Coûts évités de long terme

Table des matières

1. Introduction – approche méthodologique 4
2. Balisage des technologies en énergie 6
2.1. Résultat de balisage en fourniture uniquement 7
2.2. Estimation des coûts de transport associés aux nouvelles ressources 7
2.2.1. L'énergie éolienne 7
2.2.2. L'énergie solaire 8
2.2.3. L'énergie thermique pour de la production en base 8
2.3. Estimation des coûts d'intégration des ressources variables 9
2.3.1. L'énergie éolienne 9
2.3.2. L'énergie solaire 9
2.4. Résultat de balisage en coût complet 10
2.5. Sensibilités 11
3. Balisage des technologies en puissance 13
3.1. Résultat de balisage en fourniture uniquement des technologies thermiques 13
3.2. Résultat de balisage en fourniture uniquement des technologies de stockage 14
3.3. Reconnaissance en puissance dans les bilans d'approvisionnement 15
3.4. Estimation des coûts de transport associés aux nouvelles ressources 16
3.4.1. Les technologies thermiques 16
3.4.2. Les technologies de stockage 17
3.5. Résultat de balisage en coût complet 17
3.6. Sensibilités 19
4. Coûts évités en énergie de long terme 21
5. Coûts évités en puissance de long terme 21
6. Coûts évités transport et distribution 22
7. Coûts évités de court terme 22

Liste des figures

Figure 1.1 Chaîne d'ajustement du LCOE 5
Figure 1.2 Chaîne d'ajustement du LCOC 6
Figure 2.1 Comparaison des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) bruts par filière 12
Figure 2.2 Comparaison des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets par filière 12
Figure 3.1 Comparaison des coûts actualisés de puissance bruts par filière ($/kW-an installé) 19
Figure 3.2 Comparaison des coûts actualisés de puissance nets par filière ($/kW-an reconnu) 20

Liste des tableaux

Tableau 2.1 Caractéristiques clés des technologies balisées, en dollars de 2026 7
Tableau 2.2 Ajustement de la mesure de LCOE brut à un LCOE net, en dollars de 2026 11
Tableau 3.1 Caractéristiques clés des technologies thermiques balisées, en dollars de 2026 14
Tableau 3.2 Caractéristiques clés des technologies de stockage balisées, en dollars de 2026 15
Tableau 3.3 Facteur de reconnaissance en puissance par technologie 16
Tableau 3.4 Ajustement de la mesure de LCOC brut à un LCOC net pour les technologies thermiques, en dollars de 2026 18
Tableau 3.5 Ajustement de la mesure de LCOC brut à un LCOC net pour les technologies de stockage, en dollars de 2026 18

1. Introduction – approche méthodologique

Dans le contexte de la décision D-2026-033 de la Régie et du nouveau cadre réglementaire découlant de la Loi 24, le Distributeur a entrepris une révision de son approche méthodologique visant l'établissement et la mise à jour de ses signaux de coûts évités. Cette démarche vise à assurer que ces signaux constituent des références économiques représentatives des conditions anticipées du système électrique québécois et qu'ils demeurent pertinents pour soutenir les analyses et la prise de décision du Distributeur dans un contexte de croissance anticipée des besoins énergétiques du Québec.

Afin d'appuyer cette démarche sur des données objectives et indépendantes, le Distributeur a confié à la firme Hatch[1] le mandat de documenter les principales filières de production susceptibles de contribuer au développement de l'offre énergétique dans un horizon rapproché. L'analyse vise à établir, dans le contexte d'une implantation au Québec, les principales caractéristiques techniques et économiques d'unités de production génériques, notamment leurs coûts de construction, d'exploitation et d'entretien, leur fiscalité, leurs coûts de combustible, le cas échéant, ainsi que les principaux paramètres financiers. Ces informations sont intégrées afin d'établir des indicateurs économiques agrégés, soit le coût actualisé de l'énergie (LCOE, pour *Levelized Cost of Energy*), exprimé en $/MWh, ou le coût actualisé de la puissance (LCOC, pour *Levelized Cost of Capacity*), exprimé en $/kW-an. Ils ne constituent pas une estimation détaillée ou prévisionnelle des coûts associés à un projet particulier ou à une prévision de prix de marché.

Ces indicateurs fournissent une mesure standardisée du coût des différentes filières. Le LCOE sert à comparer les filières sur la base de leur coût actualisé de production d'énergie. Le présent document reprend cette approche et l'étend à l'analyse des besoins en puissance au moyen du LCOC, qui permet d'exprimer le coût actualisé associé à la fourniture de puissance. Cette méthodologie assure une comparaison cohérente des différentes filières selon les services qu'elles procurent au système électrique.

L'hypothèse de la non-reconduction du service d'intégration éolienne (SIÉ) au terme de la période tarifaire 2026-2028 amène également le Distributeur à revoir sa méthodologie dans l'établissement de ses signaux de coûts évités. Historiquement, le SIÉ permettait d'associer à l'approvisionnement éolien certaines caractéristiques complémentaires, notamment une contribution en puissance. En l'absence de reconduction des modalités d'un service de ce type, le coût actualisé de l'énergie doit ainsi refléter le coût de la production variable elle-même, sans lui associer une contribution en puissance.

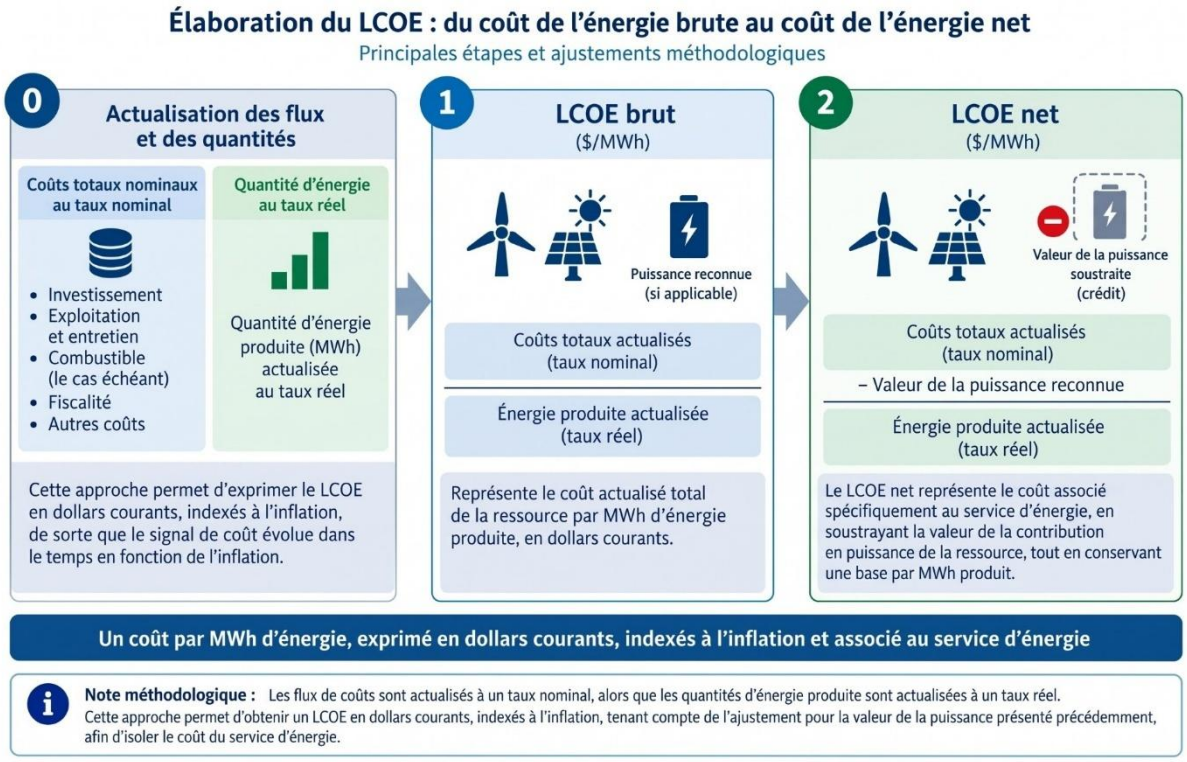
Certains ajustements sont toutefois requis avant de traduire ces indicateurs en impacts de coûts pour le Distributeur. En effet, une même filière peut contribuer à la fois aux besoins en énergie et en puissance, alors que le LCOE ou le LCOC visent à exprimer le coût associé à un seul service donné. Ainsi, pour une filière évaluée sur la base de son LCOE, la valeur de la contribution en puissance qu'elle procure est retranchée du coût brut afin d'établir un LCOE

[1] Le rapport de la firme de consultation Hatch est déposé comme pièce HQD-2, Document 4.

net. Inversement, pour une filière évaluée sur la base de son coût actualisé de la puissance, la valeur de l'énergie qu'elle produit est retranchée afin d'établir un LCOC net. Cette approche permet d'isoler le coût associé au service faisant l'objet de la comparaison, soit l'énergie ou la puissance, et ainsi de comparer les filières sur une base cohérente avec les services qu'elles rendent au Distributeur.

Cette approche est illustrée à la figure 1.1.

Figure 1.1
Chaîne d'ajustement du LCOE



Le LCOC est initialement établi sur la base de la puissance installée de la ressource et est ainsi exprimé en $/kW-an installé. Or, un kW de puissance installée ne procure pas nécessairement un kW de contribution au bilan de puissance. La contribution d'une ressource dépend notamment de la concordance entre sa disponibilité et les périodes de besoins du système ainsi que des caractéristiques de l'ensemble des ressources constituant l'offre. Des mesures de reconnaissance en puissance, notamment de type ELCC (*Effective Load Carrying Capability*[2]), permettent d'estimer cette contribution effective.

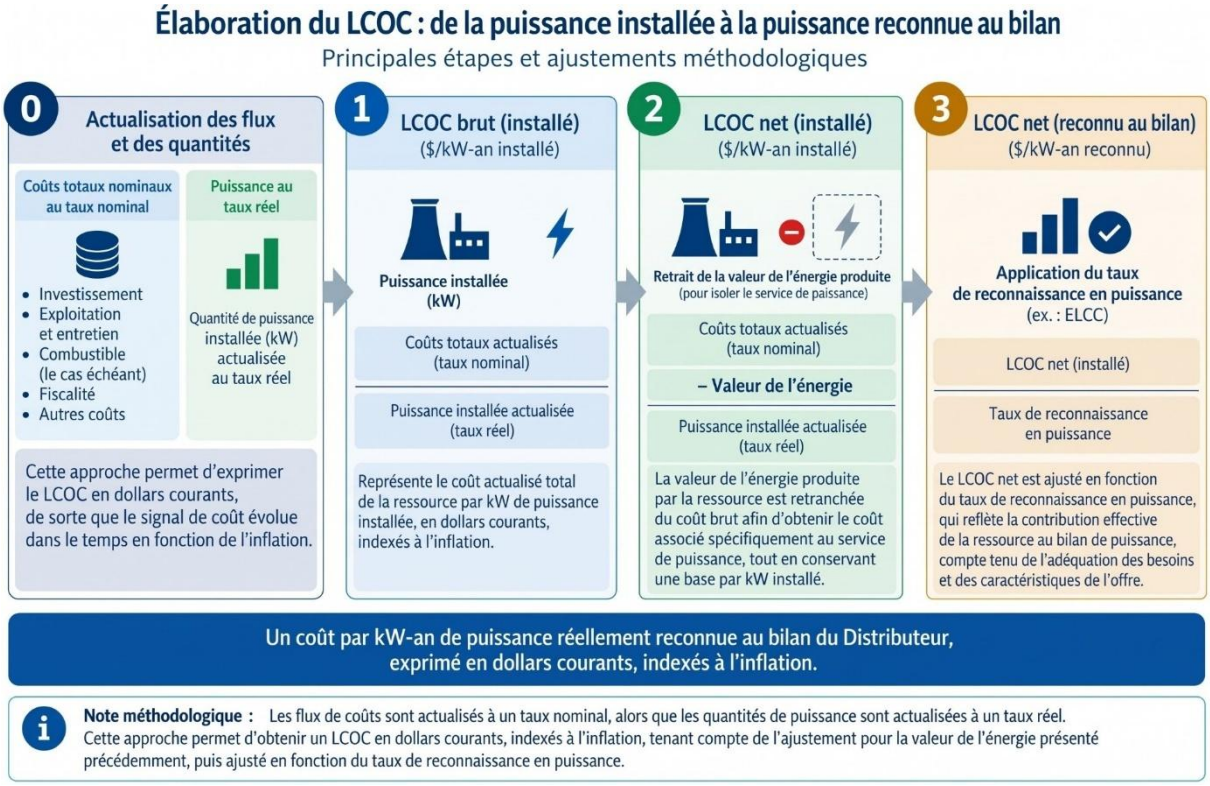
Afin de comparer les filières en fonction du service de puissance qu'elles rendent effectivement au Distributeur, le LCOC exprimé en $/kW-an installé est donc ajusté selon le taux de

[2] ELCC : indicateur utilisé pour évaluer la contribution réelle d'une ressource à la fiabilité du système électrique. Contrairement à la capacité installée, l'ELCC tient compte de la disponibilité effective de la ressource durant les périodes critiques ainsi que de son interaction avec les besoins résiduels du réseau. Pour les technologies de stockage, cette évaluation considère notamment les contraintes associées à la durée de stockage et aux besoins de recharge.

reconnaissance en puissance propre à chaque filière. Il en résulte un LCOC exprimé en $/kW-an reconnu au bilan, qui reflète le coût associé à une unité de puissance contribuant effectivement à l'adéquation des besoins du Distributeur. Cet ajustement permet notamment de comparer sur une même base des filières qui, pour un même niveau de puissance installée, contribuent différemment au bilan de puissance.

Cette approche est illustrée à la figure 1.2.

Figure 1.2
Chaîne d'ajustement du LCOC



2. Balisage des technologies en énergie

La présente section illustre une vue synthétique des principaux résultats et paramètres présentés dans le rapport complet de Hatch sur les filières dont la contribution est principalement en énergie. Les tableaux qui suivent regroupent les informations clés par filière afin de faciliter la comparaison des différentes options sur la base de leurs attributs techniques, économiques et opérationnels.

2.1. Résultat de balisage en fourniture uniquement

Tableau 2.1
Caractéristiques clés des technologies balisées, en dollars de 2026

$2026	Solaire	Éolien	Thermique en base (cycle combiné)
Caractéristiques générales			
Taille du projet (MW)	100 MW	300 MW	640 MW
Facteur d'utilisation (%)	18 %	35 %	70 %
Production annuelle (GWh)	158 GWh	920 GWh	3 924 GWh
Type de combustible	Aucun	Aucun	Gaz naturel
Durée de développement et construction	3 ans	5 ans	7 ans
Durée de vie utile de l'actif	30 ans	30 ans	20 ans[3]
Caractéristiques financières			
CAPEX ($/kW)	1 650 - 2 000	3 000 - 3 575	2 900 - 3 500
OPEX (hors combustible/hors taxes sur les services publics) ($/kW-an)	60 - 75	80 - 100	45 - 55
Admissibilité aux crédits d'impôt à l'investissement (%)	30 % sur 90 % de capex admissible	30 % sur 90 % de capex admissible	Non admissible
Rendement du combustible (GJ/MWh)	s.o.	s.o.	5,6 GJ/MWh
Résultats (¢/kWh)			
LCOE brut en fourniture sans CII[4] et sans coût de combustible/carbone (¢/kWh)	10,9 - 13,6	9,7 - 12,9	7,0 - 8,1
LCOE brut combustible/carbone uniquement (¢/kWh)	-	-	6,2 - 8,3
LCOE brut en fourniture sans CII[4] (¢/kWh)	10,9 - 13,6	9,7 - 12,9	13,7 - 15,8
LCOE brut en fourniture avec CII[4] (¢/kWh)	9,3 - 11,6	8,1 - 10,8	13,7 - 15,8

Bien que les indicateurs de coût établis par Hatch constituent une base cohérente pour comparer les filières de production, ceux-ci reflètent essentiellement les coûts de fourniture à la centrale. Or, dans une optique de planification du portefeuille d'approvisionnements, certains coûts additionnels associés au transport et à l'intégration de ces ressources au réseau doivent également être considérés. Les sections suivantes présentent les hypothèses retenues afin d'estimer ces coûts complémentaires et d'établir un coût complet par filière.

2.2. Estimation des coûts de transport associés aux nouvelles ressources

Contrairement aux coûts de production, l'estimation des coûts de transport associés à l'intégration des nouvelles ressources ne fait pas partie du mandat confié à Hatch. Il est donc nécessaire de poser certaines hypothèses afin de compléter l'évaluation économique des différentes filières.

2.2.1. L'énergie éolienne

En ce qui concerne la filière éolienne, le Distributeur considère que les coûts de transport associés aux futurs approvisionnements devront refléter le contexte de développement anticipé au Plan 2027-2041 et ses impacts sur les renforcements requis du réseau de transport. Compte tenu des volumes importants envisagés, l'intégration de nouvelles capacités

[3] Aux fins du présent exercice, la durée de vie de la centrale thermique en base est plafonnée à 20 ans afin de tenir compte du cadre réglementaire en vigueur, qui limite l'utilisation de cette technologie sur un horizon de long terme.
[4] CII : Crédit d'impôt à l'investissement.

éoliennes nécessitera la mise en place de nouveaux axes de transport structurants plutôt que l'utilisation exclusive des infrastructures existantes. Dans ce contexte, le Distributeur propose de retenir une estimation paramétrique interne préliminaire basée sur les coûts associés au projet du Bas-Saint-Laurent (BSL).

Cette estimation permet de refléter de façon plus représentative les besoins de transport susceptibles d'être engendrés par un déploiement à grande échelle de la filière éolienne au Québec. Sur cette base, le Distributeur retient un coût de transport indicatif de 2,9 ¢/kWh, exprimé en dollars de 2026. Cette valeur demeure préliminaire et vise avant tout à fournir un signal économique cohérent avec les besoins anticipés en infrastructures de transport dans un contexte de développement soutenu de la filière et ce, sans présumer des coûts qui seront précisés lors de futures demandes en lien avec ces investissements.

2.2.2. L'énergie solaire

Dans le cas de la filière solaire, aucune donnée publique ou expérience récente au Québec ne permet actuellement d'établir de manière robuste un coût moyen de transport représentatif. Par conséquent, il est proposé d'utiliser comme point de départ les coûts observés dans le cadre de l'appel d'offres éolien de 2023.

Afin d'adapter cette référence à la filière solaire, une normalisation est effectuée en fonction du facteur d'utilisation des technologies. Cette normalisation repose sur l'hypothèse que le coût de transport est principalement lié à la puissance raccordée et qu'il est comparable, par kW, pour les deux filières. Le coût de transport observé pour l'éolien est ainsi converti sur une base énergétique équivalente au moyen d'une règle de proportion entre le facteur d'utilisation moyen des projets éoliens retenus à l'appel d'offres de 2023, soit 33,1 %, et celui retenu pour la filière solaire, soit 18 %. Cette approche conduit à un coût de transport indicatif de 3,2 ¢/kWh en dollars de 2026 pour la filière solaire. Bien qu'approximative, cette méthode permet d'obtenir une estimation cohérente avec l'expérience récente du Distributeur tout en tenant compte des différences de productivité énergétique entre les deux filières.

2.2.3. L'énergie thermique pour de la production en base

En ce qui concerne la filière thermique de base, le Distributeur propose également de s'appuyer sur des études internes indicatives portant sur le raccordement d'une unité de production au gaz naturel localisée dans le sud du Québec. Cette approche est jugée représentative des conditions de raccordement généralement anticipées pour ce type d'installations, lesquelles bénéficient habituellement d'une proximité relative aux infrastructures existantes de transport et de distribution d'énergie.

Compte tenu du facteur d'utilisation élevé associé à ce type d'actif, les coûts de raccordement et d'intégration au réseau de transport sont répartis sur un volume important d'énergie produite, ce qui réduit significativement le coût unitaire exprimé en ¢/kWh. Sur la base de ces analyses préliminaires, le Distributeur retient ainsi un coût de transport indicatif d'environ 0,2 ¢/kWh en dollars de 2026 pour la filière thermique de base. Cette valeur vise à fournir un

ordre de grandeur cohérent avec les caractéristiques opérationnelles de cette technologie et les hypothèses de localisation retenues.

2.3. Estimation des coûts d'intégration des ressources variables

2.3.1. L'énergie éolienne

Afin d'assurer une continuité avec les signaux économiques actuellement utilisés par le Distributeur, il est proposé d'estimer les coûts d'intégration de la filière éolienne à partir des paramètres du SIÉ actuellement en vigueur. Cette approche permet de maintenir une cohérence méthodologique avec les mécanismes existants tout en établissant une valeur représentative des coûts associés à l'intégration de cette filière au réseau.

Toutefois, le tarif du SIÉ ne reflète pas uniquement les besoins d'intégration liés à la variabilité de la production éolienne. Ce tarif inclut également une composante de puissance complémentaire visant à combler l'écart entre la contribution en puissance moyenne du parc éolien québécois existant, estimée à environ 36 % de la puissance installée, et la contribution en puissance de 40 % fournie par le SIÉ durant la période hivernale. Afin d'isoler la seule composante associée aux coûts d'intégration de la ressource variable, il convient donc de retrancher la valeur de cette puissance additionnelle.

Dans la décision D-2020-137, la valeur des retours d'énergie du SIÉ a été établie à 7,56 $/MWh en dollars de 2020. Cette valeur incluait notamment une contribution en puissance additionnelle de 4 %, valorisée au coût évité de puissance alors en vigueur de 116 $/kW-an. Exprimée sur une base énergétique, cette composante représente environ 1,51 $/MWh en utilisant un facteur d'utilisation moyen annuel de 35 %. Après le retrait de cette contribution, le coût d'intégration associé à la seule variabilité de la filière éolienne s'établit à 6,05 $/MWh en dollars de 2020.

Finalement, l'indexation de cette valeur à un taux annuel de 2 %, tel que prévu dans le SIÉ, entre 2020 et 2026, conduit à un coût d'intégration estimé de 6,81 $/MWh (soit 0,7 ¢/kWh) en dollars de 2026, lequel est retenu aux fins de la présente analyse. Cette approche permet de préserver la stabilité des signaux de coûts historiques tout en isolant explicitement la portion du SIÉ attribuable aux besoins d'intégration des ressources variables.

Il convient de préciser que cette valeur constitue une approximation fondée sur les paramètres du SIÉ actuellement en vigueur et qu'elle vise principalement à fournir un signal économique représentatif dans le cadre de la comparaison des filières d'approvisionnement.

2.3.2. L'énergie solaire

En ce qui concerne la filière solaire, celle-ci présente également un caractère variable et intermittent qui nécessite le recours à certaines ressources du système électrique afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Bien que l'expérience québécoise en matière de parcs solaires de grande envergure demeure limitée, il est raisonnable de considérer que l'intégration de cette filière engendrera des besoins opérationnels comparables à ceux observés pour d'autres ressources variables.

Dans ce contexte, il apparaît pertinent de refléter ces coûts dans l'évaluation du coût complet de la filière. Toutefois, le Distributeur ne dispose actuellement ni d'études détaillées ni d'un historique d'exploitation suffisant permettant d'établir avec précision un coût d'intégration propre à la filière solaire. En l'absence d'information plus spécifique, le Distributeur propose de retenir le même signal de coût d'intégration que celui utilisé pour la filière éolienne.

Cette approche assure un traitement méthodologiquement cohérent et neutre entre les différentes filières variables et intermittentes considérées dans l'analyse. En conséquence, un coût d'intégration de 0,7 ¢/kWh en dollars de 2026 est retenu pour la filière solaire, soit la même valeur que celle estimée pour la filière éolienne.

2.4. Résultat de balisage en coût complet

La section précédente a permis d'établir des valeurs de référence des différentes filières sous la forme de coût actualisé de l'énergie, exprimé en LCOE brut. Toutefois, cette mesure ne reflète pas l'ensemble des coûts assumés par le Distributeur pour intégrer une ressource au portefeuille d'approvisionnements. Afin d'obtenir une comparaison plus représentative de la valeur économique des différentes options, des ajustements sont apportés de manière à tenir compte des principaux services rendus par chaque filière ainsi que des coûts additionnels engendrés par son intégration au système électrique.

Ainsi, le LCOE brut est d'abord ajusté afin de retrancher la valeur associée à la contribution en puissance de la ressource, lorsque celle-ci est reconnue au bilan du Distributeur. Cette étape permet d'isoler le coût associé spécifiquement au service d'énergie et d'obtenir un LCOE net. À ce coût sont ensuite ajoutés les coûts de transport ainsi que, lorsque applicable, les coûts d'intégration associés à la variabilité ou à l'intermittence de la ressource. Le résultat correspond au coût complet de fourniture d'énergie retenu aux fins du présent balisage, permettant une comparaison cohérente des filières sur une base commune exprimée en ¢/kWh.

La valeur de la contribution en puissance est évaluée à partir de la proposition de coûts évités en puissance retenue dans le cadre du présent exercice. Cette valeur est exprimée en dollars courants et évolue en fonction de l'inflation sur l'horizon d'analyse. De façon cohérente avec le calcul du LCOE brut, les bénéfices associés à la contribution en puissance sont actualisés sur la durée de vie de l'actif afin d'en déterminer la valeur totale. Cette valeur est ensuite retranchée du LCOE brut, afin d'obtenir un LCOE net. Cette approche assure une cohérence méthodologique entre le calcul du LCOE brut et l'évaluation du crédit associé à la contribution en puissance des différentes filières. La formule consiste en la suivante :

$$LCOE\ net\ complet = LCOE\ brut - Crédit\ de\ valeur\ de\ la\ puissance + Ajustements$$

Tableau 2.2
Ajustement de la mesure de LCOE brut à un LCOE net, en dollars de 2026

$2026	Solaire	Éolien	Thermique en base (cycle combiné)
Résultats bruts			
LCOE brut en fourniture avec CII (¢/kWh)	9,3 - 11,6	8,1 - 10,8	13,7 - 15,8
Crédit de valeur associée à la contribution en puissance @ coût évité en puissance			
Reconnaissance en puissance	0%	21%	95%
Crédit de valeur de la puissance (¢/kWh)	-	2,2 - 2,9	5,3 - 6,1
Résultats nets avant autres ajustements			
LCOE net (¢/kWh)	9,3 - 11,6	5,9 - 7,9	8,1 - 10,2
Autres ajustements			
Coût de transport (¢/kWh)	3,2	2,9	0,2
Coût d'intégration (¢/kWh)	0,7	0,7	s.o.
Résultats nets après autres ajustements			
LCOE net complet (¢/kWh)	**13,2 - 15,5 Référence : 14,2**	**9,5 - 11,5**	**8,2 - 10,3**

Les résultats démontrent que la prise en compte de la contribution en puissance, des coûts de transport et des coûts d'intégration modifie sensiblement le positionnement relatif de certaines filières par rapport à leur LCOE brut. De plus, les résultats présentés dans cette section visent avant tout à établir des signaux économiques cohérents permettant le balisage comparatif des différentes filières d'approvisionnement. Ils ne constituent pas une estimation détaillée ou prévisionnelle des coûts associés à un projet particulier ou à une prévision de prix de marché. Les valeurs retenues reposent sur des hypothèses représentatives et des paramètres génériques visant à comparer les filières sur une base uniforme, plutôt qu'à reproduire les caractéristiques spécifiques d'un projet donné, de son emplacement ou de ses conditions de réalisation.

2.5. Sensibilités

Les résultats présentés précédemment reposent sur un ensemble d'hypothèses représentatives relatives aux caractéristiques techniques, économiques, financières et opérationnelles des différentes filières. Compte tenu de l'incertitude inhérente à l'évolution de plusieurs de ces paramètres sur l'horizon d'analyse, une série d'analyses de sensibilité ont été réalisées afin d'évaluer leur influence sur les résultats obtenus.

L'objectif de cet exercice n'est pas de définir des scénarios prospectifs complets, mais plutôt d'illustrer l'impact individuel des principaux paramètres sur les coûts actualisés des différentes filières. Chaque sensibilité est donc évaluée isolément, en maintenant constantes les autres hypothèses de référence afin de mesurer l'effet spécifique du paramètre considéré.

Les sensibilités retenues portent sur les variables suivantes :

- les coûts d'investissement (CAPEX) ;
- les coûts d'exploitation et d'entretien (OPEX) ;
- le prix du combustible ;
- le prix du carbone ;

- le coût du capital ;
- le facteur d'utilisation ;
- la durée de vie utile des actifs.

Cette approche permet d'identifier les paramètres ayant la plus grande influence sur les résultats et d'apprécier la robustesse relative des signaux de coûts obtenus pour chacune des filières analysées. Ce détail par composante est disponible dans le rapport détaillé rédigé par la firme Hatch[5]. Les fourchettes présentées ci-dessous illustrent l'impact des sensibilités retenues et correspondent aux valeurs minimale et maximale obtenues parmi l'ensemble des analyses réalisées.

Figure 2.1
Comparaison des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) bruts par filière

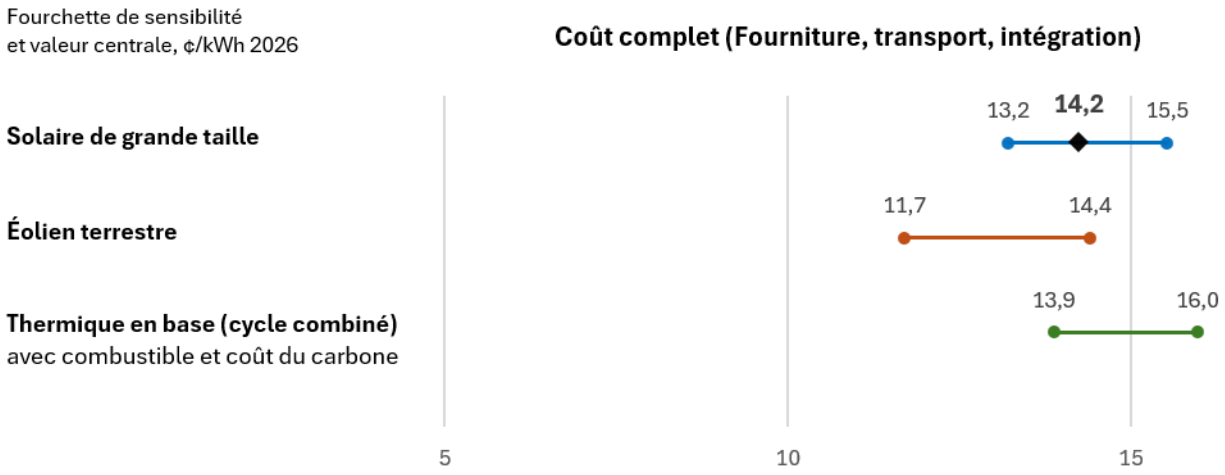
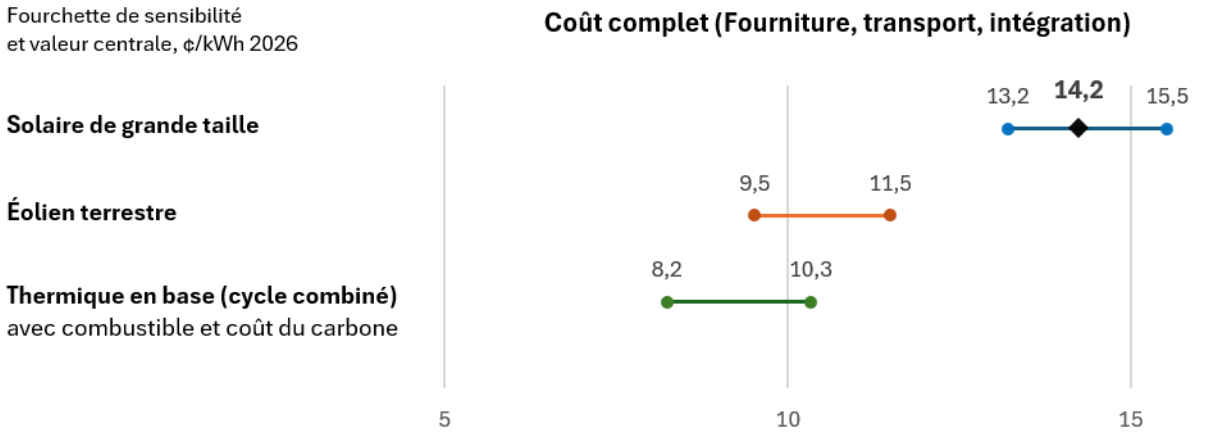


Figure 2.2
Comparaison des coûts actualisés de l'énergie (LCOE) nets par filière



[5] *Supra* note 1.

Les analyses de sensibilité démontrent que le positionnement relatif des filières demeure influencé par certains paramètres clés, notamment les coûts d'investissement, le coût du capital, le facteur d'utilisation ainsi que, dans le cas de la filière thermique, les hypothèses relatives au prix du combustible et au coût du carbone. Malgré ces variations, les résultats obtenus permettent de dégager des ordres de grandeur cohérents et de mieux apprécier les principaux facteurs de risque associés à chacune des filières. Les sensibilités analysées montrent également que la prise en compte de la contribution en puissance peut modifier de façon importante les coûts complets associés aux différentes options d'approvisionnement.

Les résultats obtenus confirment néanmoins la pertinence de l'approche méthodologique retenue, qui permet d'établir des signaux économiques comparables entre les filières tout en reflétant les principaux services rendus au Distributeur. Considérant les incertitudes inhérentes à tout exercice prospectif de cette nature, les valeurs présentées doivent être interprétées comme des indicateurs de balisage destinés à soutenir l'analyse comparative des options d'approvisionnement plutôt que comme une prévision des coûts qu'engendrerait un projet particulier.

3. Balisage des technologies en puissance

Après avoir présenté les filières à vocation principalement énergétique, la présente section s'intéresse aux filières dont la contribution est principalement associée à la satisfaction des besoins en puissance.

3.1. Résultat de balisage en fourniture uniquement des technologies thermiques

Le balisage des filières de puissance débute avec les technologies thermiques, lesquelles peuvent être alimentées par différents combustibles. Bien que leurs caractéristiques techniques et leurs coûts puissent varier selon le combustible retenu, ces filières partagent généralement une capacité élevée à fournir de la puissance pilotable et à répondre aux besoins lors des périodes de pointe.

Tableau 3.1
Caractéristiques clés des technologies thermiques balisées, en dollars de 2026

$2026	Thermique de pointe au gaz naturel	Thermique de pointe au gaz de source renouvelable	Thermique de pointe à l'hydrogène vert
Caractéristiques générales			
Taille du projet (MW)	430 MW		
Heures d'utilisation	300 heures		
Production annuelle (GWh)	129 GWh		
Durée de développement et construction	6 ans		8 ans
Durée de vie utile de l'actif	30 ans		
Caractéristiques financières			
CAPEX ($/kW)	2 600 - 3 150		3 000 - 3 650
OPEX (hors combustible/hors taxes sur les services publics) ($/kW-an)	24 - 29		34 - 41
Admissibilité aux crédits d'impôt à l'investissement (%)	Non admissible		
Rendement du combustible (GJ/MWh)	10,0 GJ/MWh		
Prix du combustible ($2026/GJ)	4,1 $/GJ	22,5 $/GJ	79,6 $/GJ
Autres coûts Énergir ($2026/GJ) dont transport, équilibrage, distribution, obligation minimale annuelle (OMA)	23,2 $/GJ		s.o.
Résultats ($/kW-an installé)			
LCOC brut hors combustible/carbone	309 - 367		420 - 518
LCOC brut combustible/carbone	37 - 46	95 - 158	142 - 238
LCOC brut en fourniture	**349 - 407**	**377 - 546**	**530 - 785**

Les résultats présentés au tableau 3.1 indiquent que les coûts des technologies thermiques sont largement tributaires du coût du combustible. Dans les hypothèses retenues, la turbine de pointe au gaz naturel présente le coût de fourniture le plus faible. L'utilisation de gaz de source renouvelable ou d'hydrogène vert augmente ce coût d'environ 80 $/kW-an et 280 $/kW-an, respectivement. Ces écarts découlent principalement du coût plus élevé des combustibles, auquel s'ajoutent, dans le cas de l'hydrogène vert, des exigences de rendement financier accrues liées au niveau de maturité plus limité de la filière. Ces résultats visent à fournir un signal économique aux fins du balisage des filières et ne constituent pas une estimation détaillée des coûts d'un projet particulier.

Il convient de noter que les coûts de combustible représentent un poste de coût exogène dont l'évolution future demeure incertaine. Bien que les projections de prix des combustibles sur l'horizon d'exploitation des unités demeurent incertaines et sujettes à variation, l'exercice vise avant tout à fournir un signal économique représentatif à partir d'hypothèses de référence cohérentes, soit une utilisation annuelle de 300 heures. De façon générale, même si l'ampleur des écarts entre le coût des combustibles est appelée à évoluer dans le temps, le positionnement relatif des différentes options selon le type de combustible tend à demeurer relativement stable, les combustibles renouvelables ou à faible intensité carbone présentant généralement des coûts d'approvisionnement plus élevés que le gaz naturel conventionnel.

3.2. Résultat de balisage en fourniture uniquement des technologies de stockage

Les technologies de stockage occupent une place particulière parmi les options d'approvisionnement puisqu'elles ne reposent pas sur la production d'une nouvelle source

d'énergie. Elles permettent plutôt d'emmagasiner de l'électricité lorsque celle-ci est disponible et de la restituer ultérieurement, contribuant ainsi à déplacer l'énergie dans le temps afin de soutenir le réseau durant les périodes où les besoins en puissance sont les plus élevés.

Tableau 3.2
Caractéristiques clés des technologies de stockage balisées, en dollars de 2026

$2026	Batteries 4 heures	Batteries 8 heures	Air comprimé (CAES)
Caractéristiques générales			
Taille du projet (MW)	300 MW		500 MW
Heures d'utilisation	300 heures		
Production annuelle (GWh)	90 GWh		150 GWh
Durée de développement et construction	3 ans		8 ans
Durée de vie utile de l'actif	20 ans		50 ans
Caractéristiques financières			
CAPEX ($/kW)	2 350 - 2 850	4 350 - 5 300	4 750 - 5 750
OPEX (hors combustible/hors taxes sur les services publics) ($/kW-an)	55 - 65	95 - 120	30 - 40
Admissibilité aux crédits d'impôt à l'investissement (%)	30 % sur 90 % de capex admissible		Non admissible
Rendement charge/décharge	85 %		60 %
Résultats ($/kW-an installé)			
LCOC brut hors pertes charge/décharge	281 - 356	517 - 655	356 - 486
LCOC brut pertes charge/décharge	37 - 62	37 - 62	52 - 86
LCOC brut en fourniture sans CII[6]	322 - 405	566 - 704	425 - 555
LCOC brut en fourniture avec CII[6]	**265 - 337**	**471 - 577**	**425 - 555**

Les résultats présentés au tableau 3.2 mettent en évidence des écarts importants entre les technologies de stockage balisées, principalement attribuables à leur durée de stockage, à leurs coûts d'investissement et à leur rendement charge-décharge. Les batteries de 4 heures affichent ainsi le coût annualisé de puissance (en $/kW-an installé) le plus faible parmi les technologies analysées, tandis que les solutions offrant une plus grande capacité énergétique, telles que les batteries de 8 heures ou le stockage par air comprimé (CAES), impliquent des investissements plus importants en contrepartie d'une plus grande flexibilité opérationnelle.

Il convient également de souligner que le LCOC des technologies de stockage inclut explicitement le coût associé aux pertes énergétiques découlant du rendement charge-décharge. Cette composante vise à refléter le coût de remplacement de l'énergie nécessaire pour compenser ces pertes et assurer la disponibilité de la puissance lors des périodes d'utilisation.

3.3. Reconnaissance en puissance dans les bilans d'approvisionnement

Bien que toutes les technologies présentées aux tableaux 3.1 et 3.2 puissent contribuer à l'approvisionnement en puissance, leur contribution à l'adéquation du réseau n'est pas équivalente. Afin de refléter cette réalité, le Distributeur retient une approche fondée sur la capacité de charge effective équivalente (ELCC, pour *Effective Load Carrying Capability*), laquelle permet d'évaluer la contribution réelle d'une ressource à la fiabilité du système. Cette

[6] CII : Crédit d'impôt à l'investissement.

contribution varie notamment en fonction de l'adéquation du profil de disponibilité de la technologie avec les besoins résiduels du réseau lors des périodes de pointe.

Dans le cas des technologies de stockage, le facteur ELCC dépend non seulement de leur capacité à fournir de la puissance durant les heures de pointe, mais également des contraintes associées à leur recharge. En effet, l'énergie requise pour reconstituer les réserves du stockage peut coïncider avec des périodes où le système demeure sollicité, réduisant ainsi la contribution nette de ces ressources à l'adéquation. Par conséquent, la reconnaissance en puissance des différentes technologies de stockage peut différer significativement d'une technologie à l'autre, selon leur durée de stockage, leur stratégie d'exploitation et leur capacité à répondre durablement aux besoins du réseau.

Tableau 3.3
Facteur de reconnaissance en puissance par technologie

%	Thermique de pointe	Batteries 4 heures	Batteries 8 heures ou Air comprimé (CAES)
Durée maximale d'appel par événement	Sans limite (sous réserve du combustible)	4 heures	8 heures
Besoin de recharge	Non	Oui	
Reconnaissance en puissance (ELCC)	95 %	50 %	70 %

Malgré la grande flexibilité opérationnelle des centrales thermiques de pointe, une reconnaissance en puissance inférieure à 100 % est retenue afin de refléter les indisponibilités planifiées et fortuites susceptibles d'affecter la disponibilité réelle de la ressource lors des périodes critiques.

3.4. Estimation des coûts de transport associés aux nouvelles ressources

À l'instar de l'analyse réalisée pour les technologies en énergie, le Distributeur considère que les coûts de transport constituent une composante nécessaire à l'évaluation du coût complet des différentes options d'approvisionnement en puissance. Ces coûts visent à refléter les investissements requis sur le réseau de transport pour permettre l'intégration et la livraison de la ressource au système électrique. Leur prise en compte permet d'assurer une comparaison cohérente entre les filières sur une base intégrée et représentative des coûts réellement encourus par le Distributeur.

Comme mentionné au début de la section 2.2, puisque le mandat confié à Hatch ne couvrait pas spécifiquement l'évaluation des coûts de transport, le Distributeur doit poser certaines hypothèses afin d'estimer cette composante pour chacune des filières analysées. Les hypothèses retenues sont présentées dans les sections suivantes.

3.4.1. Les technologies thermiques

En raison de sa flexibilité d'implantation, la filière thermique de pointe peut être localisée à proximité des centres de consommation du sud du réseau, là où les besoins en puissance sont les plus importants. Cette caractéristique limite généralement les investissements requis sur le réseau de transport comparativement à d'autres filières nécessitant le développement

de nouveaux axes structurants. À partir de calculs paramétriques réalisés pour le raccordement d'installations thermiques, le Distributeur retient un coût de transport représentatif d'environ 10 $/kW-an. Bien que des frais fixes d'accès au réseau gazier d'Énergir soient également requis pour l'approvisionnement en combustible, ceux-ci sont inclus dans les coûts de fourniture de la filière et non dans les coûts de transport.

3.4.2. Les technologies de stockage

À l'instar de la filière thermique, les technologies de stockage par batteries peuvent généralement être implantées à proximité des centres de consommation du sud du réseau. Toutefois, contrairement à une ressource de production conventionnelle, ces installations doivent également être en mesure de se recharger à partir du réseau, ce qui peut engendrer des besoins additionnels en transport selon la capacité du réseau local à accueillir cette nouvelle demande. Les coûts de raccordement et d'intégration peuvent ainsi varier sensiblement en fonction de l'emplacement retenu et des contraintes du réseau environnant.

Dans le cas du stockage par air comprimé (CAES), le choix du site est également tributaire de la présence d'une formation géologique adéquate pour l'entreposage de l'air comprimé à coûts avantageux. Cette contrainte peut ainsi limiter les options d'implantation et nécessiter des raccordements sur de plus longues distances, entraînant potentiellement des investissements additionnels sur le réseau de transport.

En l'absence d'un emplacement précis pour ces technologies et afin de retenir une hypothèse représentative pour le balisage, le Distributeur propose d'utiliser un coût de transport uniforme de 45 $/kW-an pour l'ensemble des technologies de stockage évaluées. Cette estimation est basée sur des calculs paramétriques internes pour de tels actifs de stockage nécessitant de la recharge à partir du réseau. Cette approche permet de refléter les besoins potentiellement plus importants liés à leur intégration tout en maintenant une méthode cohérente entre les différentes options analysées.

3.5. Résultat de balisage en coût complet

Les sections précédentes ont présenté les LCOC bruts des différentes technologies ainsi que les hypothèses retenues pour les coûts de transport et la reconnaissance en puissance. Afin d'établir un signal économique comparable entre les filières, le Distributeur intègre ces éléments dans une mesure de coût complet reflétant davantage la contribution réelle de chaque technologie aux besoins en puissance. Plus précisément, les coûts de transport sont ajoutés au LCOC brut, puis le résultat est ajusté en fonction du ELCC, lequel tient compte de la puissance effectivement reconnue dans les bilans d'approvisionnement. Cette approche permet de comparer les technologies sur la base du coût de la puissance reconnue plutôt que de la seule capacité installée et fournit ainsi un indicateur plus représentatif du coût associé à la satisfaction des besoins en puissance du Distributeur.

Les technologies de puissance peuvent également produire ou déplacer de l'énergie ayant une valeur économique pour le Distributeur. Cette valeur est retranchée du coût de puissance

afin d'éviter d'attribuer à la seule fonction de puissance des bénéfices qui relèvent de la fourniture d'énergie, selon la formule suivante :

$$Coût\ complet\ de\ puissance = \frac{LCOC\ brut - Crédit\ de\ valeur\ de\ l'énergie + Ajustements}{Facteur\ de\ reconnaissance\ en\ puissance}$$

Tableau 3.4
Ajustement de la mesure de LCOC brut à un LCOC net pour les technologies thermiques, en dollars de 2026

$2026	Thermique de pointe au gaz naturel	Thermique de pointe au gaz de source renouvelable	Thermique de pointe à l'hydrogène vert
Résultats bruts ($/kW-an installé)			
LCOC brut en fourniture	**349 - 407**	**377 - 546**	**530 - 785**
Crédit de valeur associée à l'énergie produite @ coût évité en énergie			
Énergie produite sur 300 heures	129 GWh		
Crédit de valeur de l'énergie ($/kW-an)	14 - 71 $/kW-an (sensibilités nombre d'heures)		
Résultats nets avant autres ajustements			
LCOC net ($/kW-an installé)	309 - 364	362 - 475	516 - 714
Autres ajustements			
Coût de transport ($/kW-an)	10 $/kW-an		
Résultats nets après autres ajustements			
LCOC net ($/kW-an installé)	319 - 375	373 - 485	526 - 725
Prise en compte de la reconnaissance en puissance aux bilans			
Reconnaissance en puissance (ELCC)	95%		
LCOC net ($/kW-an reconnu) hors combustible et crédit de valeur d'énergie	337 - 397 Référence : 365	337 - 397	453 - 556
LCOC net ($/kW-an reconnu)	**336 - 394** **Référence : 364**	**392 - 511**	**554 - 763**

Tableau 3.5
Ajustement de la mesure de LCOC brut à un LCOC net pour les technologies de stockage, en dollars de 2026

$2026	Batteries 4 heures	Batteries 8 heures	Air comprimé (CAES)
Résultats bruts ($/kW-an installé)			
LCOC brut en fourniture avec CII	**265 - 337**	**471 - 577**	**425 - 555**
Crédit de valeur associée à l'énergie produite @ coût évité en énergie			
Énergie restituée sur 300 heures	90 GWh		150 GWh
Crédit de valeur de l'énergie ($/kW-an)	14 - 71 $/kW-an (sensibilités nombre d'heures)		
Résultats nets avant autres ajustements			
LCOC net ($/kW-an installé)	237 - 294	428 - 534	382 - 513
Autres ajustements			
Coût de transport ($/kW-an)	45 $/kW-an		
Résultats nets après autres ajustements			
LCOC net ($/kW-an installé)	281 - 339	473 - 579	427 - 557
Prise en compte de la reconnaissance en puissance aux bilans			
Reconnaissance en puissance (ELCC)	50%	70%	
LCOC net ($/kW-an reconnu) hors achat d'électricité et crédit de valeur d'énergie	549 - 663	666 - 817	573 - 758
LCOC net ($/kW-an reconnu)	**563 - 678**	**676 - 827**	**610 - 796**

3.6. Sensibilités

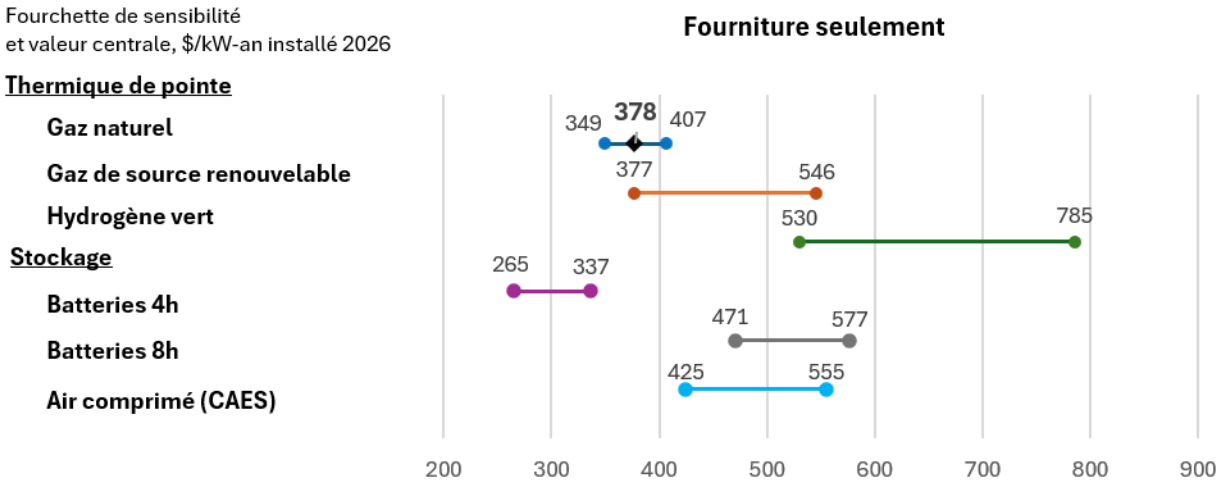
Tout comme pour le balisage des technologies en énergie, l'évaluation des filières de puissance comporte un certain degré d'incertitude associé aux hypothèses techniques, économiques, financières et opérationnelles retenues. Afin d'évaluer l'incidence de ces hypothèses sur les résultats obtenus, une série d'analyses de sensibilité ont été réalisées.

Les sensibilités retenues portent sur les variables suivantes, chacune étant évaluée individuellement en maintenant constantes les autres hypothèses de référence :

- les coûts d'investissement (CAPEX) ;
- les coûts d'exploitation et d'entretien (OPEX) ;
- le prix du combustible ;
- le prix du carbone ;
- le coût du capital ;
- le nombre d'heures d'utilisation annuelle ;
- la durée de vie utile des actifs.

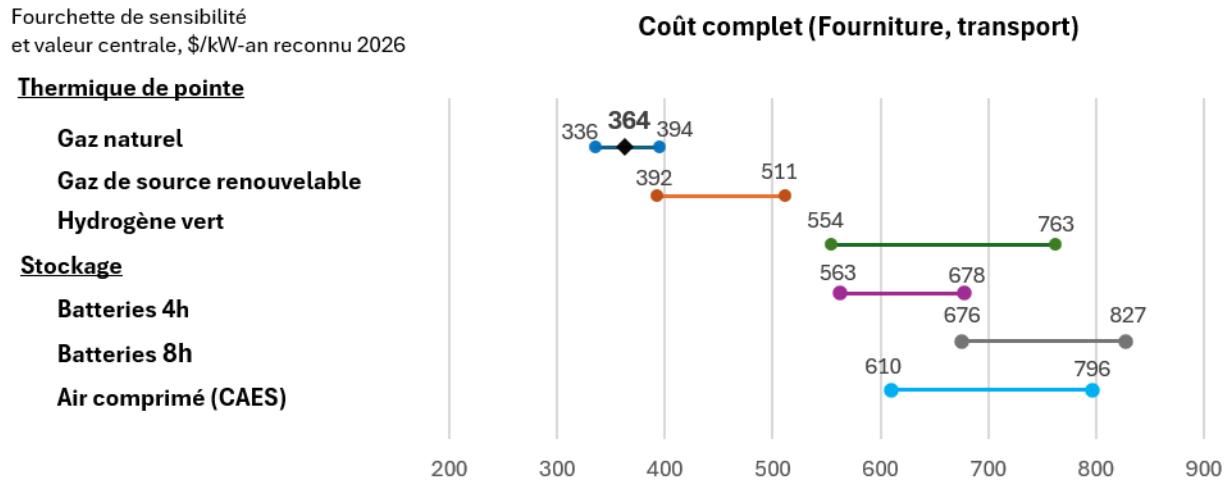
Cet exercice vise à illustrer l'influence relative de chacun de ces paramètres sur le coût complet de puissance des différentes filières et à apprécier la robustesse des résultats obtenus. Ce détail par composante est disponible dans le rapport détaillé rédigé par la firme Hatch[7]. Les figures suivantes présentent les plages de variation associées à chacune des sensibilités analysées.

Figure 3.1
Comparaison des coûts actualisés de puissance bruts par filière ($/kW-an installé)



[7] *Supra* note 1.

Figure 3.2
Comparaison des coûts actualisés de puissance nets par filière ($/kW-an reconnu)



Les figures 3.1 et 3.2 présentent respectivement les coûts actualisés de puissance sur une base brute ($/kW-an installé) et sur une base nette ($/kW-an reconnu), cette dernière intégrant les hypothèses de reconnaissance en puissance retenues pour chacune des filières ainsi que les coûts de transport pour raccorder la ressource. Globalement, les filières thermiques conservent un positionnement similaire entre les deux représentations en raison de leur forte contribution à l'adéquation du système. À l'inverse, les technologies de stockage voient leurs coûts actualisés de puissance augmenter lorsqu'ils sont exprimés par kilowatt reconnu, reflétant une reconnaissance en puissance inférieure à leur capacité installée.

Les résultats montrent notamment que les batteries de 4 heures affichent les coûts actualisés de puissance bruts les plus faibles parmi les technologies analysées. Toutefois, leur facteur de reconnaissance en puissance réduit une partie de cet avantage lorsque les résultats sont exprimés sur une base de puissance reconnue.

Malgré ces ajustements, les filières thermiques alimentées au gaz naturel ou au gaz de source renouvelable demeurent les options présentant les coûts actualisés de puissance les plus faibles parmi les technologies évaluées, tandis que l'hydrogène vert conserve les coûts les plus élevés et la plus grande sensibilité aux hypothèses retenues. Cet écart s'explique notamment par le caractère encore émergent de la filière hydrogène vert. Comparativement aux autres technologies thermiques analysées, les équipements requis pour la production, le stockage et l'utilisation de l'hydrogène demeurent moins matures commercialement et présentent davantage de risques technologiques, opérationnels et financiers. Afin de refléter cette réalité, un taux de rendement plus élevé a été retenu pour cette filière, ce qui contribue à hausser ses coûts actualisés de puissance.

Somme toute, ces résultats mettent en évidence l'importance de considérer non seulement le coût d'installation d'une ressource, mais également sa contribution effective à l'adéquation du réseau lors de l'évaluation des différentes options d'approvisionnement en puissance.

4. Coûts évités en énergie de long terme

Dans sa décision D-2026-033[8], la Régie a demandé au Distributeur de proposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une méthode d'établissement du coût évité en énergie de long terme tenant compte du nouveau cadre réglementaire.

À la suite de l'identification des besoins énergétiques du Distributeur et du balisage des principales ressources candidates, soit le solaire de grande taille, l'éolien terrestre et les filières thermiques de base à cycle combiné, le Distributeur a évalué les différentes options selon leur coût complet de fourniture, de transport et d'intégration (LCOE net complet), leurs délais de déploiement, les contraintes de réalisation ainsi que leur cohérence avec les objectifs du PGIRE et de décarbonation.

Bien que la filière thermique en base présente un coût complet net légèrement inférieur à celui de l'éolien, elle n'est pas retenue dans le portefeuille de référence en raison des objectifs de décarbonation. L'éolien, qui constitue la filière admissible présentant le coût complet net le plus faible, représente ainsi la principale ressource additionnelle mise à contribution pour répondre à la croissance des besoins énergétiques.

Toutefois, les contraintes de déploiement, notamment la capacité du marché à livrer simultanément de grands volumes d'éolien, ainsi que les besoins à plus court terme du Distributeur, justifient également le recours au solaire de grande taille dans l'horizon du Plan.

Dans ce contexte, le coût évité ne correspond pas nécessairement à la filière présentant le coût le plus faible, mais plutôt à la ressource dont le déploiement serait réduit, reporté ou évité advenant une diminution des besoins énergétiques. Le Distributeur considère que cette condition est satisfaite par le solaire de grande taille, lequel constitue la ressource marginale du portefeuille de référence.

En appliquant une hypothèse d'indexation annuelle de 2 % au balisage défini par Hatch en dollars de 2026, cette valeur correspond à 14,5 ¢/kWh en dollars de 2027, soit 10,5 ¢/kWh pour la fourniture, 3,3 ¢/kWh pour le transport et 0,7 ¢/kWh pour l'intégration.

5. Coûts évités en puissance de long terme

Dans sa décision D-2026-033[9], la Régie a demandé au Distributeur de proposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une méthode d'établissement du coût évité de long terme en puissance tenant compte du nouveau cadre réglementaire.

À la suite de l'identification des besoins en puissance du Distributeur et du balisage des principales ressources candidates, soit les turbines de pointe alimentées au gaz naturel, au gaz de source renouvelable ou à l'hydrogène vert, ainsi que les différentes technologies de stockage, le Distributeur évalue les options selon leur coût complet net en puissance, incluant les coûts de fourniture et de transport, leur reconnaissance en puissance (ELCC), leurs délais

[8] Paragraphe 150.
[9] Paragraphe 160.

de déploiement, leurs contraintes de réalisation ainsi que leur cohérence avec les objectifs du PGIRE et de décarbonation.

Contrairement au coût évité en énergie, qui est établi à partir de la ressource marginale pouvant être reportée ou évitée en raison d'une diminution des besoins énergétiques, le coût évité en puissance vise à refléter le coût de la prochaine ressource de puissance qui devrait être développée afin de maintenir l'adéquation du système. La ressource retenue doit donc non seulement contribuer à la couverture des besoins lors des périodes critiques, mais également pouvoir être déployée dans les délais requis et en quantité suffisante pour répondre à l'évolution anticipée de la demande.

Les résultats démontrent que la turbine de pointe alimentée au gaz naturel présente le coût actualisé de puissance reconnue net le plus faible parmi les technologies analysées. Bien que le Plan prévoie également le déploiement de certaines capacités de stockage, la stratégie de développement de la puissance repose principalement sur les ajouts hydroélectriques. Les technologies de stockage constituent avant tout un complément à ces ressources en raison de leur contribution à la flexibilité du système et à l'intégration des énergies renouvelables. La filière thermique fournit ainsi un signal de marché pertinent et observable pour l'établissement du coût évité de long terme en puissance. Ainsi, son coût actualisé de puissance reconnue net est retenu comme référence pour l'établissement du coût évité de long terme en puissance.

La valeur centrale obtenue est de 364 $/kW-an reconnu en dollars de 2026, incluant les coûts de fourniture et de transport. En appliquant l'hypothèse d'indexation annuelle de 2 %, cette valeur correspond à 371 $/kW-an reconnu en dollars de 2027, soit 360 $/kW-an reconnu pour la fourniture et 11 $/kW-an reconnu pour le transport.

6. Coûts évités transport et distribution

Le Distributeur met à jour les deux signaux de prix conformément à la méthodologie approuvée.

Le coût évité de transport s'établit à 72,8 $/kW-an ($2027, indexé à l'inflation) et celui de distribution à 23,4 $/kW-an ($2027, indexé à l'inflation).

7. Coûts évités de court terme

Concernant les coûts évités en énergie et en puissance de court terme, le Distributeur compte les déposer ultérieurement dans le cadre d'un dossier distinct. Voir en complément les explications fournies à la pièce HQD-1, Document 1 à la section 5.