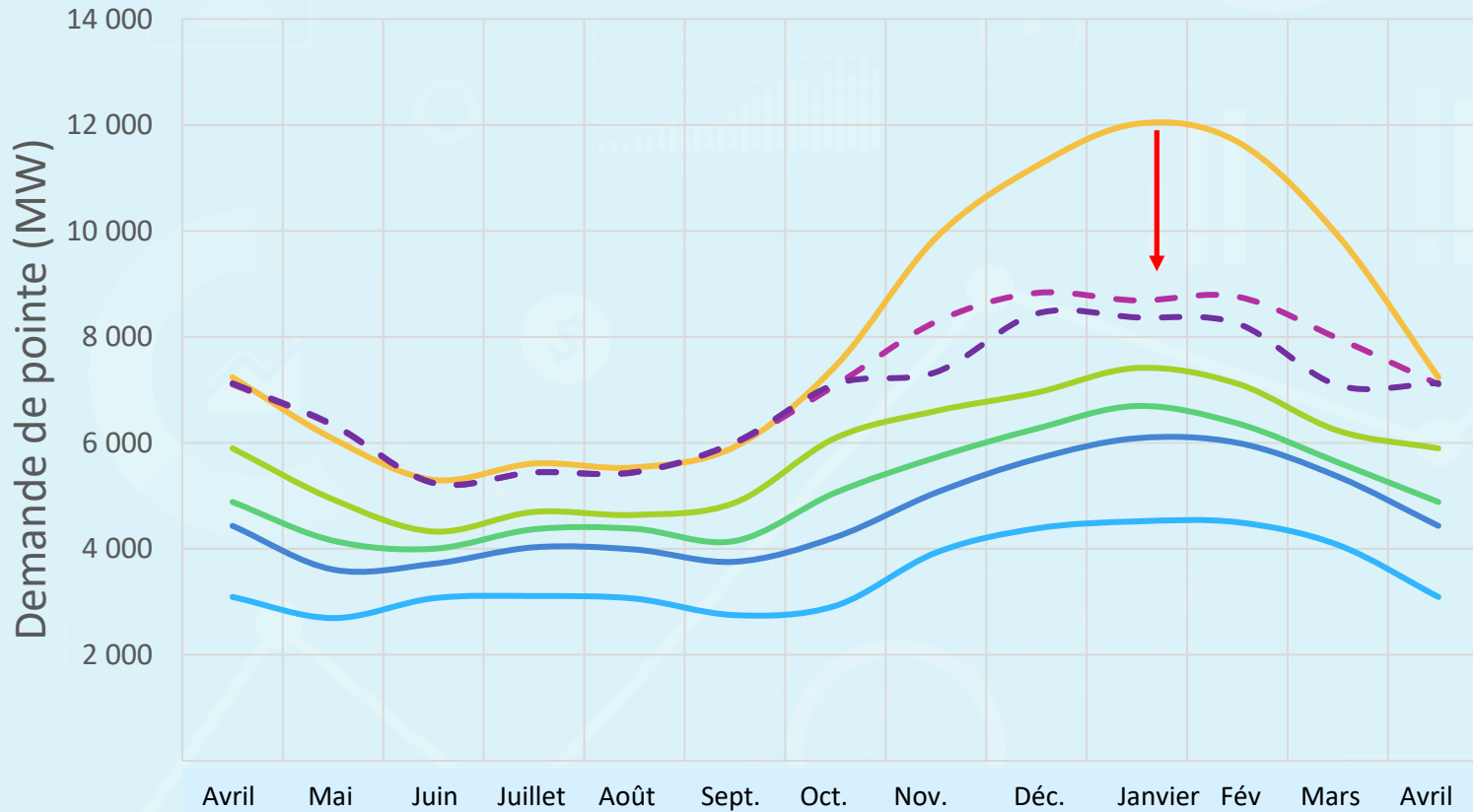
Regroupement des clients

Chauffage bicomcombustible



Aucun changement important depuis les résultats de la modélisation initiale

Demande de pointe en 2042



— S4 — S4 Chauffage bicomcombustible (-10C) — S4 Chauffage bicomcombustible (-20C) — S3 — S2 — S1 — 2021/22 - Présent

Le chauffage bicomcombustible est une technologie de chauffage des maisons qui utilise une thermopompe à air pour chauffer et refroidir au-dessus d'une température déterminée, puis le gaz naturel est utilisé pour chauffer en deçà de cette température



L'analyse portait sur deux technologies :

- 1) La thermopompe à air ordinaire qui fonctionne jusqu'à des températures de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- 2) La thermopompe à air pour climats froids qui fonctionnent jusqu'à des températures de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Les programmes de chauffage bicomcombustible peuvent réduire les émissions de GES provenant de l'utilisation du gaz naturel, tout en évitant les répercussions de la consommation électrique de pointe découlant de la conversion au chauffage à résistance électrique complète.

Le scénario 4 supposait une décarbonisation accélérée, y compris le chauffage des locaux à résistance électrique.



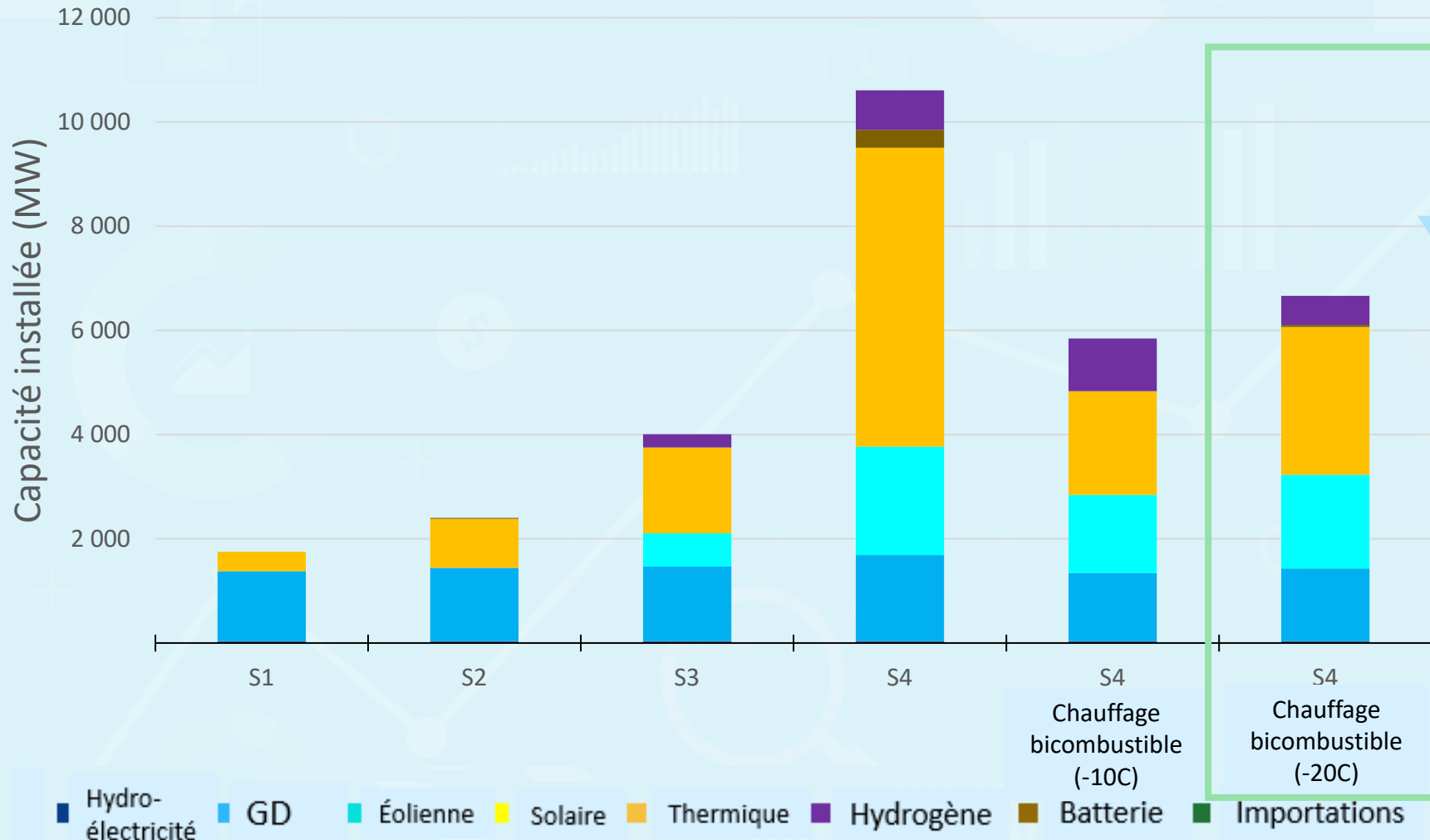
Chauffage bicomcombustible

Mélange d'approvisionnement en énergie et en capacité



Aucun changement important depuis les résultats de la modélisation initiale

Ajouts de ressources d'ici 2042



Variante du S4 : chauffage bicomcombustible

Le total des ajouts de ressources est beaucoup plus faible que dans le scénario 4 (S4). Le système actuel de gaz naturel continue d'être exploité pour répondre aux besoins énergétiques les plus élevés et atténuer les répercussions sur les coûts.



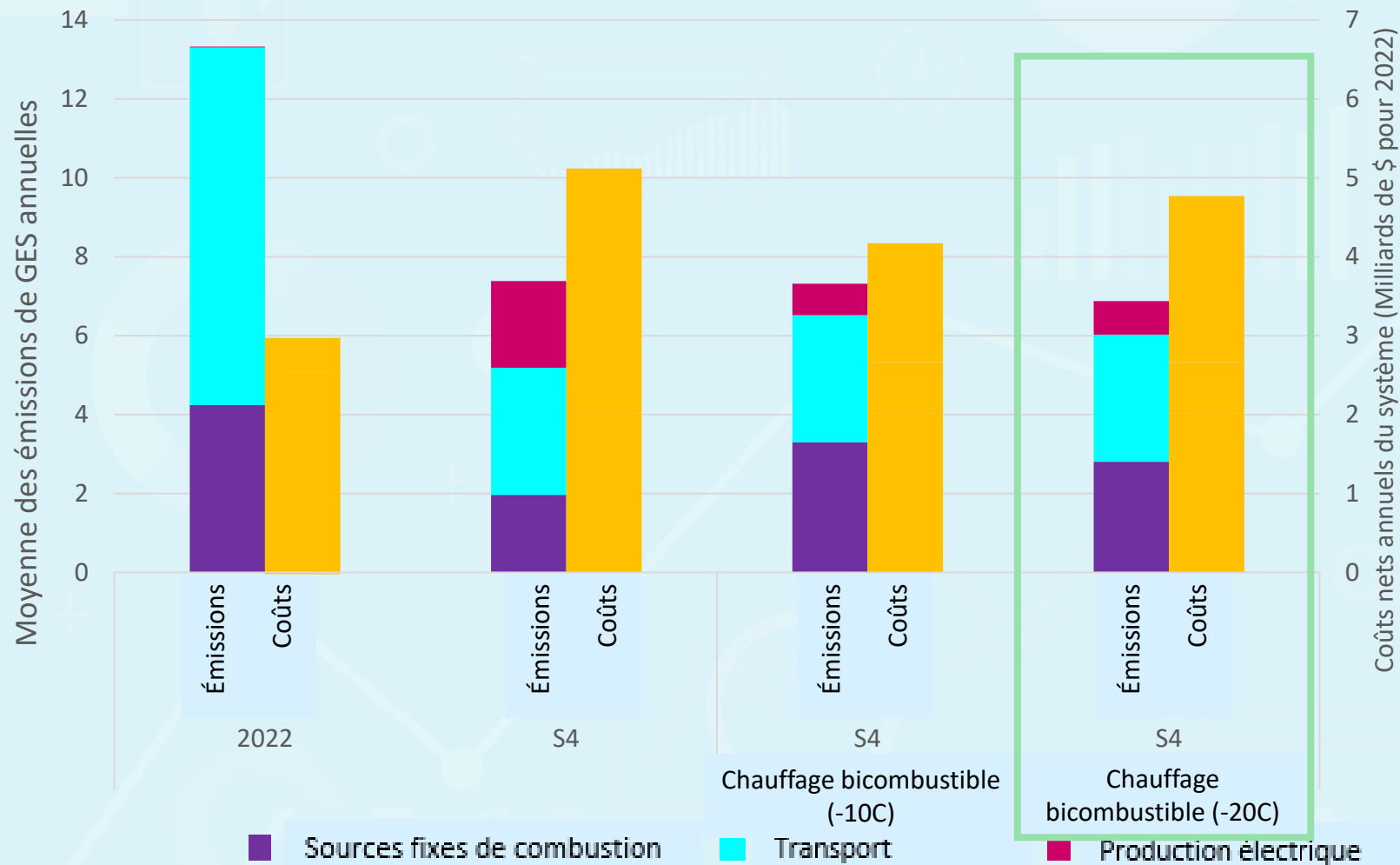
Chauffage bicomcombustible

Coûts et émissions de GES



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Émissions annuelles pour 2042



Les programmes de chauffage bicomcombustible ont le potentiel de réduire les émissions de GES à peu de frais.

Les thermopompes à air pour climats froids (-20 C) semblent offrir un avantage limité par rapport aux thermopompes classiques dans la réduction des émissions de GES en raison d'un coût plus élevé.

Les coûts indiqués comprennent une estimation pour coûts d'achat et d'installation de thermopompe à air dans les cas de chauffage bicomcombustible (ce coût n'a pas été inclus dans les résultats initiaux de la variante concernant le chauffage bicomcombustible).

Les carburants de remplacement peuvent offrir l'occasion d'appuyer une plus grande décarbonisation tout en tirant parti de l'infrastructure gazière existante.



* Les émissions de GES du Manitoba ne comprennent pas les sources non énergétiques, comme les émissions agricoles.



Regroupement des clients

Thermopompe géothermique (TG)



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation



Les thermopompes géothermiques (TG) peuvent être efficaces dans les climats froids parce que leur performance ne diminue pas par temps très froid. Il peut y avoir des obstacles à l'adoption, comme les coûts initiaux.

Bien que les résultats ne favorisent pas l'adoption généralisée des TG, ceux-ci peuvent varier selon les hypothèses sur le rendement à long terme. Une étude plus approfondie est nécessaire pour affiner les hypothèses de modélisation des TG.

Les TG peuvent être utiles en raison de leur capacité à être déployés dans des délais plus courts que les autres options d'échelle de services publics.

Les thermopompes géothermiques (TG), comme solution de rechange à l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage des locaux, ont le potentiel de réduire les émissions de GES.



Bien que les TG puissent être plus efficaces que les systèmes de chauffage et de refroidissement traditionnels, leur rendement est influencé par de nombreux facteurs, notamment : le type de sol, le dimensionnement du système, la qualité de l'installation, les besoins relatifs en chauffage et en refroidissement, l'entretien et la conception du bâtiment. Le rendement des systèmes de TG individuels peut varier considérablement selon l'installation et peut se dégrader au fil du temps.



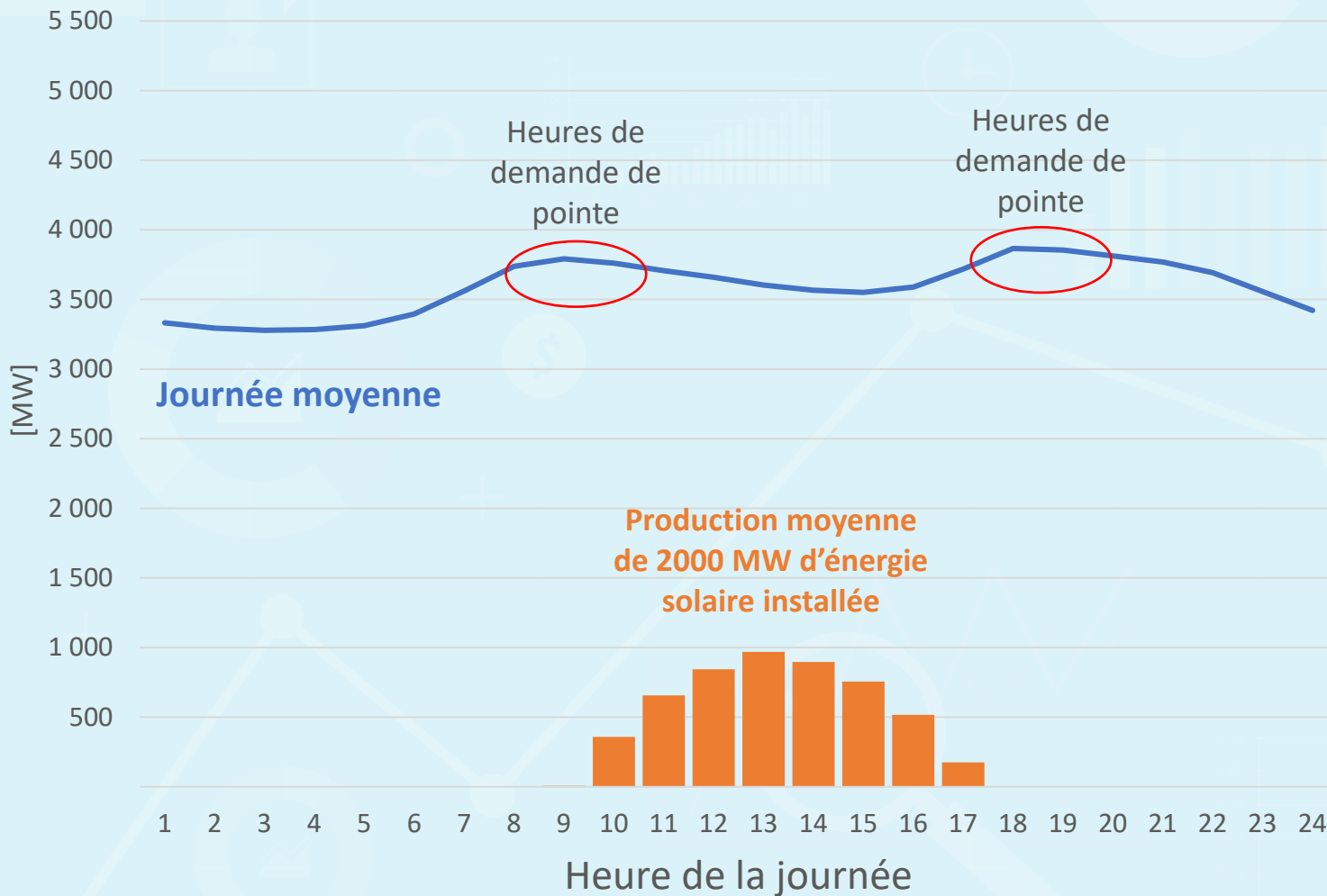
Regroupement des clients

Énergie solaire



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Demande journalière en janvier et production solaire



La production d'énergie solaire à l'échelle des services publics n'est pas aussi rentable que les autres ressources disponibles au Manitoba, même si l'on présume qu'elle est moins coûteuse que la nouvelle production d'énergie éolienne.

Des options solaires étaient disponibles pour que le modèle puisse choisir dans tous les scénarios et les variantes. Le solaire n'a jamais été jugé rentable par rapport à d'autres options de ressources, y compris en réduisant le coût de la production solaire.

L'énergie solaire peut être une balance utilitaire ou appartenant au client.

La production solaire n'est pas une source d'électricité fiable pour répondre à la forte demande hivernale du Manitoba. La production d'énergie solaire s'harmonise bien pour soutenir la demande de pointe dans certaines administrations, comme celles qui ont une forte demande estivale.



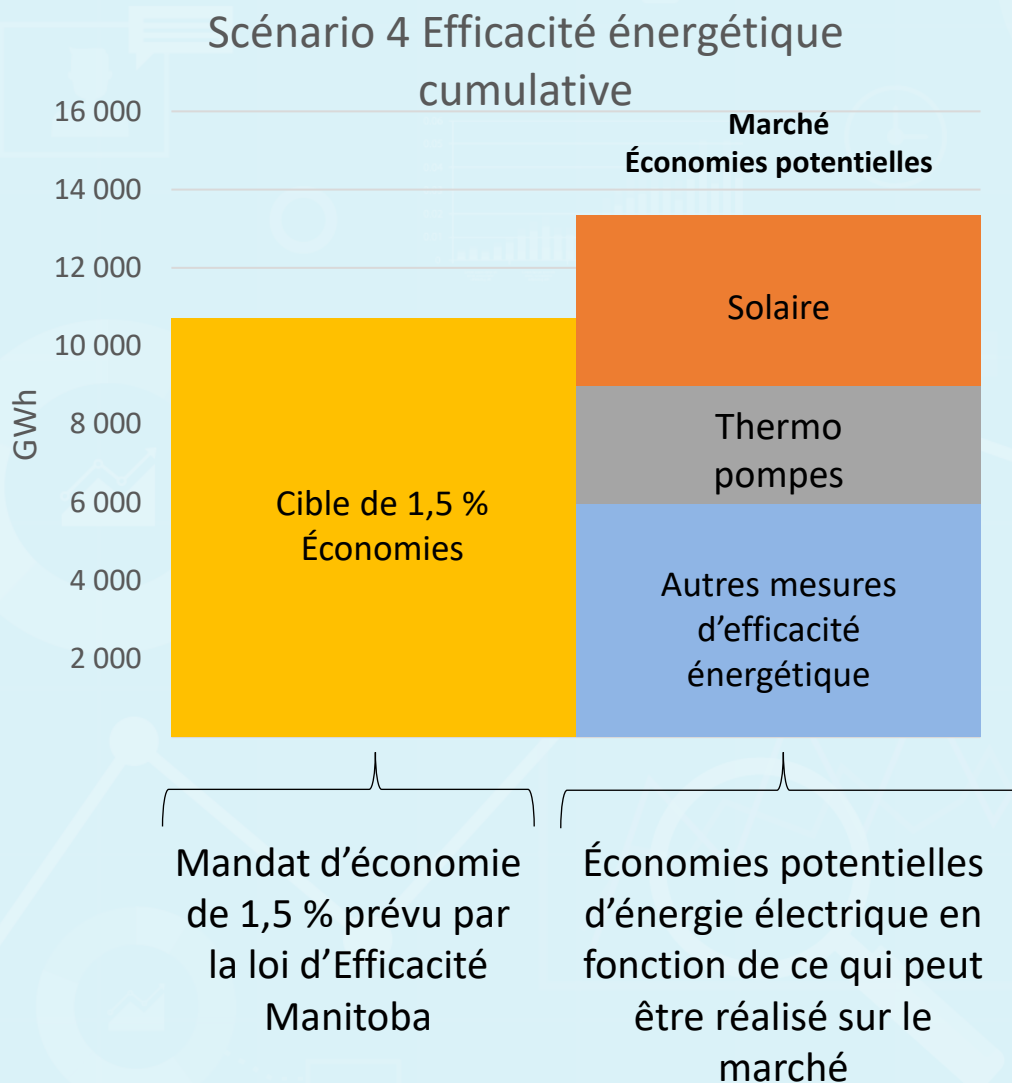


Variantes concernant les clients

Efficacité énergétique (EÉ)



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation



Comparaison de l'objectif législatif du Manitoba dans chacun des quatre scénarios de la PIR avec toutes les économies d'énergie indiquées dans Efficacité du potentiel du marché du Manitoba

L'étude montre qu'avec les économies d'énergie des pompes solaires et thermiques, il est possible d'atteindre l'objectif d'économies de 1,5 %.

Bien que les économies de programme solaire puissent permettre à Efficacité Manitoba d'atteindre sa cible, l'analyse n'appuie pas l'énergie solaire comme option économique. Les économies liées aux thermopompes n'ont été sélectionnées que dans le scénario 4 pour répondre à la croissance rapide de la demande avant que d'autres ressources plus rentables puissent être mises en service.

Lorsque les ressources d'efficacité énergétique ont été modélisées comme des ressources sélectionnables, les résultats préliminaires ont montré que différentes quantités de ressources d'efficacité énergétique ont été choisies. D'autres discussions et études sont en cours avec Efficacité Manitoba.

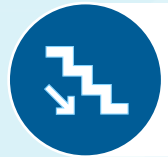
Résumé des observations

Variantes



Aucune nouvelle production de gaz naturel

- augmente considérablement les coûts et la dépendance à l'égard de technologies moins bien maîtrisées



Gestion de la demande de puissance

- rentable lorsqu'il s'agit de retarder ou réduire le besoin de nouvelles ressources de capacité



Efficacité énergétique

- la rentabilité dépend de la mesure et nécessite une analyse plus approfondie



Chauffage bicomcombustible

- Les programmes ont le potentiel de réduire les émissions de GES à peu de frais.



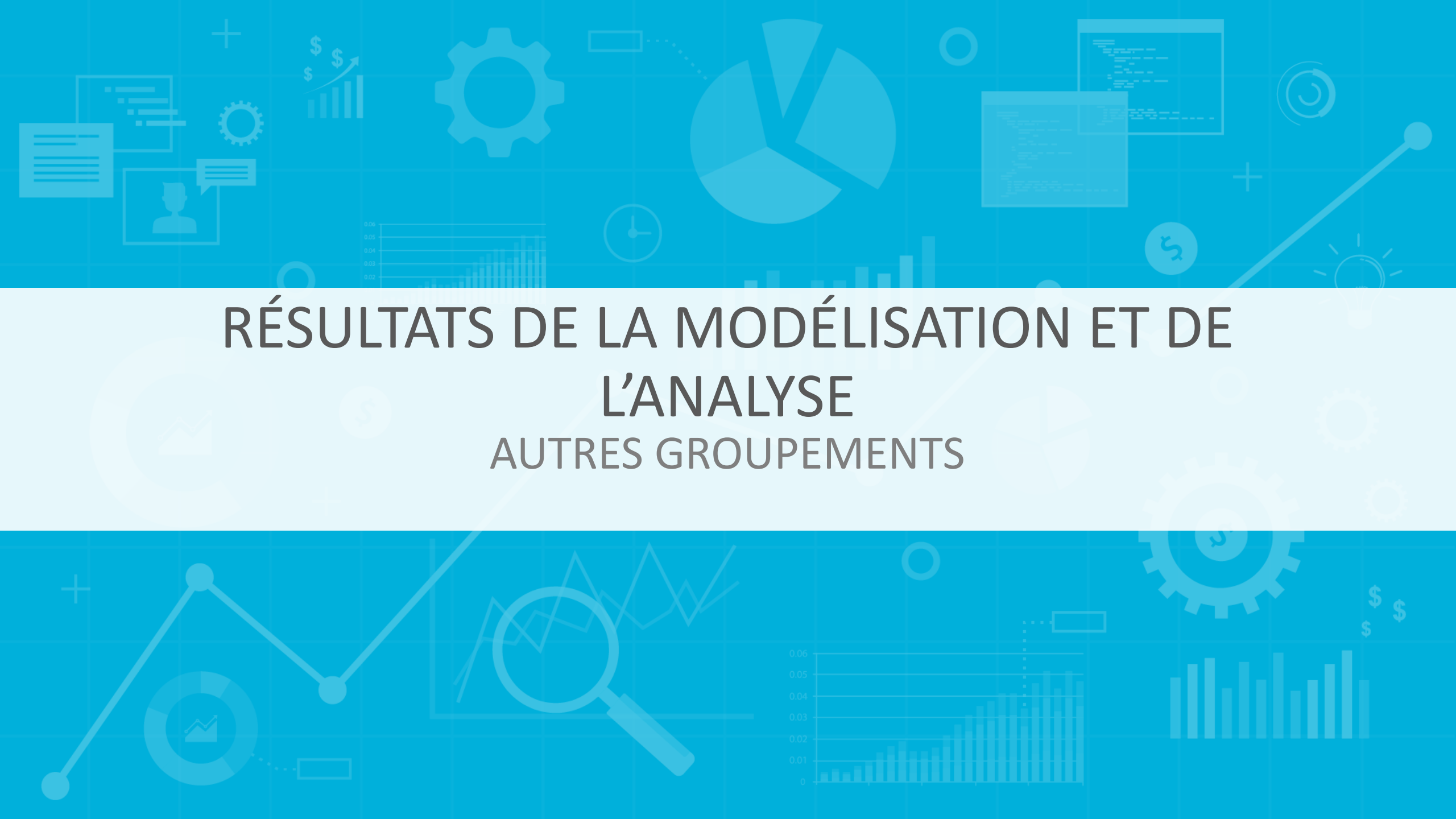
Thermopompes géothermiques

- le rendement varie beaucoup, mais il n'est généralement pas jugé rentable



Solaire

- pas aussi rentable que les autres ressources disponibles au Manitoba



RÉSULTATS DE LA MODÉLISATION ET DE L'ANALYSE AUTRES GROUPEMENTS

Autres groupements

Résumé des variantes

Variantes	Qu'est-ce qui a changé par rapport aux scénarios?	Pourquoi cette variante a-t-elle été mise en place?
Prix de l'énergie et interactions avec le marché	Les prix de gros de l'électricité ont été réduits. L'énergie importée a été réduite.	Comprendre l'incidence des changements dans la valeur de l'électricité exportée. Comprendre l'incidence de la réduction de l'électricité importée.
Changements climatiques	La quantité de production hydroélectrique résultant des variations des précipitations a été variable. Changements à la puissance appelée en raison de changements de température.	Comprendre l'incidence des changements dans les flux d'eau sur la production d'énergie hydroélectrique.
Nouvelles ressources hydroélectriques	Une nouvelle centrale hydroélectrique a été considérée comme une nouvelle ressource future.	Comprendre la valeur de la nouvelle hydroélectricité par rapport aux autres ressources.



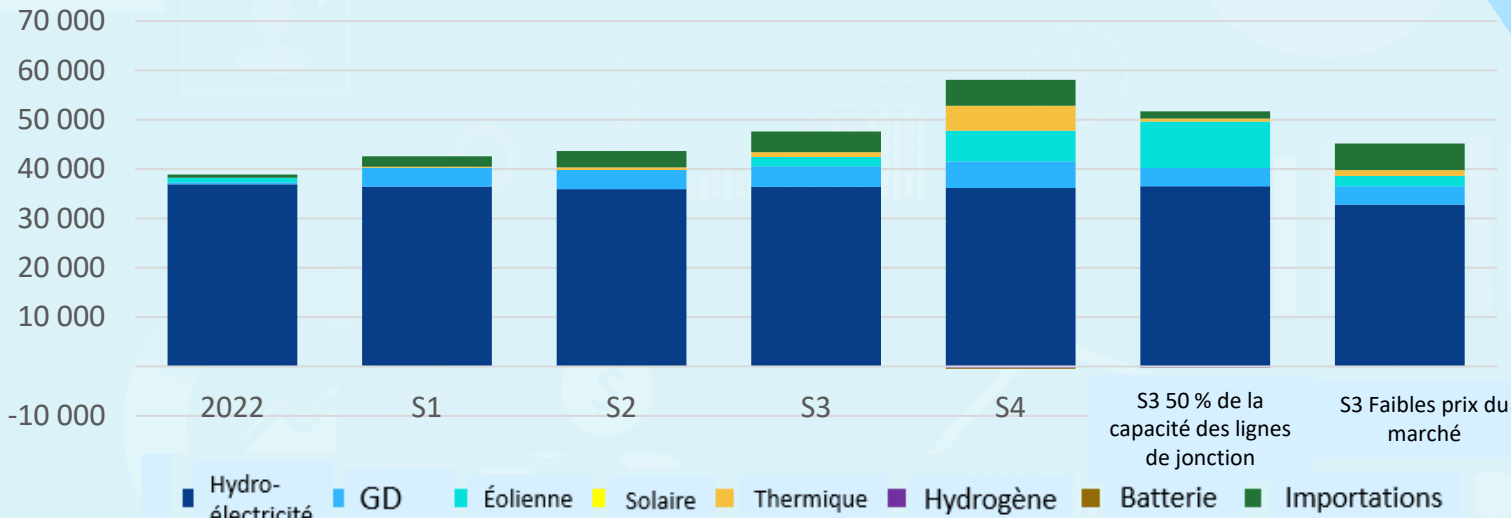
Autres groupements

Prix de l'énergie et interactions avec le marché



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

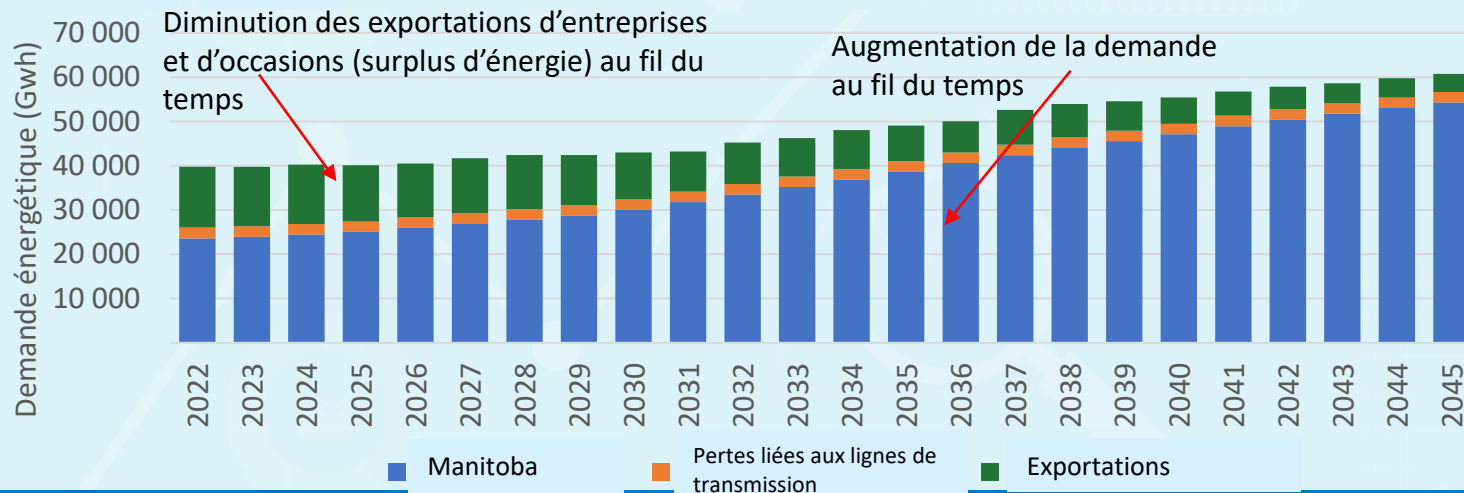
Production moyenne d'énergie [Gwh] pour 2042



Les interconnexions continuent de prendre de la valeur, car elles permettent l'accès aux importations qui sont une source d'énergie économique.

- Le prix du marché et la capacité d'importation influent sur la quantité, le type et le besoin de ressources de nouvelle génération.
- Le fait de compter moins sur la capacité d'importation accroît généralement la production d'énergie éolienne.
- La baisse des prix du marché diminue généralement la production d'énergie éolienne.

À mesure que la demande augmentera au Manitoba, il y aura moins d'énergie excédentaire à exporter, moins d'exposition aux prix à l'exportation et une plus grande exposition aux risques liés aux prix à l'importation.



Manitoba Hydro a la capacité d'importer l'énergie et cela pourrait être une approche sensée au fur et à mesure que la demande énergétique du Manitoba augmente. Le coût de cette énergie dépend des prix du marché de gros.





Autres groupements

Changements climatiques



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation

Effets des changements climatiques sur les flux

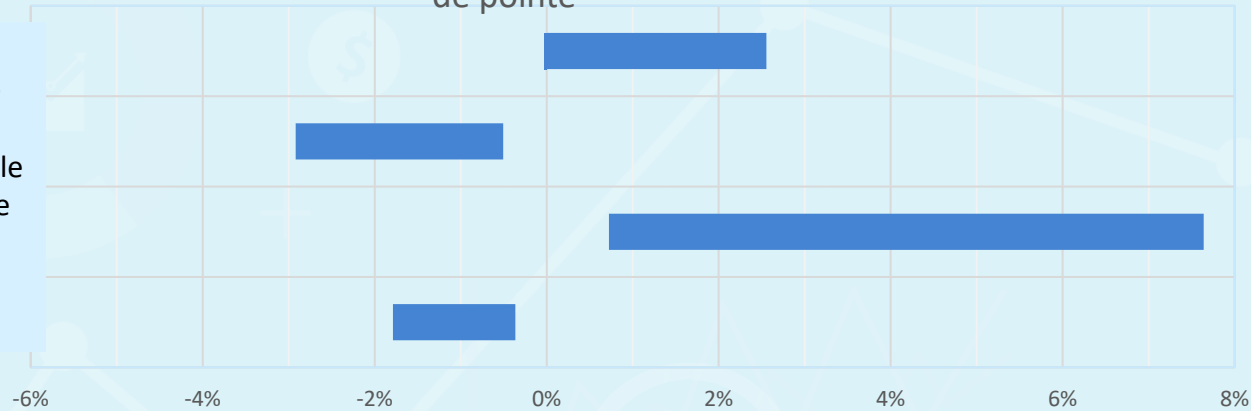
moyens

Changement du flux annuel moyen



Répercussions des changements climatiques sur l'énergie et la demande de pointe

Utilisation énergétique estivale
 Utilisation énergétique hivernale
 Demande estivale de pointe
 Demande hivernale de pointe



Les variantes aux changements climatiques tiennent compte de l'impact du changement climatique sur les températures et les précipitations. Un avenir plus chaud est prévu, mais l'impact sur les flux annuels moyens d'eau futurs est incertain.

Alors que la plupart des scénarios climatiques indiquent un avenir légèrement plus humide en moyenne, un avenir plus sec et des sécheresses plus graves sont également possibles.

On s'attend à ce que les répercussions des changements climatiques sur les flux soient beaucoup plus importantes que les répercussions de la température. On prévoit que les augmentations de la demande de pointe en été et les réductions des besoins en énergie en hiver seront modestes.

On prévoit que les changements climatiques modifieront le cycle hydrologique, ce qui aura des répercussions sur les modèles de production hydroélectrique. Les changements climatiques devraient aussi avoir des répercussions sur la consommation d'énergie et la demande de pointe. Les données du graphique représentent des fourchettes basées sur une représentation des résultats possibles de la modélisation des changements climatiques.





Autres groupements

Nouvelles ressources hydroélectriques



Nouvelles observations depuis les premiers résultats de la modélisation



La nouvelle hydroélectricité n'est pas rentable par rapport aux autres ressources concurrentes.

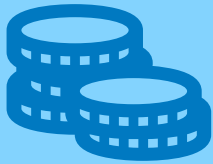
Le projet Conawapa n'a été jugé économique que dans le scénario 4 si aucune nouvelle production de gaz naturel n'est autorisée.

- Neuf projets de développement hydroélectrique potentiels étaient inclus comme options de ressources dans l'analyse.
- Conawapa est l'hydroélectricité la plus compétitive sur le plan des coûts projet, mais il a un délai de 18 ans et est en service date au plus tôt en 2041.
- Notigi est le deuxième projet hydroélectrique le plus rentable avec un délai de 10 ans.



Observations

Autres groupements



Prix de l'énergie et interactions avec le marché

La réduction des importations d'électricité augmente généralement le besoin de nouvelles ressources énergétiques ; la baisse des prix du marché diminue généralement les nouvelles ressources énergétiques.



Changements climatiques

Incertitude considérable dans les projections moyennes du débit annuel, plus grande demande en été, moins d'énergie nécessaire en hiver.



Nouvelles ressources hydroélectriques

Pas rentable par rapport aux autres options de ressources.



COMPARAISON DES RÉSULTATS

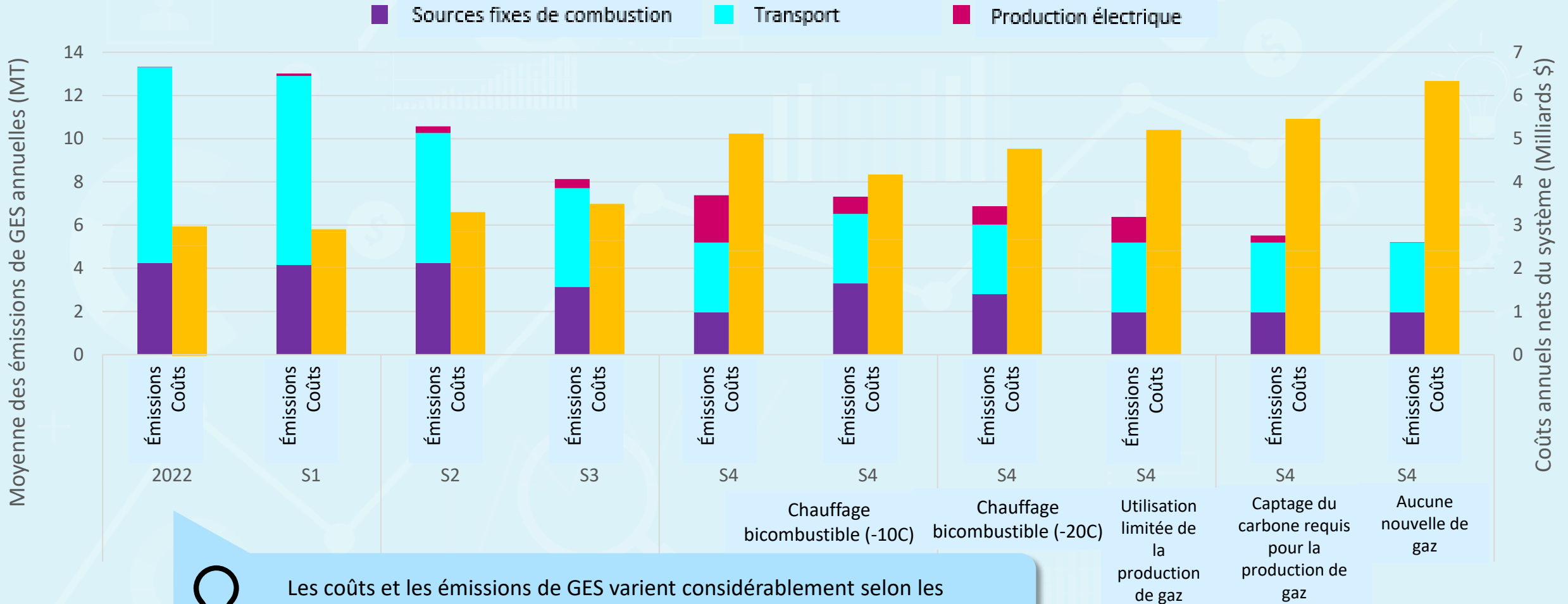
COÛT, CAPACITÉ, ÉMISSIONS DE GES ET ÉNERGIE

Comparaison des résultats

Coûts et émissions de GES

* Les émissions de GES du Manitoba ne comprennent pas les sources non énergétiques, comme les émissions agricoles.

Émissions annuelles de GES pour 2042

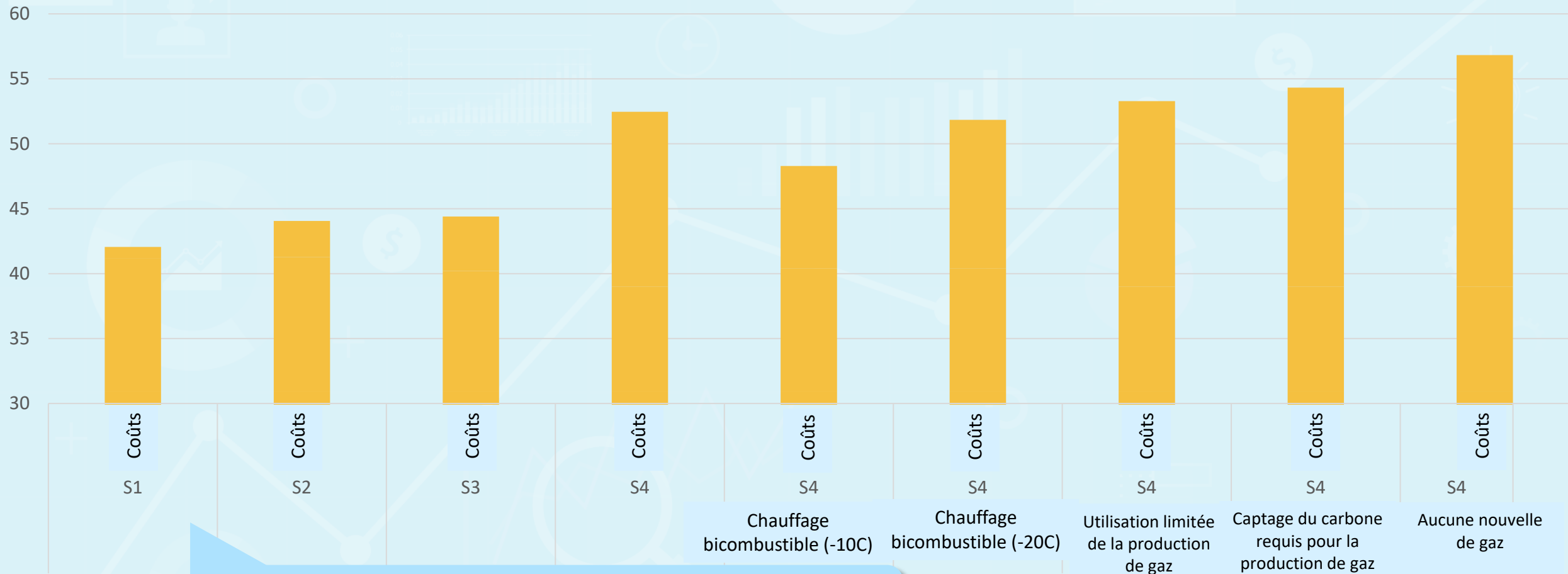


Les coûts et les émissions de GES varient considérablement selon les scénarios et les variantes.

Comparaison des résultats

Valeur actuelle du coût

Valeur actuelle des coûts nets du système jusqu'en 2042 [milliards \$]

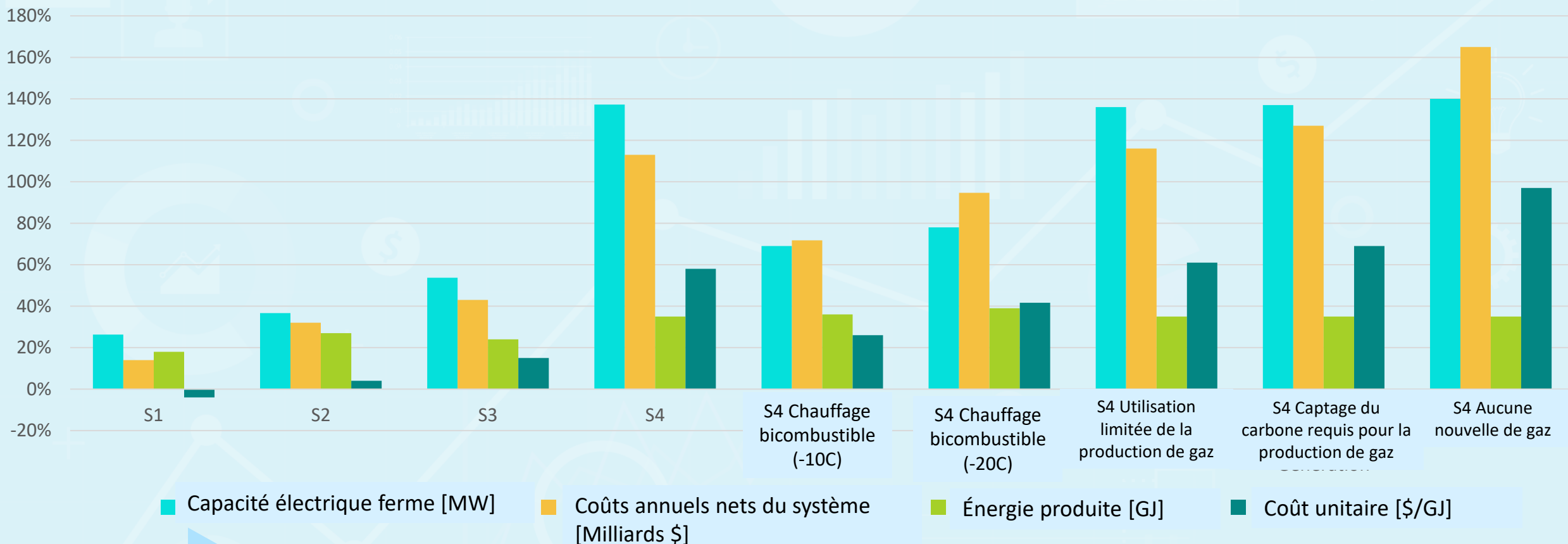


Le coût varie considérablement selon les scénarios et les variantes.

Comparaison des résultats

Comparaison des coûts, de la capacité et de l'énergie

Augmentation pour 2042 (depuis 2022)



Le coût est plus étroitement corrélé avec la capacité électrique que la demande d'énergie. Les coûts unitaires de l'énergie (électricité et gaz naturel) varient grandement selon les scénarios et les variantes.



DES QUESTIONS?
Écrivez-nous : IRP@hydro.mb.ca

<https://www.hydro.mb.ca/fr/corporate/planning/>