Rapport de balisage – Hatch

Hydro-Québec

Valorisation de la puissance, de l’énergie à l’appui de la révision de la méthodologie d’évaluation des coûts évités

Table des matières

Sommaire exécutif 4
1. Introduction 8
1.1. Contexte et objectifs du mandat 8
1.2. Périmètre de l'analyse 8
1.3. Organisation du rapport 10
2. Cadre commun de l'analyse 11
2.1. Technologies évaluées et indicateurs 11
2.2. Définition du LCOE et du LCOC 12
2.3. Projet de référence et référentiel monétaire 13
2.4. Paramètres financiers et fiscaux 14
2.5. Combustibles, énergie de recharge et émissions de carbone 16
2.6. Le périmètre des coûts d'investissement et d'exploitation 17
3. Coût actualisé de l'énergie (LCOE) 19
3.1. Résultats de référence 19
3.2. Décomposition du LCOE 20
3.3. Interprétation des résultats 22
4. Coût actualisé de la puissance (LCOC) 23
4.1. Résultats de référence 23
4.2. Décomposition du LCOC 24
4.3. Interprétation des résultats 26
5. Analyses de sensibilité et facteurs déterminants 28
5.1. Méthode 28
5.2. Ressources d'énergie 29
5.3. Ressources de puissance 29
5.4. Synthèse et robustesse du classement 31

6. Conclusions 33
6.1. Les principaux constats 33
6.2. Les limites de l'analyse 33

Sommaire exécutif

Hydro-Québec a confié à Hatch le mandat d'établir le coût de référence des principales ressources susceptibles de répondre aux besoins futurs du réseau québécois. Neuf ressources ont été évaluées sur une base commune, pour un projet de référence développé au Québec :

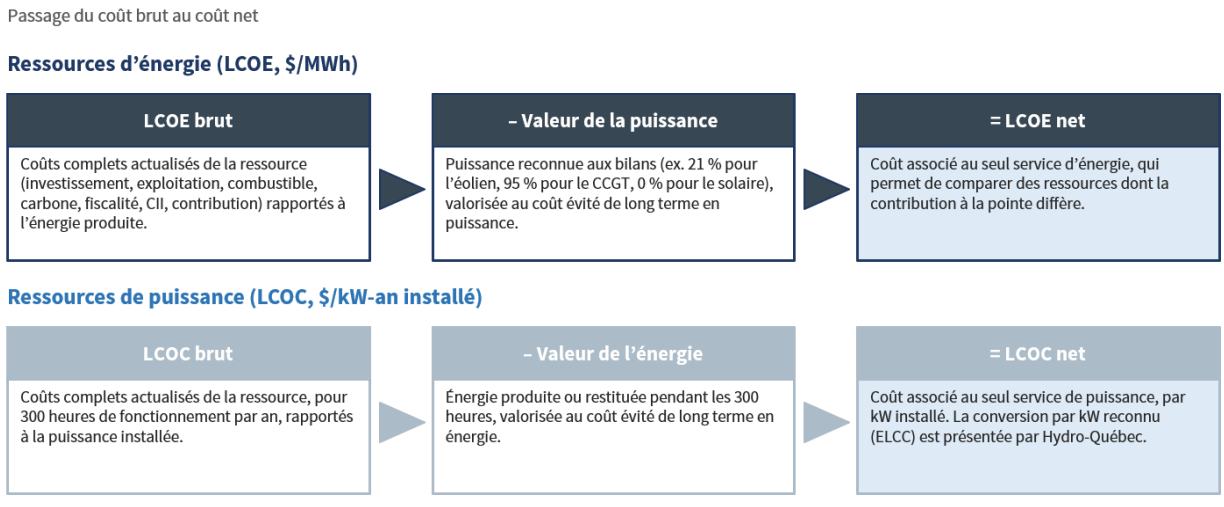
+ Trois ressources d'énergie, évaluées au moyen du coût actualisé de l'énergie (LCOE, pour Levelized Cost of Energy, en $/MWh) : l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque et le cycle combiné au gaz naturel (CCGT)[1];

+ Six ressources de puissance, évaluées au moyen du coût actualisé de la puissance (LCOC, pour Levelized Cost of Capacity, en $/kW-an installé) pour un fonctionnement de 300 heures par an : les turbines de pointe au gaz naturel, au gaz de source renouvelable (GSR) et à l'hydrogène vert, ainsi que le stockage par batteries de 4 et 8 heures (BESS, pour Battery Energy Storage System) et le stockage par air comprimé (CAES, pour Compressed Air Energy Storage).

Les résultats sont exprimés en dollars de 2026, indexés sur l'inflation de long terme, selon une hypothèse prospective de 2 %. Les coûts couvrent l'ensemble du cycle de vie de chaque projet : investissement, exploitation, combustible, carbone, fiscalité, crédit d'impôt à l'investissement, contributions d'Hydro-Québec aux installations électriques du promoteur, démantèlement et rémunération du capital.

Une même ressource peut rendre plusieurs services : un parc éolien ou un CCGT apporte aussi de la puissance à la pointe, et une turbine de pointe produit aussi de l'énergie. Le coût brut ne valorise pas ces fournitures complémentaires. Le coût net les retranche, à la valeur des coûts évités de long terme d'Hydro-Québec : compte tenu des besoins importants aux bilans, tout apport complémentaire y est valorisé pleinement (figure S.1). Le coût net isole ainsi le coût du service évalué et permet de comparer les ressources sur une base cohérente. C'est sur cette base que reposent les conclusions.

Figure S.1 – Passage du coût brut au coût net



[1] La durée de 20 ans retenue pour le CCGT reflète le cadre réglementaire de décarbonation et non la durée de vie technique de l'actif.

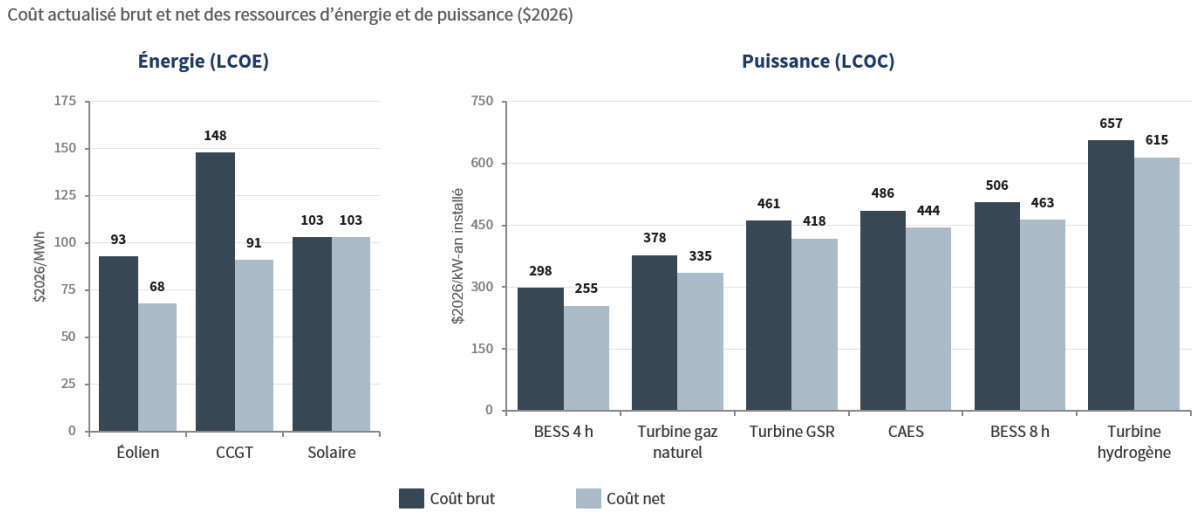
Messages clés

Les messages portent sur les coûts nets. Pour les ressources de puissance, ils sont exprimés par kW installé, avant reconnaissance en puissance aux bilans et prise en compte des coûts de raccordement de la ressource au réseau de transport d'Hydro-Québec. Ces éléments présentés par Hydro-Québec peuvent modifier le classement, en particulier pour le stockage.

1	**L'éolien est la ressource d'énergie la moins coûteuse,** à 68 $/MWh net, devant le CCGT (91 $/MWh) et le solaire (103 $/MWh). En coût brut, le CCGT est le plus coûteux (148 $/MWh) ; sa puissance, reconnue à 95 % aux bilans, le place devant le solaire en coût net.
2	**Le coût du CCGT dépend d'abord du gaz et du carbone,** qui représentent 57 % de son coût brut : 29 % pour le carbone, 20 % pour le combustible et 8 % pour l'accès à l'approvisionnement chez Énergir.
3	**Le stockage par batteries de 4 heures est la ressource de puissance la moins coûteuse** par kW installé, à 255 $/kW-an net, suivi de la turbine de pointe au gaz naturel, à 335 $/kW-an.
4	**Décarboner la pointe par le combustible coûte cher** : le LCOC net de la turbine augmente d'environ 25 % avec le GSR (418 $/kW-an) et de plus de 80 % avec l'hydrogène vert (615 $/kW-an).
5	**Le niveau d'utilisation, le coût du capital et le CAPEX expliquent l'essentiel des écarts,** sauf pour le CCGT, dont le coût dépend d'abord du gaz et du carbone. Pour une même variation appliquée à toutes les ressources, l'ordre des ressources d'énergie (éolien, CCGT, solaire) ne change pas et, en puissance, le BESS de 4 heures et la turbine au gaz naturel restent en tête, la turbine à l'hydrogène en dernier.

Résultats

Figure S.2 – Coût actualisé des ressources d'énergie et de puissance ($2026)



Coût net : LCOE brut moins la valeur de la puissance reconnue aux bilans, au coût évité de long terme en puissance (364 $2026/kW-an) ; LCOC brut moins la valeur de l'énergie produite, au coût évité de long terme en énergie (142 $2026/MWh). LCOC par kW installé, avant reconnaissance en puissance aux bilans.

Énergie

L'éolien bénéficie d'un facteur d'utilisation de 35 %, du crédit d'impôt à l'investissement et d'une contribution en puissance reconnue à la pointe, ce qui réduit son coût net. Le solaire coûte environ deux fois moins cher que l'éolien à construire par kW, mais produit aussi environ deux fois moins par kW installé. Ses OPEX fixes et la taxe sur les services publics, répartis sur une production plus faible, pèsent davantage sur le coût brut par MWh (50 $/MWh contre 38 pour l'éolien). Surtout, il n'apporte aucune puissance reconnue à la pointe d'hiver, ce qui le place au dernier rang en coût net. Le CCGT est le plus coûteux en coût brut, mais sa puissance reconnue retranche plus du tiers de son coût dans la mesure nette.

Puissance

L'investissement représente de 40 % à 60 % du coût brut des ressources de puissance : environ la moitié pour les turbines au gaz naturel et à l'hydrogène, davantage pour le CAES et les batteries, et moins pour la turbine au GSR, dont le combustible pèse plus lourd.

Le BESS de 4 heures combine l'investissement par kW installé le plus faible et le crédit d'impôt. La turbine au gaz naturel suit : à 300 heures d'utilisation par an, son combustible pèse peu. Elle doit toutefois disposer d'un accès ferme à l'approvisionnement en gaz en période de pointe pour remplir sa mission ; ce qui est coûteux pour Énergir et explique pourquoi l'accès représente 18 % de son coût brut. Les turbines au GSR et à l'hydrogène sont pénalisées par le prix de leur combustible et, pour l'hydrogène, par un coût du capital plus élevé. Doubler la durée des batteries, de 4 à 8 heures, augmente le coût net d'environ 80 %, en contrepartie d'une soutenabilité plus longue à la pointe, avec moins de besoins de recharge entre les pointes.

Facteurs déterminants et robustesse

Les analyses de sensibilité font varier un paramètre à la fois. Elles sont présentées en coût net, base des conclusions. Elles montrent que :

+ **Le niveau d'utilisation est le premier facteur** pour l'éolien, le solaire et les turbines au GSR et à l'hydrogène, mais son effet s'inverse d'une filière à l'autre. Pour l'éolien et le solaire, un facteur d'utilisation plus élevé répartit les coûts fixes sur une production plus importante et réduit donc le coût net. Pour les turbines au GSR et à l'hydrogène, chaque heure de fonctionnement supplémentaire augmente au contraire le coût net, car le combustible coûte plus cher que la valeur de l'énergie produite. Pour la turbine au gaz naturel, l'effet est presque nul ;
+ Le coût du capital pèse sur toutes les ressources, et surtout sur le CAES, dont l'investissement élevé est récupéré sur 50 ans ;
+ **Le carbone n'est déterminant que pour le CCGT** ;
+ **La durée de vie** est le premier risque des deux configurations de batteries.

Pour une même variation appliquée à toutes les ressources, l'ordre des ressources d'énergie (éolien, CCGT, solaire) ne change pas. L'écart entre le CCGT et le solaire reste toutefois faible lorsque le prix du gaz augmente. En puissance, le BESS de 4 heures et la turbine au gaz naturel restent en tête et la turbine à l'hydrogène en dernier. L'ordre de la turbine au GSR, du CAES et du BESS de 8 heures varie selon les hypothèses.

Portée et limites

Les résultats sont des coûts de référence comparables entre technologies, et non des prix de soumission ni une mesure de la valeur des ressources pour le réseau. Ils reposent sur des estimations d'ingénierie préliminaire et sur des projets représentatifs, non optimisés pour un site donné. Ils excluent les coûts de transport et d'intégration au réseau d'Hydro-Québec. Le LCOC est exprimé par kW installé, avant l'application de tout facteur de reconnaissance en puissance. La conversion en coût par kW reconnu, qui dépend des règles de planification et des méthodes d'accréditation en vigueur, est présentée par Hydro-Québec.

Les coûts nets reposent sur les coûts évités de long terme proposés par Hydro-Québec ; le classement des coûts bruts n'en dépend pas.

1. Introduction

1.1. Contexte et objectifs du mandat

L'accélération de l'électrification de l'économie québécoise, la croissance soutenue de la demande d'électricité et les objectifs de décarbonation du Québec et du Canada créent de nouveaux défis pour la planification du système électrique. Dans ce contexte, Hydro-Québec doit évaluer un nombre croissant d'options technologiques susceptibles de contribuer aux besoins futurs en énergie, en puissance et en flexibilité du réseau.

Hydro-Québec souhaite donc disposer de références de coût indépendantes pour comparer, sur une base commune, des technologies aux caractéristiques très différentes en matière de profil de production, de contribution à la puissance, de flexibilité, de maturité et de coûts. Ces références alimentent notamment la révision, par Hydro-Québec, de la méthode d'établissement de ses coûts évités de long terme en énergie et en puissance, demandée par la Régie de l'énergie dans sa décision D-2026-033. Il ne s'agit pas d'estimer le coût d'un projet particulier ni d'une offre commerciale, mais de produire des valeurs de référence construites à partir d'hypothèses harmonisées et adaptées au contexte québécois.

Le mandat poursuit quatre objectifs :

- Évaluer le coût actualisé de l'énergie (LCOE, pour Levelized Cost of Energy) et de la puissance (LCOC, pour Levelized Cost of Capacity) des technologies présentées à la section 1.2, sur une base brute et sur une base nette ;
- Identifier les principaux inducteurs de coût qui expliquent les écarts entre technologies ;
- Mesurer la robustesse des résultats au moyen d'analyses de sensibilité ;
- Documenter les hypothèses et les méthodes de calcul de façon à permettre la mise à jour des résultats.

1.2. Périmètre de l'analyse

Les technologies sont regroupées en deux volets, chacun associé à un indicateur (tableau 1.1).

- **Volet énergie** : Ce sont les technologies dont la fonction principale est la production d'électricité. Elles sont comparées au moyen du LCOE, exprimé en $2026/MWh.
- **Volet puissance** : Ce sont les technologies dont la valeur repose principalement sur la fourniture de puissance ou de flexibilité. Elles sont comparées au moyen du LCOC, exprimé en $2026/kW-an de puissance installée, pour un fonctionnement de 300 heures par an.

Tableau 1.1 – Technologies évaluées et indicateur de comparaison

Volet	Catégorie	Technologie (projet de référence)
Énergie	Renouvelable	Éolien terrestre
Énergie	Renouvelable	Solaire photovoltaïque
Énergie	Thermique	Cycle combiné au gaz naturel (CCGT)

Volet	Catégorie	Technologie (projet de référence)
Puissance	Thermique	Turbine de pointe – gaz naturel
Puissance	Thermique	Turbine de pointe – gaz de source renouvelable (GSR)
Puissance	Thermique	Turbine de pointe – hydrogène vert
Puissance	Stockage	Batteries (BESS) – 4 heures
Puissance	Stockage	Batteries (BESS) – 8 heures
Puissance	Stockage	Air comprimé (CAES)

Chaque technologie est représentée par un projet de référence (puissance installée, caractéristiques techniques, calendrier, hypothèses financières) qui reflète des conditions réalistes de déploiement au Québec. Le LCOC mesure le coût intrinsèque de la mise à disposition de puissance, avant l'application de tout facteur de reconnaissance en puissance dans les bilans d'Hydro-Québec. Cette reconnaissance, et la conversion du LCOC en coût par kW reconnu, sont présentées par Hydro-Québec.

Une même ressource peut rendre plusieurs services : une ressource d'énergie peut contribuer à la pointe, et une ressource de puissance produit de l'énergie. Les résultats sont donc présentés sur une base brute, qui correspond au coût complet de la ressource, et sur une base nette, qui retranche la valeur de la fourniture complémentaire aux coûts évités de long terme d'Hydro-Québec. Les conclusions de l'étude reposent sur la base nette (chapitre 2).

L'analyse couvre le cycle de vie complet de nouvelles installations, du développement au démantèlement.

Tableau 1.2 – Éléments inclus et exclus

Inclus	Exclus
Les coûts de développement et d'investissement initiaux, incluant leurs contingences, indexés selon une inflation propre à chaque technologie	La valeur marchande de l'énergie ou de la puissance
Le réseau collecteur et le poste électrique propres au projet, déduction faite des contributions applicables d'Hydro-Québec	Les revenus sur les marchés de l'énergie, de la puissance ou des services complémentaires
Les crédits d'impôt à l'investissement (CII)	Les coûts propres à un site particulier
Les coûts d'exploitation et de maintenance, et les investissements de maintien	Les stratégies commerciales ou contractuelles spécifiques
Les combustibles et intrants énergétiques, lorsqu'applicables, et les coûts des droits d'émissions de GES	La ligne de raccordement, les renforcements du réseau de transport et les coûts d'intégration au réseau d'Hydro-Québec
Les coûts de démantèlement et la valeur résiduelle	Les bénéfices systémiques liés à l'intégration au réseau
Les paramètres financiers et fiscaux (structure de financement, coût du capital, amortissement fiscal)	

Les résultats ne constituent pas une prévision des prix de marché, mais des valeurs de référence destinées à la planification des ressources, à l'évaluation comparative des technologies et à l'établissement des coûts évités de long terme d'Hydro-Québec.

1.3. Organisation du rapport

Le présent rapport présente d'abord le cadre commun de l'analyse, puis les résultats et leurs facteurs déterminants.

Tableau 1.3 – Organisation du rapport

Partie	Contenu
Sommaire exécutif	Messages clés, résultats de l'énergie et de la puissance, facteurs déterminants, portée et limites
1. Introduction	Contexte et objectifs du mandat, périmètre de l'analyse, organisation du rapport
2. Cadre commun de l'analyse	Technologies évaluées, définition du LCOE et du LCOC brut et net, projet de référence et référentiel monétaire, paramètres financiers et fiscaux, combustibles et carbone, périmètre des coûts
3. Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	Éolien, solaire et CCGT : résultats de référence, décomposition, interprétation
4. Coût actualisé de la puissance (LCOC)	Thermique de pointe (turbines au gaz naturel, au GSR et à l'hydrogène) et stockage (BESS 4 h et 8 h, CAES) : résultats de référence, décomposition, interprétation
5. Analyses de sensibilité et facteurs déterminants	Méthode, diagrammes en tornade par ressource, robustesse du classement
6. Conclusions	Principaux constats, limites de l'analyse

2. Cadre commun de l'analyse

2.1. Technologies évaluées et indicateurs

Les technologies étudiées ne rendent pas le même service au système électrique. Chacune est donc évaluée au moyen de l'indicateur qui correspond à son service principal : le coût actualisé de l'énergie (LCOE) pour les filières dont la valeur repose sur l'énergie produite, et le coût actualisé de la puissance (LCOC) pour les filières dont la valeur repose sur la puissance mise à disposition lors des pointes. Les ressources de puissance sont elles-mêmes réparties en deux catégories : le thermique de pointe et le stockage.

Tableau 2.1 – Technologies évaluées, indicateur et paramètres de référence

Catégorie	Technologie	Puissance de référence	Régime d'exploitation	Durée de vie
Énergie	Éolien terrestre	300 MW	Facteur d'utilisation (FU) de 35 %	30 ans
Énergie	Solaire photovoltaïque	100 MW	FU de 18 %	30 ans
Énergie	Cycle combiné au gaz naturel (CCGT)	640 MW	FU de 70 %	20 ans[2]
Puissance – thermique	Turbine de pointe au gaz naturel	430 MW	300 h/an	30 ans
Puissance – thermique	Turbine de pointe au gaz de source renouvelable (GSR)	430 MW	300 h/an	30 ans
Puissance – thermique	Turbine à l'hydrogène vert	430 MW	300 h/an	30 ans
Puissance – stockage	BESS – 4 heures	300 MW	300 h/an, rendement de 85 %	20 ans
Puissance – stockage	BESS – 8 heures	300 MW	300 h/an, rendement de 85 %	20 ans
Puissance – stockage	Stockage par air comprimé (CAES)	500 MW	300 h/an, 8 h, rendement de 60 %	50 ans

Le turbinage à l'hydrogène est rattaché au thermique de pointe, au même titre que les turbines au gaz naturel et au GSR, puisqu'il rend le même service. Seul le scénario alimenté à 100 % d'hydrogène vert est analysé. Sans émissions directes, il est évalué sur sa durée de vie technique de 30 ans. Pour toutes les ressources de puissance, un fonctionnement de 300 heures par an (facteur d'utilisation, ou FU, d'environ 3,4 %) est retenu comme niveau d'utilisation représentatif, afin d'assurer la comparabilité entre les technologies.

Les turbines de pointe au gaz naturel et au GSR sont évaluées sur leur durée de vie technique de 30 ans : une turbine exploitée au gaz naturel pourra, au besoin, passer au GSR en cours de vie pour respecter l'objectif de carboneutralité du réseau en 2050, compte tenu des faibles volumes consommés en

[2] Durée retenue pour respecter le cadre réglementaire de décarbonation, qui limite l'exploitation d'une centrale au gaz naturel en base sur un horizon de long terme. Il ne s'agit pas de la durée de vie technique de l'actif, d'environ 30 ans.

pointe. Le CCGT est évalué sur 20 ans, car les volumes qu'il consomme en base rendent un approvisionnement en GSR impossible. Le rendement aller-retour du CAES (60 %) est aligné sur les données communiquées par le fabricant.

Cette classification reflète la fonction principale de chaque technologie. Elle ne signifie pas qu'une ressource d'énergie ne contribue pas à la pointe, ni qu'une ressource de puissance ne produit aucune énergie.

2.2. Définition du LCOE et du LCOC

Le LCOE et le LCOC fournissent une mesure standardisée du coût des différentes filières. Ils reposent sur la même méthode : tous les coûts du cycle de vie de chaque projet, depuis le développement jusqu'au démantèlement, sont établis en dollars nominaux et actualisés au coût moyen pondéré du capital (CMPC) nominal après impôt de la filière. Cette valeur actualisée est rapportée à la quantité du service rendu, soit l'énergie produite pour le LCOE et la puissance installée pour le LCOC, elle-même actualisée au CMPC réel, c'est-à-dire au CMPC nominal corrigé de l'inflation de long terme de 2 %.

$$\text{LCOE brut (\$2026/MWh)} = \mathbf{\Sigma_t}\, C_t / (1 + r_n)^t \div \mathbf{\Sigma_t}\, E_t / (1 + r_r)^t$$

$$\text{LCOC brut (\$2026/kW-an)} = \mathbf{\Sigma_t}\, C_t / (1 + r_n)^t \div \mathbf{\Sigma_t}\, P_t / (1 + r_r)^t$$

où C_t représente les coûts de l'année t en dollars nominaux (investissement, maintien, exploitation, combustible et carbone, TSP, impôt sur le revenu net de la DPA, démantèlement, déduction faite du CII, des contributions d'Hydro-Québec aux installations électriques du promoteur et de la valeur résiduelle), E_t l'énergie nette produite (MWh), P_t la puissance installée en service (kW), r_n le CMPC nominal et r_r le CMPC réel. L'actualisation commence en 2026. Ainsi calculé, le LCOE (ou le LCOC) correspond au prix de 2026 qui, indexé à l'inflation de long terme pendant toute la durée de vie du projet, couvre l'ensemble des coûts et rémunère le capital au CMPC retenu.

Une même filière peut contribuer à la fois aux besoins en énergie et en puissance, alors que le LCOE ou le LCOC vise à exprimer le coût d'un seul service. Le coût brut ne valorise pas cette fourniture complémentaire. Le coût net le retranche (figure S.1) :

$$\text{LCOE net} = \text{LCOE brut} - \text{crédit de valeur de la puissance}$$

$$\text{LCOC net} = \text{LCOC brut} - \text{crédit de valeur de l'énergie}$$

Le crédit de valeur de la puissance correspond à la puissance reconnue aux bilans (21 % de la puissance installée pour l'éolien, 95 % pour le CCGT, 0 % pour le solaire), valorisée au coût évité de long terme en puissance de 364 $2026/kW-an. Le crédit de valeur de l'énergie correspond à l'énergie produite pendant les 300 heures de fonctionnement, valorisée au coût évité de long terme en énergie de 142 $2026/MWh. Ces valeurs sont indexées à l'inflation, actualisées au CMPC de la filière sur toute sa durée de vie et rapportées à la même quantité actualisée que le coût brut.

Compte tenu des besoins importants aux bilans d'Hydro-Québec, tout apport complémentaire est valorisé pleinement à ces coûts évités.

Tableau 2.2 – Définition des indicateurs

	LCOE	LCOC
Service évalué	Énergie produite	Puissance installée mise à disposition
Numérateur	Coûts du cycle de vie actualisés au CMPC nominal	Coûts du cycle de vie actualisés au CMPC nominal
Dénominateur	Énergie produite, actualisée au CMPC réel	Puissance installée en service, actualisée au CMPC réel
Unité	$2026/MWh	$2026/kW-an, par kW installé
Passage au coût net	– valeur de la puissance reconnue, au coût évité de long terme en puissance	– valeur de l'énergie produite (300 h/an), au coût évité de long terme en énergie
Technologies	Éolien, solaire, CCGT	Thermique de pointe, BESS, CAES

Le LCOC est exprimé par kW installé, avant l'application de tout facteur de reconnaissance en puissance. Il mesure ainsi le coût intrinsèque de l'actif indépendamment de sa contribution à l'adéquation du réseau. La conversion en coût par kW reconnu, qui dépend des règles de planification et des méthodes d'accréditation en vigueur, est présentée par Hydro-Québec.

Le LCOE et le LCOC mesurent deux services distincts et ne doivent pas être comparés directement. Aucun LCOC n'est présenté pour les ressources d'énergie et aucun LCOE pour les ressources de puissance.

2.3. Projet de référence et référentiel monétaire

Chaque filière est représentée par un projet de référence situé dans le sud du Québec, dont la taille et le calendrier sont représentatifs des projets envisagés sur le marché. Ces projets ne constituent ni des propositions de développement ni des tailles optimales. Les indicateurs étant unitaires, les écarts entre technologies reflètent d'abord leurs caractéristiques techniques et économiques, et non la taille retenue.

Le référentiel monétaire :

L'année de référence est 2026. Les flux sont modélisés en dollars nominaux, avec une inflation de long terme de 2,0 % par an et des taux d'indexation propres à certains postes (sections 2.4 et 2.5). Les résultats sont exprimés en dollars de 2026 : ils correspondent au prix qui, indexé à l'inflation de long terme, couvre l'ensemble des coûts du projet (section 2.2). Ils sont donc directement comparables pour des technologies mises en service à des dates différentes.

L'horizon temporel des projets :

L'analyse couvre la période de développement (études, autorisations, consultations), la période de construction et toute la durée de vie économique.

Le calendrier influe sur les résultats de trois façons : il détermine le moment où le capital est engagé, il conditionne l'admissibilité au crédit d'impôt et réduit sa valeur actualisée pour les mises en service lointaines, et il retarde le début des flux utiles.

Tableau 2.3 – Le calendrier des projets de référence

Technologie	Développement (ans)	Construction (ans)	Total (ans)	Mise en service
Solaire photovoltaïque	1	2	3	2031
Éolien terrestre	3	2	5	2032
CCGT	3	4	7	2033
Turbine de pointe au gaz naturel ou au GSR	3	3	6	2032
Turbine à l'hydrogène	4	4	8	2034
BESS 4 h et 8 h	2	1	3	2032
CAES	6	4	10	2036

Les projets de référence sont lancés de façon échelonnée entre 2026 et 2029. Une fois lancés, le solaire et les batteries sont mis en service en trois ans et l'éolien en cinq ans. Les filières thermiques demandent de six à huit ans, notamment en raison des délais d'approvisionnement des turbines, et le CAES dix ans, en raison de l'ampleur des travaux civils souterrains.

2.4. Paramètres financiers et fiscaux

Le coût du capital :

Le CMPC reflète le financement d'un producteur indépendant dont le projet est adossé à un contrat d'approvisionnement de long terme avec Hydro-Québec.

Les technologies sont regroupées en trois paliers de risque. Le coût de la dette avant impôt est construit à partir du taux des obligations fédérales à 30 ans (3,8 %), d'une prime de crédit de l'acheteur (0,5 %) et d'une prime de risque de projet (1,2 %, ou 2,4 % pour l'hydrogène). Le rendement des fonds propres est cohérent avec les rendements autorisés par les régulateurs nord-américains, qui se situent entre 9 % et 10 %[3].

Deux structures de capital sont retenues.

Les technologies commercialement éprouvées (éolien, solaire, CCGT, turbines de pointe au gaz naturel et au GSR, BESS et CAES) sont financées à 75 % par emprunt et à 25 % par fonds propres, une structure courante pour des projets adossés à un contrat d'approvisionnement de long terme avec un acheteur de grande qualité de crédit. La turbine à l'hydrogène est financée à parts égales : faute d'historique d'exploitation commerciale à grande échelle, les prêteurs exigent une mise de fonds plus importante, et le rendement exigé sur les fonds propres (12 %) ainsi que la prime de risque sur la dette (2,4 %) sont plus élevés. Le CAES est rattaché au palier « Établi », car ses composantes principales sont commercialement éprouvées. Aucune installation comparable n'est toutefois en service à cette échelle.

[3] Sources des rendements autorisés (Ontario Energy Board, Alberta Utilities Commission, FERC, CPUC)

Tableau 2.4 – Le coût moyen pondéré du capital par palier de risque

Palier	Technologies	Dette / fonds propres	Dette avant impôt	Rendement des fonds propres	CMPC nominal	CMPC réel
Mature	Éolien, solaire	75 / 25	5,5 %	9,0 %	5,3 %	3,2 %
Établi	CCGT, turbines de pointe, BESS, CAES	75 / 25	5,5 %	10,0 %	5,5 %	3,5 %
Émergent	Hydrogène	50 / 50	6,7 %	12,0 %	8,5 %	6,3 %

L'inflation propre à chaque technologie :

Le CAPEX est indexé selon un taux propre à chaque filière. Ce taux tient compte des avancées technologiques attendues, dans le cas des batteries, et des tensions sur le marché des équipements industriels lourds, dans le cas des filières thermiques et du CAES. Les autres postes suivent l'inflation générale de 2,0 %, à l'exception des combustibles et du carbone (section 2.5).

La fiscalité :

Le taux d'imposition combiné (fédéral et Québec) est de 26,5 %. La taxe sur les produits et services (TPS) et la taxe de vente du Québec (TVQ) sont récupérables et exclues des coûts. La taxe sur les services publics (TSP) s'applique à la valeur comptable nette de la fin de l'année précédente ; son taux passe de 0,55 % en 2026 à 1,0 % en 2030, puis atteint 1,5 % à compter de 2035. L'impôt sur le revenu tient compte de la déduction pour amortissement (DPA) des catégories 1, 8 et 43.1, pondérées selon la technologie, calculée selon la méthode de l'amortissement fiscal dégressif.

Le crédit d'impôt à l'investissement (CII) :

Le crédit d'impôt fédéral à l'investissement dans les technologies propres[4] est de 30 %, appliqué à 90 % du CAPEX jugé admissible, soit une réduction effective de 27 %. Il est versé en un seul montant à la mise en service commerciale et n'est retenu que pour les projets mis en service au plus tard en 2034. Le CAES, mis en service en 2036, n'y est donc pas admissible. Les filières au gaz naturel, au GSR et à l'hydrogène n'y sont pas admissibles non plus.

Tableau 2.5 – Paramètres financiers et fiscaux par technologie

Technologie	CMPC nominal	Inflation du CAPEX	CII (30 % × 90 %)	Dégradation annuelle
Éolien	5,3 %	2,5 %	Oui	0,4 %
Solaire photovoltaïque	5,3 %	2,0 %	Oui	0,3 % (linéaire)
CCGT	5,5 %	3,0 %	Non	0,2 %
Turbines de pointe (gaz naturel, GSR)	5,5 %	3,0 %	Non	0,2 %
Turbine à l'hydrogène	8,5 %	3,0 %	Non	0,2 %

[4] Agence du revenu du Canada, crédits d'impôt pour l'économie propre

Technologie	CMPC nominal	Inflation du CAPEX	CII (30 % × 90 %)	Dégradation annuelle
BESS 4 h et 8 h	5,5 %	1,5 %	Oui	Captée par le CAPEX de maintien
CAES	5,5 %	3,0 %	Non (mise en service en 2036)	Captée par le CAPEX de maintien

La dégradation représente la perte graduelle de performance des équipements. Pour les BESS et le CAES, elle n'est pas appliquée à la puissance : elle est compensée par le rééquipement prévu au CAPEX de maintien, qui maintient la puissance nominale sur toute la durée de vie.

2.5. Combustibles, énergie de recharge et émissions de carbone

Le gaz naturel

Le gaz naturel est acquis auprès d'Énergir, avec tous les coûts afférents à la catégorie tarifaire applicable : le tarif D1 pour les turbines de pointe et le tarif D4 pour le CCGT, qui fonctionne en base. Le coût variable livré comprend la molécule, le transport, la socialisation du gaz de source renouvelable et l'équilibrage. Ce dernier dépend du profil d'exploitation et est nettement plus élevé pour une turbine de pointe que pour un cycle combiné. Le coût de la molécule suit la courbe des contrats à terme jusqu'en 2038, puis croît de 3,3 % par an, selon les hypothèses de long terme du Régulateur canadien de l'énergie[5]. Les autres composantes tarifaires suivent l'inflation de long terme. Le GSR suit sa propre trajectoire de prix, établie en dollars constants de 2026 à partir des tarifs d'Énergir (22,49 $/GJ en 2026), puis indexée à l'inflation de long terme.

Le coût fixe d'accès à l'approvisionnement :

La réservation de capacité de transport et de distribution auprès d'Énergir est traitée comme un coût fixe distinct du combustible, puisqu'elle dépend de la capacité de pointe à desservir et non des volumes consommés. Elle s'applique aussi au scénario au GSR, mais non à la turbine à l'hydrogène, qui n'est pas alimentée par le réseau gazier. Comme elle demeure payable même lorsque la centrale fonctionne peu, elle pèse surtout sur les turbines de pointe. Une turbine de pointe doit disposer d'un accès ferme à l'approvisionnement en gaz pendant les pointes pour remplir sa mission. C'est cette garantie d'approvisionnement qui permet de justifier une reconnaissance élevée de sa puissance aux bilans. Ce type de consommation à faible utilisation est coûteux pour Énergir. Cet accès représente environ 18 % de la valeur actualisée des coûts bruts de la turbine au gaz naturel, 15 % pour la turbine au GSR et 8 % pour le CCGT.

Tableau 2.6 – Les combustibles et intrants énergétiques

Intrant	Hypothèse retenue	Technologies
Gaz naturel (coût variable livré)	Molécule : contrats à terme jusqu'en 2038, puis +3,3 %/an ; autres composantes : indexées à l'inflation	CCGT, turbine de pointe

[5] Régulateur canadien de l'énergie, Avenir énergétique du Canada.

Intrant	Hypothèse retenue	Technologies
Accès à l'approvisionnement Énergir	Coût fixe calculé selon le tarif D1 (turbines de pointe) ou D4 (CCGT), en fonction de la capacité de pointe réservée	CCGT, turbines au gaz naturel et au GSR
Gaz de source renouvelable (GSR)	Trajectoire propre au GSR, en $2026, indexée à l'inflation	Turbine au GSR
Hydrogène vert	78 $2026/GJ, selon une trajectoire propre	Turbine à l'hydrogène (100 % H_2)
Électricité de recharge	142 $2026/MWh, soit le coût évité de long terme en énergie proposé par Hydro-Québec, indexé à l'inflation	BESS, CAES
Taux thermique (combustible consommé par MWh produit)	10 GJ/MWh (pointe et H_2) ; 5,6 GJ/MWh (CCGT)	Filières thermiques

L'énergie de recharge :

Le prix de l'électricité utilisée pour la recharge du stockage est égal au coût évité de long terme en énergie proposé par Hydro-Québec (142 $2026/MWh). Ce même coût sert à valoriser l'énergie produite par les ressources de puissance dans le calcul du LCOC net (section 2.2).

Les émissions de carbone :

Seules les émissions directes d'exploitation sont valorisées. Leur coût correspond à la consommation de combustible multipliée par le facteur d'émission, puis par le prix du carbone de l'année. La trajectoire retenue est celle du système québécois de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE). Elle atteint 80 $/t en 2030, 185 $/t en 2040 et 370 $/t en 2050, puis augmente de 3 % par an. Des trajectoires basse et haute encadrent ce scénario dans les analyses de sensibilité. Le facteur d'émission de l'électricité du réseau québécois, établi à 0,0078 tCO_2e/MWh, est appliqué à l'énergie de recharge du stockage. Les émissions correspondantes sont donc intégrées aux coûts d'émission des technologies de stockage.

Tableau 2.7 – Facteurs d'émission

Vecteur énergétique	Facteur d'émission
Gaz naturel	0,04985 tCO_2e/GJ
Gaz de source renouvelable (GSR)	0,00029 tCO_2e/GJ
Hydrogène vert	0 tCO_2e/GJ
Électricité du réseau québécois	0,0078 tCO_2e/MWh

2.6. Le périmètre des coûts d'investissement et d'exploitation

Le CAPEX initial :

Les estimations sources sont de type préliminaire classe 4 au sens de la pratique recommandée 18R-97 de l'AACE International. Elles reposent sur un niveau d'ingénierie de 1 % à 15 % et leur précision se situe généralement entre −15 % et −30 % à la baisse et entre +20 % et +50 % à la hausse. Le CAPEX brut comprend les coûts directs (équipements principaux, réseau collecteur (s'il y a lieu) et poste de

transformation, travaux civils, installation), les coûts indirects (ingénierie, gestion de projet, coûts du propriétaire) et une réserve pour risques et imprévus. Dans les analyses de sensibilité, l'incertitude sur le CAPEX est représentée par une variation de ±10 % (chapitre 5), qui correspond approximativement à l'intervalle entre les estimations à 30 % et à 70 % de probabilité de non-dépassement (P30 et P70) pour ce niveau de définition.

Les coûts présentés dans ce rapport sont des coûts de fourniture à la centrale. Ils excluent la ligne de raccordement, les renforcements du réseau de transport et les coûts d'intégration des ressources variables au réseau d'Hydro-Québec.

Les contributions d'Hydro-Québec :

Conformément aux règles approuvées par la Régie de l'énergie (dossier R-4306-2025, pièce B-0160 du 19 août 2026), Hydro-Québec verse au promoteur une contribution à ses installations électriques, déduite du CAPEX à la mise en service. Elle s'élève à 321 $/kW pour le solaire (raccordé à 69 kV), 302 $/kW pour l'éolien et 103 $/kW pour le CCGT, les turbines de pointe et la turbine à l'hydrogène (raccordés à 230 kV). Les installations de stockage (BESS et CAES) n'y sont pas admissibles, puisqu'elles n'injectent pas d'énergie nouvelle sur le réseau. Le CAPEX net correspond au CAPEX brut, moins le CII et la contribution d'Hydro-Québec.

Le CAPEX de maintien, les OPEX et la fin de vie :

Les remplacements et réfections d'actifs majeurs (onduleurs, modules de batteries, révisions majeures des turbines, etc.) sont traités comme du CAPEX de maintien, distinct des OPEX. Ils sont intégrés aux flux l'année où ils sont engagés. Le démantèlement, net de la valeur résiduelle, est intégré à la fin de la période d'exploitation.

Tableau 2.8 – Répartition des coûts

Inclus dans les OPEX	Traité séparément
Personnel, surveillance et conduite	CAPEX initial et CAPEX de maintien
Maintenance préventive et corrective courante	Combustibles et énergie de recharge
Contrats de service, gestion des actifs	Coût fixe d'accès à l'approvisionnement Énergir
Assurances, administration, services techniques	Coût des émissions de GES
Conformité réglementaire, loyers et redevances	Démantèlement et valeur résiduelle
	CII et contribution d'Hydro-Québec

3. Coût actualisé de l'énergie (LCOE)

Sur une base nette, l'éolien est la ressource d'énergie la moins coûteuse, devant le CCGT et le solaire. Le CCGT est le plus coûteux en coût brut, car le gaz naturel, l'accès à l'approvisionnement et le carbone représentent 57 % de son coût. Sa contribution à la pointe le place toutefois devant le solaire en coût net.

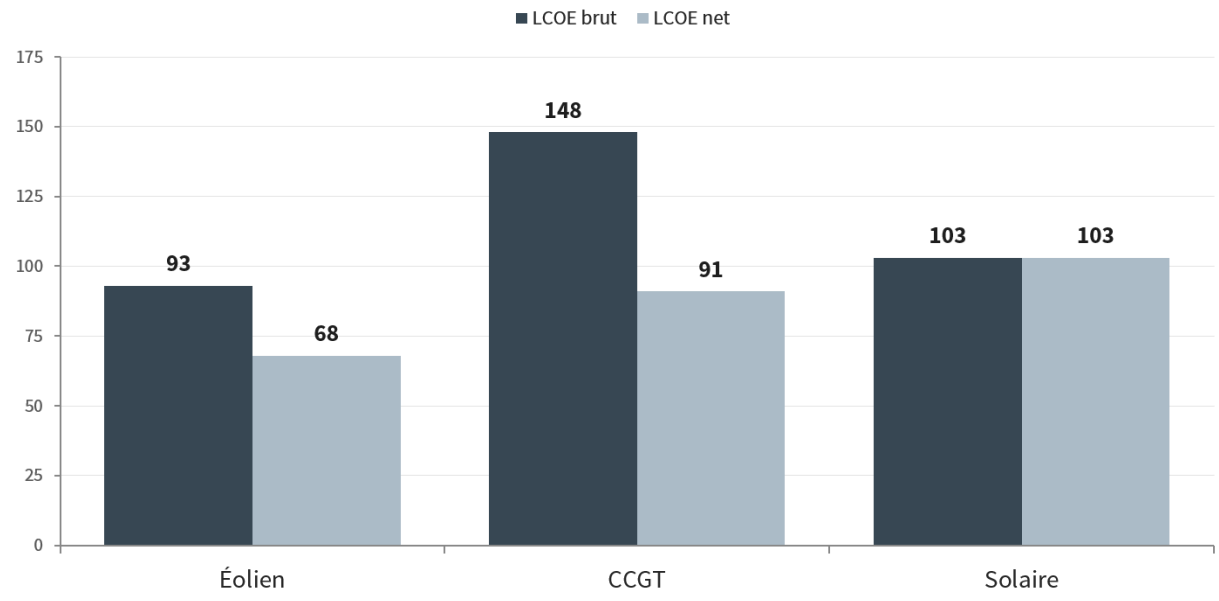
Ce chapitre présente les résultats des trois ressources d'énergie : l'éolien, le solaire photovoltaïque et le cycle combiné au gaz naturel (CCGT). Les définitions, les hypothèses communes et les conventions de calcul sont présentées au chapitre 2. Les ressources de puissance sont traitées au chapitre 4.

3.1. Résultats de référence

Le LCOE net va de 68 $/MWh pour l'éolien à 103 $/MWh pour le solaire, le CCGT se situant à 91 $/MWh. En coût brut, il va de 93 $/MWh pour l'éolien à 148 $/MWh pour le CCGT.

Le LCOE brut est le coût complet de production d'un MWh, en dollars de 2026 indexés à l'inflation de long terme, sans tenir compte des autres composantes de fourniture offertes. Le LCOE net en retranche la valeur de la puissance reconnue aux bilans (21 % de la puissance installée pour l'éolien, 95 % pour le CCGT, aucune pour le solaire), évaluée au coût évité de long terme en puissance de 364 $2026/kW-an (section 2.2). Il permet de comparer des ressources d'énergie qui ne contribuent pas de la même façon à la pointe.

Figure 3.1 – LCOE brut et net des ressources d'énergie ($2026/MWh)



LCOE net : LCOE brut moins la valeur de la puissance reconnue, au coût évité de long terme en puissance (364 $2026/kW-an).

Tableau 3.1 – Résultats de référence du LCOE

	Éolien	CCGT	Solaire
CAPEX avant contribution ($2026/kW)	3 250	3 190	1 820
Contribution d'Hydro-Québec ($2026/kW)	302	103	321
CAPEX après contribution ($2026/kW)	2 948	3 087	1 499
OPEX fixes ($2026/kW-an, équivalent actualisé)	91	50	66
Coût variable ($2026/MWh)	—	85	—

CAPEX : CAPEX unitaire de 2026, avant CII. OPEX fixes : valeur annuelle croissante équivalente à la valeur actualisée des OPEX fixes sur la durée de vie, hors taxe sur les services publics. Coût variable : coûts Énergir, combustible et droits d'émission de carbone, valeur actualisée par MWh.

- **L'éolien est la ressource d'énergie la moins coûteuse,** en coût net comme en coût brut. Son facteur d'utilisation de 35 % permet de répartir un investissement élevé sur une production importante ; le CII réduit son coût et sa puissance reconnue à la pointe le diminue encore.
- **Le CCGT se classe au deuxième rang en coût net.** Il est le plus coûteux en coût brut, mais, pilotable, il est reconnu à 95 % de sa puissance installée aux bilans, ce qui retranche plus du tiers de son coût.
- **Le solaire est le plus coûteux en coût net.** En coût brut, il coûte 10 $/MWh de plus que l'éolien. Son investissement par kW est environ deux fois plus faible, mais il produit aussi environ deux fois moins par kW installé : par MWh, l'investissement net des deux filières est donc comparable (46 et 47 $/MWh). L'écart vient des OPEX fixes et de la TSP : rapportés à une production plus faible, ils atteignent 50 $/MWh pour le solaire, contre 38 $/MWh pour l'éolien. Surtout, le solaire n'apporte aucune puissance reconnue à la pointe d'hiver, ce qui le place au dernier rang en coût net.

3.2. Décomposition du LCOE

L'investissement domine les ressources sans combustible. Net du CII et de la contribution d'Hydro-Québec, il représente 45 % du LCOE brut du solaire et 51 % de celui de l'éolien.

Chaque composante correspond à la valeur actualisée du poste, rapportée à la production actualisée (section 2.2). La figure 3.2 se lit de gauche à droite : les composantes de coût s'additionnent, puis le CII et la contribution d'Hydro-Québec sont déduits pour obtenir le LCOE brut.

La valeur de la puissance reconnue aux bilans est ensuite retranchée pour obtenir le LCOE net. Les composantes sans objet sont indiquées à zéro afin de faciliter la comparaison.

Figure 3.2 – Décomposition du LCOE, du coût brut au coût net ($2026/MWh)

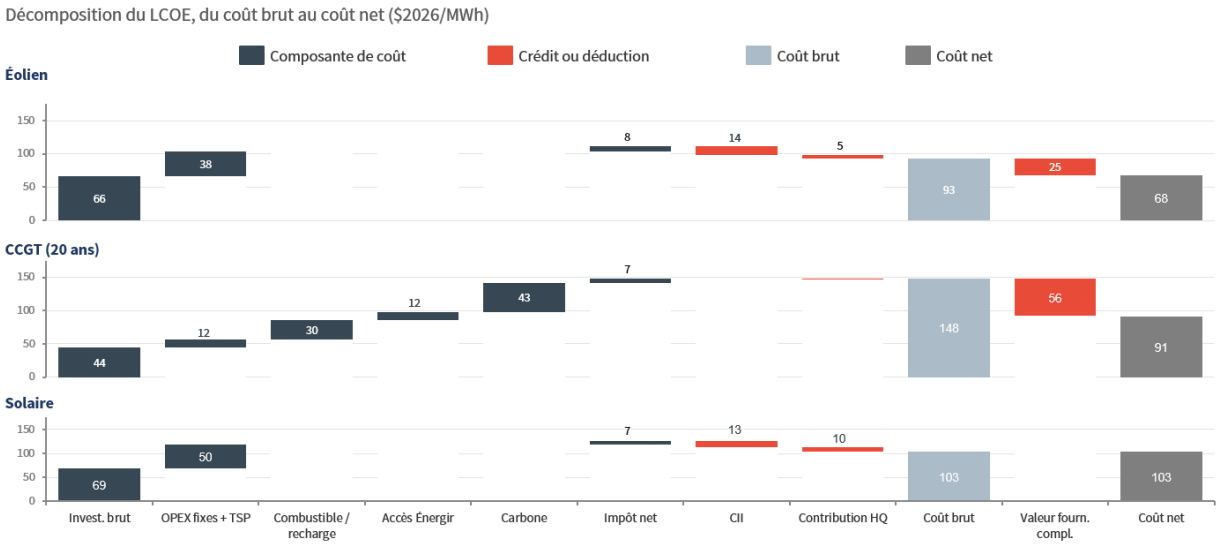
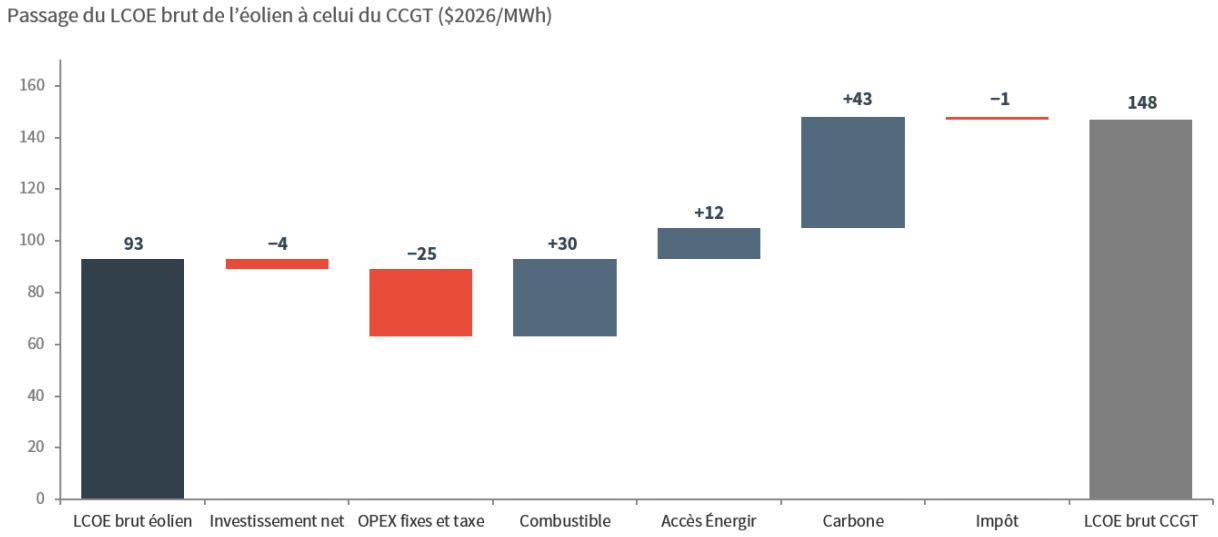


Figure 3.3 – Passage du LCOE brut de l'éolien à celui du CCGT ($2026/MWh)



- **L'investissement domine les ressources sans combustible.** En excluant les apports du CII et de la contribution d'Hydro-Québec, il représente 45 % du LCOE brut du solaire et 51 % de celui de l'éolien.
- **Le coût du CCGT dépend surtout du gaz et du carbone.** Le carbone (43 $/MWh) pèse plus que la molécule de gaz (30 $/MWh). L'accès à l'approvisionnement chez Énergir ajoute 12 $/MWh, qui restent dus quelle que soit la production.
- Par rapport à l'éolien, le CCGT économise 29 $/MWh en investissement et en OPEX, mais ajoute 85 $/MWh en gaz, en accès à l'approvisionnement et en carbone. La valeur de sa puissance reconnue (56 $/MWh, contre 25 $/MWh pour l'éolien) réduit l'écart de plus de moitié en coût net.

3.3. Interprétation des résultats

Le facteur d'utilisation, le coût du capital et le CAPEX expliquent l'essentiel des écarts pour l'éolien et le solaire ; le prix du gaz et celui du carbone, pour le CCGT.

Tableau 3.3 – Facteurs explicatifs des écarts de LCOE

Facteur	Mécanisme	Effet sur le LCOE brut ($2026/MWh)
Facteur d'utilisation	Les coûts fixes sont répartis sur la production.	Solaire, FU de 16 % au lieu de 18 % : +13 $/MWh Éolien, FU de 30 % au lieu de 35 % : +15 $/MWh CCGT, FU de 65 % au lieu de 70 % : +5 $/MWh
Coût du capital	Un CMPC plus élevé accroît le LCOE requis pour récupérer l'investissement et rémunérer le capital, surtout pour les ressources à forte intensité de capital.	+1 point de pourcentage de CMPC : Solaire : +8 $/MWh Éolien : +7 $/MWh CCGT : +5 $/MWh
CAPEX	Le CAPEX détermine l'investissement à récupérer.	± 10 % : Solaire, éolien : ± 7 $/MWh CCGT : ± 5 $/MWh
Prix du gaz	Le coût d'approvisionnement en gaz (molécule livrée et accès Énergir) varie de ± 25 %	+25 % : +10 (CCGT)
Prix du carbone	Chaque tonne émise est valorisée au prix du SPEDE.	Trajectoire haute : +7 ; basse : −6 (CCGT)
Durée de vie	La durée de vie détermine le nombre d'années sur lesquelles l'investissement est récupéré.	Solaire +5 ans : −2 $/MWh Éolien +5 ans : −3 $/MWh CCGT 15 ans au lieu de 20 ans : +6 $/MWh
Crédit d'impôt	Le CII réduit l'investissement à récupérer.	Sans CII, le LCOE brut augmenterait de 17 $/MWh pour le solaire et de 18 $/MWh pour l'éolien. Cet effet dépasse la valeur directe du crédit présentée à la figure 3.2 (13 et 14 $/MWh), car il comprend aussi ses effets induits, notamment sur la TSP, calculée sur la valeur comptable nette.

Effets issus des analyses de sensibilité présentées au chapitre 5.

- **Le classement est robuste :** pour une même variation appliquée à toutes les ressources, l'ordre éolien, CCGT, solaire ne change pas en coût net. En coût brut, le CCGT demeure la ressource la plus coûteuse.
- **Le solaire et l'éolien sont avant tout sensibles au facteur d'utilisation et au coût du capital,** qui déterminent la récupération de l'investissement.
- **Le CCGT demeure principalement exposé aux prix du gaz et du carbone.** Une réduction de sa durée d'exploitation de 20 à 15 ans augmenterait toutefois son LCOE de 6 $/MWh, sans modifier le classement des technologies.

4. Coût actualisé de la puissance (LCOC)

Sur une base nette et par kW installé, le stockage par batteries de 4 heures est la ressource de puissance la moins coûteuse, suivi de la turbine de pointe au gaz naturel. Décarboner la pointe par le combustible coûte cher : le LCOC net de la turbine augmente d'environ 25 % avec le GSR et de plus de 80 % avec l'hydrogène vert.

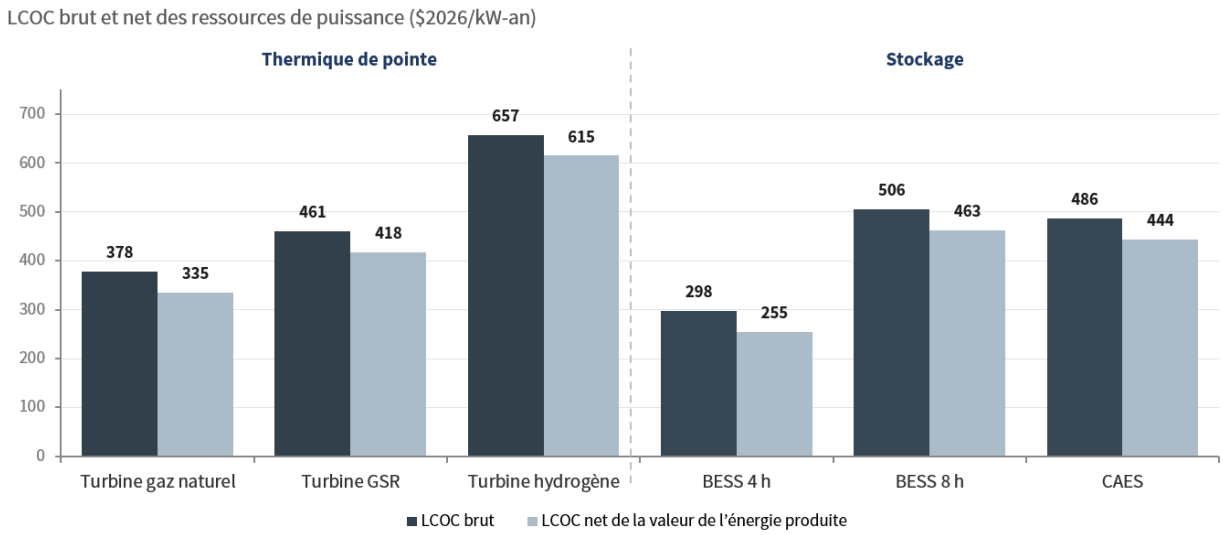
Ce chapitre présente les résultats des six ressources de puissance, réparties en deux catégories : le thermique de pointe (turbines au gaz naturel, au gaz de source renouvelable et à l'hydrogène) et le stockage (batteries de 4 et 8 heures, stockage par air comprimé). Toutes sont évaluées pour un fonctionnement de 300 heures par an et par kW installé, avant reconnaissance en puissance aux bilans. Les définitions et les hypothèses communes sont présentées au chapitre 2.

4.1. Résultats de référence

Le LCOC net va de 255 $/kW-an pour le BESS de 4 heures à 615 $/kW-an pour la turbine à l'hydrogène. En coût brut, il va de 298 à 657 $/kW-an.

Le LCOC brut est le coût annuel complet de la mise à disposition d'un kW installé, en dollars de 2026 indexés à l'inflation de long terme. Le LCOC net en retranche la valeur de l'énergie produite pendant les 300 heures de fonctionnement, évaluée au coût évité de long terme en énergie de 142 $2026/MWh (section 2.2). En raison d'une utilisation uniforme de 300 heures, cette valeur est identique pour toutes les ressources, soit 43 $/kW-an : le passage au coût net ne modifie donc pas le classement.

Figure 4.1 – LCOC brut et net des ressources de puissance ($2026/kW-an, par kW installé)



LCOC net : LCOC brut moins la valeur de l'énergie produite (300 h/an) au coût évité de long terme en énergie (142 $2026/MWh). Avant reconnaissance en puissance aux bilans.

Tableau 4.1 – Principaux intrants des projets de référence

	Turbine gaz naturel	Turbine GSR	Turbine hydrogène	BESS 4 h	BESS 8 h	CAES
Puissance installée (MW)	430	430	430	300	300	500
Mise en service / durée de vie	2032 / 30 ans	2032 / 30 ans	2034 / 30 ans	2032 / 20 ans	2032 / 20 ans	2036 / 50 ans
CAPEX avant contribution ($/kW)	2 860	2 860	3 310	2 590	4 800	5 220
Contribution d'Hydro-Québec ($/kW)	103	103	103	0	0	0
CAPEX après contribution ($/kW)	2 757	2 757	3 207	2 590	4 800	5 220
OPEX fixes ($2026/kW-an)	26	26	37	60	107	34
Taux thermique ou rendement aller-retour	10 GJ/MWh	10 GJ/MWh	10 GJ/MWh	85 %	85 %	60 %
CMPC nominal	5,5 %	5,5 %	8,5 %	5,5 %	5,5 %	5,5 %
CII	Non	Non	Non	Oui	Oui	Non

CAPEX : CAPEX unitaire de 2026, avant CII. OPEX fixes : valeur annuelle croissante équivalente à la valeur actualisée des OPEX fixes sur la durée de vie, hors taxe sur les services publics.

- Le BESS de 4 heures est le moins coûteux : son investissement par kW installé est le plus faible des six ressources et le CII en réduit encore le coût.
- La turbine au gaz naturel suit, grâce à un investissement modéré, récupéré sur 30 ans, et à un faible nombre d'heures de fonctionnement, qui limite le coût du combustible. Elle doit toutefois disposer d'un accès ferme à l'approvisionnement en gaz pendant les pointes (section 4.2).
- La turbine au GSR coûte environ 25 % de plus que celle au gaz naturel en coût net. Les deux turbines ont le même CAPEX, les mêmes OPEX et un accès à l'approvisionnement comparable : l'écart tient essentiellement au combustible, le prix du GSR dépassant celui du gaz naturel augmenté du coût du carbone.
- La durée de stockage a un coût élevé : doubler la durée des batteries, de 4 à 8 heures, multiplie le CAPEX par 1,9 et augmente le coût net d'environ 80 %. En contrepartie, le BESS de 8 heures offre une soutenabilité plus longue à la pointe, avec moins de besoins de recharge entre les pointes.
- La turbine à l'hydrogène est la plus coûteuse, en raison du prix de l'hydrogène vert et d'un coût du capital plus élevé pour une technologie émergente.

4.2. Décomposition du LCOC

L'investissement représente de 40 % à 60 % du coût brut des ressources de puissance. Le second poste dépend de la filière : l'accès à l'approvisionnement Énergir pour la turbine au gaz naturel, le combustible pour le GSR et l'hydrogène, les OPEX fixes pour le stockage.

Chaque composante correspond à la valeur actualisée du poste, rapportée à la puissance actualisée (section 2.2). Les figures 4.2a et 4.2b se lisent de gauche à droite : les composantes de coût s'additionnent, puis le CII et la contribution d'Hydro-Québec sont déduits pour obtenir le LCOC brut. La valeur de l'énergie produite est ensuite retranchée pour obtenir le LCOC net.

Figure 4.2a – Décomposition du LCOC, du coût brut au coût net ($2026/kW-an installé) : thermique de pointe

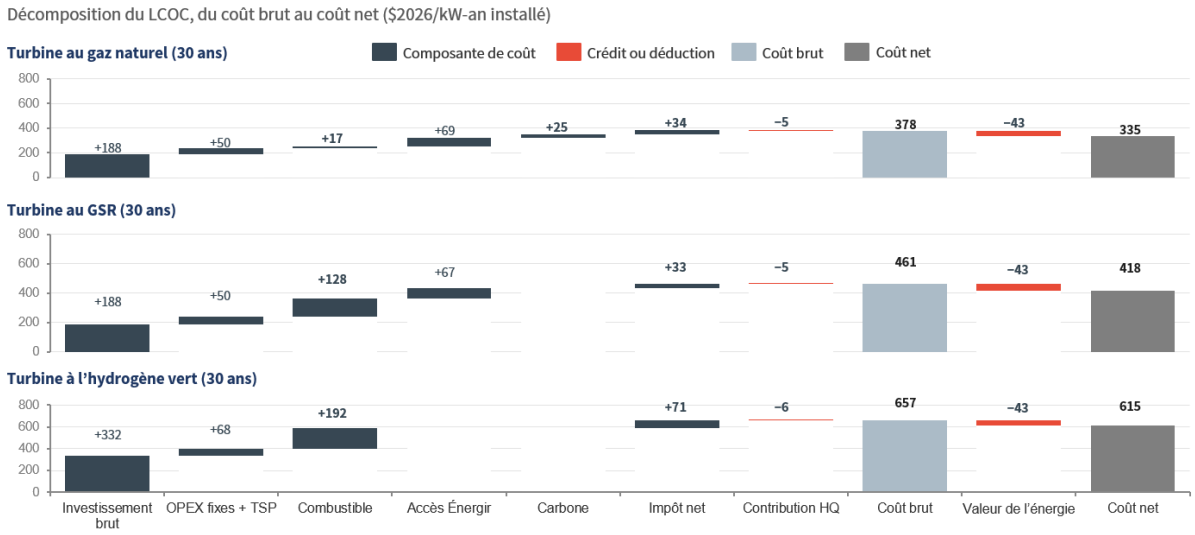
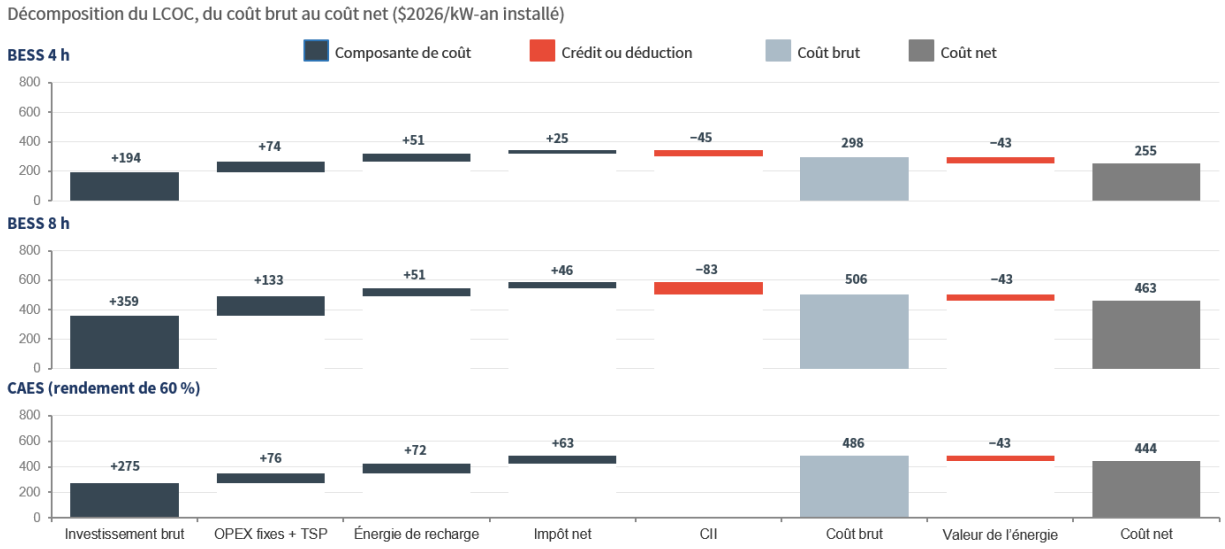


Figure 4.2b – Décomposition du LCOC, du coût brut au coût net ($2026/kW-an installé) : stockage



Les écarts de 1 $ entre la somme des composantes et le total tiennent aux arrondis.

+ Pour la turbine au gaz naturel, l'accès à l'approvisionnement chez Énergir pèse plus que le gaz lui-même : 69 $/kW-an, soit 18 % du coût, contre 17 $/kW-an pour le combustible. La turbine doit disposer d'un accès ferme en période de pointe pour remplir sa mission ; ce type

de consommation à faible utilisation est coûteux pour Énergir, et la capacité réservée reste due toute l'année.

+ **Le passage au GSR remplace un coût de carbone (25 $/kW-an) par un surcoût de combustible plus élevé** (+111 $/kW-an). La turbine au GSR conserve le coût fixe d'accès Énergir (15 % de son coût), puisqu'elle utilise le même réseau gazier.

+ **La turbine à l'hydrogène n'a ni coût Énergir ni coût de carbone**, mais le prix de l'hydrogène vert en fait le combustible le plus coûteux, et le coût du capital de 8,5 % alourdit son investissement.

+ **Pour les batteries, le CII compense une part importante de l'investissement**, alors que les OPEX fixes deviennent le deuxième poste. Le CAES, mis en service en 2036, ne bénéficie pas du CII. Aucune ressource de stockage ne reçoit de contribution d'Hydro-Québec.

4.3. Interprétation des résultats

En coût net, le coût du capital et le CAPEX pèsent sur toutes les ressources de puissance ; le nombre d'heures de fonctionnement n'est déterminant que pour les turbines dont le combustible coûte plus cher que la valeur de l'énergie produite. Les effets sont présentés aux figures 5.2 et 5.3.

Tableau 4.2 – Effet des principaux paramètres sur le LCOC brut ($2026/kW-an)

Variation testée	Turbine gaz naturel	Turbine GSR	Turbine hydrogène	BESS 4 h	BESS 8 h	CAES
Heures de fonctionnement : 100 h / 500 h	−29 / +29	−84 / +85	−127 / +128	−33 / +33	−33 / +33	−46 / +46
CMPC : ±1 point de pourcentage	−27 / +29	−25 / +27	−49 / +53	−16 / +17	−30 / +32	−61 / +69
CAPEX : −10 % / +10 %	−25 / +24	−24 / +24	−43 / +43	−19 / +19	−35 / +35	−38 / +38
Combustible ou recharge : −25 % / +25 %	−21 / +21	−48 / +49	−48 / +48	−12 / +12	−12 / +12	−17 / +17
Durée de vie : −5 ans / +5 ans (CAES : ±10 ans)	+21 / −10	+16 / −3	+28 / −15	+39 / −11	+71 / −19	+29 / −14

Sources : Analyses de sensibilité présentées au chapitre 5.

+ **Le nombre d'heures n'est déterminant que pour les combustibles coûteux**. En coût net, une heure supplémentaire de la turbine au gaz naturel coûte à peu près ce que vaut l'énergie produite au coût évité : son coût net est presque insensible au nombre d'heures. Pour les turbines au GSR et à l'hydrogène, retenues pour leur caractère décarboné plutôt que pour leur coût, le LCOC net est nettement plus sensible au nombre d'heures et au prix du combustible. Les 300 heures retenues sont un niveau de référence représentatif. Un usage plus intensif accentuerait l'écart.

+ **Le CAES est la ressource la plus sensible au coût du capital** : sa construction longue et son investissement élevé, récupéré sur 50 ans, amplifient l'effet du taux d'actualisation.

- **Les batteries sont sensibles à leur durée de vie**, surtout le BESS de 8 heures : raccourcir la durée de vie retire des années de service sans réduire d'autant le maintien, alors qu'une prolongation exige un remplacement des modules important.
- Pour une même variation appliquée à toutes les ressources, le BESS de 4 heures et la turbine au gaz naturel restent en tête et la turbine à l'hydrogène reste la plus coûteuse. L'ordre de la turbine au GSR, du CAES et du BESS de 8 heures varie selon les hypothèses. Leur comparaison dépend aussi de leur reconnaissance en puissance aux bilans et des coûts de transport nécessaires à leur raccordement, pris en compte par Hydro-Québec (section 2.6).

5. Analyses de sensibilité et facteurs déterminants

En coût net, le coût du capital, le CAPEX et, pour les filières dont le coût dépend de leur production, le niveau d'utilisation font le plus varier les résultats ; le gaz et le carbone dominent toutefois le CCGT. Les résultats de la turbine au gaz naturel sont les plus robustes ; ceux des turbines au GSR et à l'hydrogène sont les plus incertains.

5.1. Méthode

Chaque paramètre est modifié séparément, tous les autres restant à leur valeur de référence. Les variations retenues correspondent à une incertitude plausible à l'horizon de la mise en service. Elles portent sur des paramètres techniques et économiques quantifiables. Les incertitudes réglementaires ne sont prises en compte qu'au travers de la trajectoire du prix du carbone et de la durée d'exploitation du CCGT.

Les analyses de sensibilité sont présentées en coût net, base des conclusions. Les écarts sont identiques en coût brut pour tous les paramètres, sauf le niveau d'utilisation, dont l'effet est en partie compensé, en coût net, par la valeur de la fourniture complémentaire.

Tableau 5.1 – Variations testées

Paramètre	Variation	Remarque
CAPEX	±10 %	Toutes les technologies
OPEX fixes	±10 %	Toutes les technologies
Combustible ou énergie de recharge	±25 %	Gaz naturel et GSR (coût livré et accès à l'approvisionnement Énergir), hydrogène et électricité de recharge
Prix du carbone	Trajectoires basse et haute	Environ 280 et 460 $/t en 2050, contre 370 $/t en référence
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	±1 point de pourcentage	Toutes les technologies
Utilisation	Solaire : 16 / 20 % Éolien : 30 / 40 % CCGT : 65 / 75 % Ressources de puissance : ±200 heures (100 et 500 h)	Pour les ressources de puissance, plus d'heures signifie plus de combustible, ou d'énergie de recharge, donc un LCOC brut plus élevé
Durée de vie	±5 ans CAES : ±10 ans CCGT : 15 ans	Le scénario CCGT à 15 ans teste une réduction de cinq ans de la période d'exploitation par rapport au cas de référence de 20 ans, en lien avec l'incertitude entourant le cadre de décarbonation.

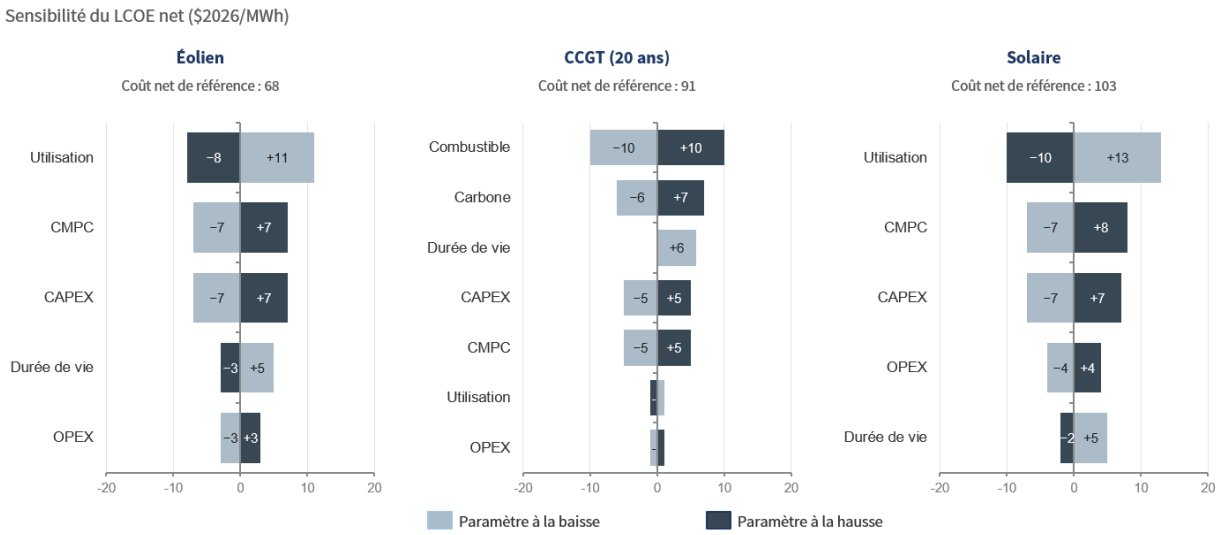
Les écarts sont calculés sur le LCOE et le LCOC nets. FU est défini au chapitre 2.

Dans les diagrammes en tornade qui suivent, la barre claire correspond à la variation basse du paramètre et la barre foncée à la variation haute. Lorsqu'une barre foncée se trouve à gauche de l'axe, une hausse du paramètre fait baisser le coût.

5.2. Ressources d'énergie

Le facteur d'utilisation domine l'éolien et le solaire. Le prix du gaz et le carbone dominent le CCGT.

Figure 5.1 – Sensibilité du LCOE net ($2026/MWh)



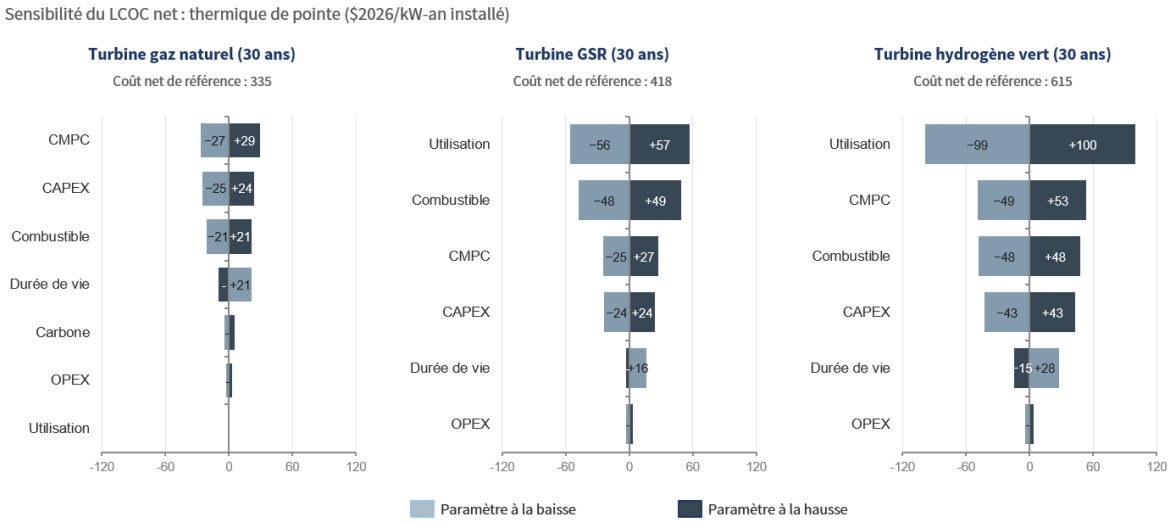
Seuls les paramètres applicables sont représentés. Pour le CCGT, la durée de vie n'est testée qu'à la baisse (15 ans au lieu de 20 ans).

- **Les effets du facteur d'utilisation sont asymétriques.** Une production plus faible que prévu coûte davantage qu'une production plus forte ne rapporte, parce que les coûts fixes se répartissent sur moins de MWh. Pour l'éolien et le solaire, ce risque est à la hausse.
- **Une durée de vie plus courte pèse plus qu'une durée plus longue ne soulage**, pour la même raison : les années ajoutées en fin de vie sont fortement actualisées.
- **La durée d'exploitation du CCGT constitue également une incertitude réglementaire.** Une réduction de 20 à 15 ans porte le LCOE brut de 148 à 153 $2026/MWh et le LCOE net de 91 à 97 $2026/MWh, soit une augmentation de 6 $/MWh. L'investissement doit être récupéré sur une période plus courte, mais l'effet est partiellement compensé par la suppression des coûts d'exploitation, de combustible, de carbone et de maintien des années 16 à 20. Cette sensibilité demeure inférieure à celles associées aux trajectoires de prix du gaz et du carbone.

5.3. Ressources de puissance

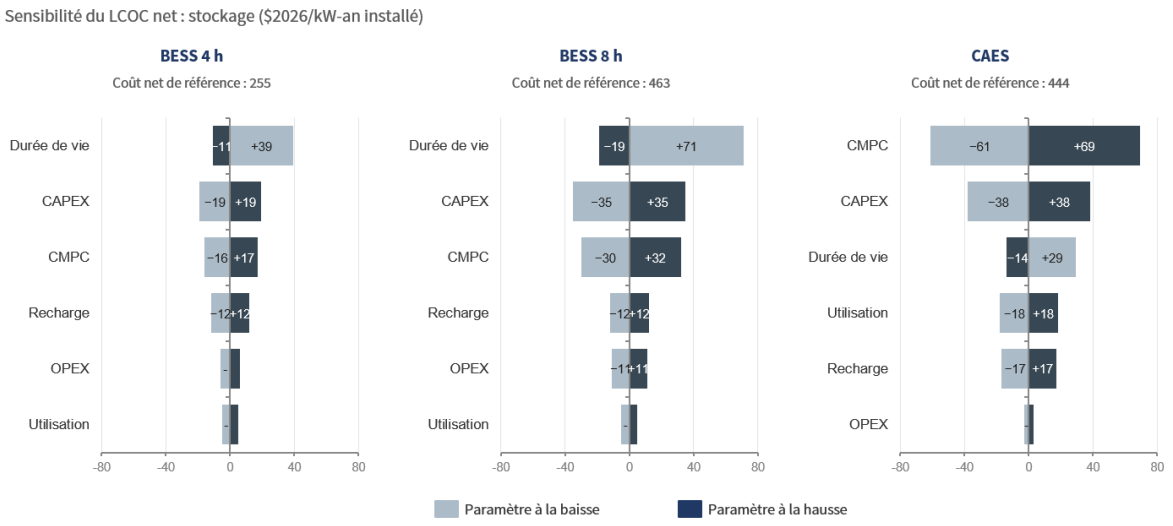
En coût net, l'effet des heures de fonctionnement dépend de l'écart entre le coût du combustible et la valeur de l'énergie produite : presque nul pour la turbine au gaz naturel, il est fort pour les turbines au GSR et à l'hydrogène.

Figure 5.2 – Sensibilité du LCOC net : thermique de pointe ($2026/kW-an)



- Entre 100 et 500 heures par an, le LCOC net de la turbine au gaz naturel varie de moins de 1 $/kW-an : le coût du gaz d'une heure supplémentaire est compensé par la valeur de l'énergie produite. Il varie de ±57 $/kW-an pour la turbine au GSR et de ±100 $/kW-an pour la turbine à l'hydrogène, ce qui rend le choix du niveau de référence de 300 heures déterminant pour les filières décarbonées.
- La turbine au gaz naturel est la plus robuste : le coût du capital, le CAPEX et le prix du gaz ont des effets comparables (environ ±25 $/kW-an), et le carbone y reste marginal à 300 heures par an. Une durée de vie de 25 ans au lieu de 30 ajouterait 21 $/kW-an.
- Pour la turbine au GSR, raccourcir la durée de vie coûte plus que l'allonger ne rapporte : l'investissement est récupéré sur moins d'années, sans compensation en fin de vie.

Figure 5.3 – Sensibilité du LCOC net : stockage ($2026/kW-an)



- **La durée de vie est le premier risque des batteries**, avec l'effet le plus asymétrique de l'étude : une durée plus courte de 5 ans ajoute 71 $/kW-an au BESS de 8 heures et 39 $/kW-an au BESS de 4 heures, alors qu'une durée plus longue n'en retire que 19 et 11. Une prolongation exige en effet un rééquipement majeur des modules vers la 19e année, qui absorbe une bonne partie du gain.
- **Le CAES est le plus exposé au coût du capital**, en raison de dix ans de développement et de construction et d'un investissement récupéré sur 50 ans.
- **Pour le stockage, l'énergie de recharge et l'énergie restituée sont valorisées au même coût évité :** en coût net, seules les pertes du cycle de stockage coûtent. L'effet des heures est donc faible pour les batteries (±5 $/kW-an), dont le rendement est de 85 %, et plus marqué pour le CAES (±18 $/kW-an), dont le rendement est de 60 %.

5.4. Synthèse et robustesse du classement

En coût net, le coût du capital et le CAPEX pèsent sur toutes les ressources ; le premier facteur dépend toutefois de la filière.

La figure 5.4 présente, pour chaque ressource, l'écart entre les variations basse et haute de chaque paramètre, en pourcentage du coût net de référence.

Le niveau d'utilisation est le premier facteur pour l'éolien, le solaire et les turbines au GSR et à l'hydrogène. Le combustible domine le CCGT, le coût du capital domine le CAES et la turbine au gaz naturel, et la durée de vie domine les deux configurations de batteries. Pour la turbine au gaz naturel, l'effet des heures de fonctionnement est nul en coût net, le coût du gaz étant compensé par la valeur de l'énergie produite.

Pour une même variation appliquée à toutes les ressources, l'ordre des ressources d'énergie (éolien, CCGT, solaire) ne change pas.

En puissance, le BESS de 4 heures et la turbine au gaz naturel restent en tête et la turbine à l'hydrogène reste la plus coûteuse. L'ordre de la turbine au GSR, du CAES et du BESS de 8 heures varie selon les hypothèses.

Leur comparaison dépend aussi de leur reconnaissance en puissance aux bilans et des coûts de transport nécessaires à leur raccordement, pris en compte par Hydro-Québec (section 2.6).

Figure 5.4 – Amplitude de chaque sensibilité (% du coût net de référence)

Amplitude de chaque sensibilité (% du coût net de référence)

	Utilisation	CMPC	CAPEX	Combustible ou recharge	Durée de vie	Carbone	OPEX
Solaire	**23 %**	15 %	13 %	n.a.	7 %	n.a.	8 %
Éolien	**29 %**	21 %	19 %	n.a.	12 %	n.a.	9 %
CCGT (20 ans)	2 %	11 %	12 %	**23 %**	6 %	14 %	2 %
Turbine gaz naturel	0 %	**17 %**	15 %	13 %	9 %	3 %	2 %
Turbine GSR	**27 %**	12 %	12 %	23 %	5 %	0 %	1 %
Turbine hydrogène	**32 %**	17 %	14 %	16 %	7 %	0 %	1 %
BESS 4 h	4 %	13 %	15 %	10 %	**20 %**	0 %	5 %
BESS 8 h	2 %	13 %	15 %	5 %	**19 %**	0 %	5 %
CAES	8 %	**29 %**	17 %	8 %	10 %	0 %	2 %

n.a. : paramètre sans objet pour la technologie. Le paramètre le plus influent de chaque ressource est en gras. Amplitude : écart entre les variations basse et haute, en pourcentage du coût net de référence. Un paramètre varie à la fois et les amplitudes ne s'additionnent pas.

+ Le coût du capital pèse surtout sur les filières à forte intensité en capital et à longue durée de récupération : une variation de plus ou moins un point de pourcentage du CMPC fait varier le coût net de 10 % pour le CCGT, dont le coût dépend surtout du combustible et qui est évalué sur 20 ans, à 21 % pour l'éolien et 29 % pour le CAES, dont l'investissement s'étale sur dix ans de développement et de construction et se récupère sur 50 ans. Les conditions de financement constituent donc un levier important pour ces filières. L'effet de mesures qui réduiraient le risque du promoteur, comme des contrats de long terme, n'est toutefois pas mesuré dans la présente étude.

6. Conclusions

L'étude établit, sur une base commune et pour le contexte québécois, le coût de neuf ressources d'énergie et de puissance. Sur une base nette, les résultats permettent d'identifier avec confiance les ressources les moins et les plus coûteuses. Pour la puissance, le classement par kW installé peut être modifié par la reconnaissance en puissance aux bilans, présentée par Hydro-Québec.

6.1. Les principaux constats

+ L'éolien est la ressource d'énergie la moins coûteuse, à 68 $/MWh net, devant le CCGT (91 $/MWh) et le solaire (103 $/MWh). Son avantage tient à un facteur d'utilisation de 35 %, au crédit d'impôt à l'investissement et à sa contribution à la pointe (chapitre 3).
+ Le coût du CCGT dépend d'abord du gaz et du carbone, qui représentent 57 % de son coût brut : 29 % pour le carbone, 20 % pour le combustible et 8 % pour l'accès à l'approvisionnement chez Énergir. Sa contribution à la pointe, reconnue à 95 %, le place toutefois devant le solaire en coût net (chapitre 3).
+ Le stockage par batteries de 4 heures est la ressource de puissance la moins coûteuse par kW installé, à 255 $/kW-an net, devant la turbine de pointe au gaz naturel (335 $/kW-an). Leur avance sur les autres ressources résiste à toutes les variations de paramètres testées (chapitres 4 et 5).
+ Décarboner la pointe par le combustible coûte cher. Le LCOC net de la turbine augmente d'environ 25 % avec le GSR (418 $/kW-an) et de plus de 80 % avec l'hydrogène vert (615 $/kW-an). La turbine à l'hydrogène est la ressource de puissance la plus coûteuse (chapitre 4).
+ Le niveau d'utilisation, le coût du capital et le CAPEX expliquent l'essentiel des écarts ; le gaz et le carbone dominent toutefois le coût du CCGT. En coût net, le nombre d'heures de fonctionnement n'est déterminant que pour les turbines au GSR et à l'hydrogène, et le carbone que pour le CCGT (chapitre 5).
+ Les exigences propres au Québec pèsent sur les coûts, notamment le climat froid, le poste de départ à la charge du promoteur et l'accès ferme à l'approvisionnement en gaz chez Énergir, qui représente 18 % du coût de la turbine au gaz naturel (chapitres 4).

6.2. Les limites de l'analyse

Les résultats sont des coûts de référence comparables entre technologies. Ils ne constituent ni des prix de soumission ni une évaluation de la valeur des ressources pour le réseau.

+ Des coûts, pas des valeurs. Le LCOE et le LCOC mesurent le coût de produire un MWh ou de mettre un kW installé à disposition. Ils ne mesurent ni la contribution réelle de chaque ressource à la pointe d'hiver, ni la valeur des autres services rendus au réseau. La conversion en coût par kW reconnu, qui dépend des règles de planification et des méthodes d'accréditation en vigueur, est présentée par Hydro-Québec.

- Des projets de référence, pas des projets réels. Les tailles, sites et calendriers sont représentatifs, mais non optimisés. Un autre site ou un autre dimensionnement modifierait les résultats, en particulier pour l'éolien et le solaire.
- Des estimations de classe 4. Les CAPEX reposent sur des estimations de classe 4 au sens de l'AACE International (section 2.6). Pour le CAES et l'hydrogène, aucune installation comparable n'est, à l'heure actuelle, en service à cette échelle.
- Un périmètre limité au promoteur. Les coûts de transport et d'intégration au réseau, ajoutés par Hydro-Québec, et les infrastructures d'approvisionnement en hydrogène hors site sont exclus.
- Des analyses de sensibilité paramètre par paramètre. Les analyses du chapitre 5 ne représentent pas une incertitude combinée. Une évolution défavorable simultanée de plusieurs paramètres donnerait des écarts plus importants.