

# Régie de l'énergie

Dossier R-4320-2025

Demande portant sur diverses mesures en lien avec le GSR

## PROJETS DE GNR AU QUÉBEC ANALYSE DE MODÈLES FINANCIERS

Mémoire présenté par l'AQPER sur le Sujet 1 – Caractéristiques relatives à l'approvisionnement en GSR



## Préambule

Cette étude a été réalisée pour le compte de l'Association Québécoise de la Production d'Énergie Renouvelable (AQPER), dans le cadre des représentations que l'association entend formuler auprès de la Régie de l'énergie relativement à la demande d'Énergir (référence : dossier R-4320-2025) visant à revoir certaines dispositions encadrant les contrats d'achat de gaz naturel renouvelable (GNR).

L'AQPER a demandé à la Régie de l'énergie l'autorisation de retenir les services du soussigné afin de préparer une preuve d'expert en lien avec la demande d'Énergir portant sur les éléments précités.

Dans la présente étude, le terme « gaz naturel renouvelable » (GNR) est utilisé par souci de simplification, plutôt que celui de « gaz de source renouvelable » (GSR). Cette terminologie se justifie par le fait que l'ensemble des projets examinés concerne soit des usines de biométhanisation, soit des systèmes de valorisation de biogaz installés sur des sites d'enfouissement. Aucun projet lié à l'hydrogène vert, au gaz de synthèse, aux huiles pyrolytiques ou à d'autres formes de gaz renouvelable n'a été inclus dans l'analyse.

L'étude repose sur un échantillon de projets de production de GNR dont les dénominations ont été remplacées par des identifiants anonymisés afin de préserver la confidentialité des informations et des promoteurs concernés.

Le présent document contient certains énoncés, estimations, objectifs et projections reflétant les hypothèses des promoteurs quant au rendement futur anticipé de leurs projets. Ces éléments reposent sur des hypothèses et des jugements subjectifs relatifs à des résultats prévisionnels, lesquels sont, par nature, exposés à des risques, à des incertitudes et à des facteurs contingents, dont plusieurs échappent au contrôle des promoteurs. Chaos Finance Conseil décline toute responsabilité à l'égard de toute perte ou de tout dommage, prévisible ou non, pouvant être subi par toute personne ou entité en raison de l'utilisation des informations contenues ou omises dans le présent mémoire. Cette exclusion de responsabilité est expressément stipulée.

Sauf indication contraire, les informations contenues dans le présent mémorandum sont valides à la date des présentes ou à la date à laquelle elles sont expressément indiquées. Chaos Finance Conseil ne formule aucune déclaration ni garantie quant à l'exactitude ou à l'exhaustivité des informations figurant dans le présent document et décline toute responsabilité à l'égard des informations, explicites ou implicites, qu'il contient ou de toute omission s'y rapportant, ainsi qu'à l'égard de toute autre communication écrite ou orale transmise ou mise à la disposition du destinataire. Chaos Finance Conseil n'assume aucune obligation de mise à jour ou de révision des informations contenues dans le présent document.

## Liste des contacts

**Chaos Finance Conseil :**

**Gérard Mounier**

Président et Associé directeur

Cell. : 514-213-2279

[gerard.mounier@videotron.ca](mailto:gerard.mounier@videotron.ca)

## Acronymes

<b>AM :</b>	Autorisation ministérielle
<b>BAPE :</b>	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement
<b>BAIIA :</b>	Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissements ( <i>EBITDA</i> )
<b>DSCR :</b>	<i>Debt Service Coverage Ratio</i> (ratio de couverture du service de la dette)
<b>EDI</b>	Énergir Développement Inc.
<b>EPC :</b>	<i>Engineering, procurement, and construction</i> (Conception, approvisionnement et construction, CAC)
<b>GES :</b>	Gaz à effet de serre
<b>GJ :</b>	Gigajoule
<b>GNR :</b>	Gaz naturel renouvelable
<b>GSR :</b>	Gaz de sources renouvelable
<b>ICI :</b>	Industries, commerces et institutions
<b>LET :</b>	Lieu d'enfouissement technique
<b>M\$</b>	Millions de dollars
<b>PSPGNR :</b>	Programme de soutien à la production de gaz naturel renouvelable
<b>PTMOBC :</b>	Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage
<b>TRI :</b>	Taux de rendement interne ( <i>Internal Rate of Return, IRR</i> )

## Table des matières

Table des matières .....	5
1. Méthodologie .....	6
2. Constats et observations .....	8
3. Enjeux et recommandations.....	17
4. Liste des annexes.....	22

## 1. Méthodologie

Notre approche a consisté à recueillir un échantillon de modèles financiers de projets de production de GNR actuellement en développement au Québec, afin d'en analyser certains paramètres, notamment le prix du GNR requis, l'incidence des subventions, la structure de coûts, le montage financier et le rendement du capital anticipé.

L'objectif était d'extraire des données probantes et des éléments d'analyse pertinents au regard des demandes d'Énergir, et de fournir à l'AQPER des arguments étayés pour appuyer ses représentations devant la Régie de l'énergie.

L'AQPER a lancé un appel à ses membres, auquel cinq promoteurs ont répondu favorablement en acceptant de nous transmettre les modèles financiers de huit projets. Trois de ces promoteurs ont soumis deux projets chacun.

L'échantillon comprend quatre projets d'usine de biométhanisation - dont trois projets agricoles (« Agricole ») et un projet relevant du secteur institutionnel, commercial et industriel (« ICI ») - ainsi que quatre projets de production de GNR sur des lieux d'enfouissement technique (« LET »). Un seul projet présente une capacité de production supérieure à 5 Mm<sup>3</sup>/an et relève ainsi de la catégorie des « grands projets ».

Nous estimons que cet échantillon est suffisamment représentatif pour permettre de formuler des conclusions pertinentes sur l'industrie. Par ailleurs, compte tenu des délais impartis dans le cadre du processus devant la Régie de l'énergie, il n'a pas été possible de solliciter d'autres promoteurs ni d'intégrer des données additionnelles à l'analyse.

**Tableau 1 : liste des projets analysés**

Projet	Type	Année mise en service prévue	Tonnage	Raccordement ou Transport	Production GNR Mm <sup>3</sup> /an	Production GNR GJ/an	GES évités tCO <sub>2</sub> éq/an	Autorisation ministérielle O/N	Clôture financière O/N
A	Agricole	2027	59 773 t	Porté	2,8 Mm <sup>3</sup> /an	114 270 GJ/an	6 167	O	N
B	ICI	2027	45 000 t	Injecté	4,0 Mm <sup>3</sup> /an	155 017 GJ/an	26 097	O	N
C	Agricole	2028	73 818 t	Injecté	3,8 Mm <sup>3</sup> /an	140 572 GJ/an	8 000	N	N
D	LET	2028	S/o	Injecté	2,0 Mm <sup>3</sup> /an	74 153 GJ/an	5 314	N	N
E	Agricole	2028	67 460 t	Injecté	4,0 Mm <sup>3</sup> /an	150 660 GJ/an	8 000	N	N
F	LET	2027	S/o	Porté	2,0 Mm <sup>3</sup> /an	76 579 GJ/an	3 992	O	N
G	LET	2027	S/o	Porté	2,2 Mm <sup>3</sup> /an	86 355 GJ/an	4 089	N	N
H	LET	2027	S/o	Injecté	5,4 Mm <sup>3</sup> /an	202 124 GJ/an	10 620	O	O

Un seul des projets de l'échantillon (H) est actuellement en construction. Les autres projets se situent à un stade de développement relativement avancé : trois ont obtenu leur autorisation ministérielle et peuvent ainsi être considérés comme théoriquement « prêts à construire ». Parmi les projets toujours en cours d'autorisation, trois prévoient amorcer les travaux en 2027 et un seul en 2026. Par ailleurs, à l'exception du projet H, aucun projet n'avait atteint sa clôture financière au moment de la réalisation de l'étude. Rappelons que la clôture financière - soit la mise en place définitive de la dette senior - constitue la dernière étape préalable au démarrage de la construction.

De manière générale, les modèles financiers analysés relevaient tous d'une structure de type « financement de projet ». La structure et la présentation des données n'était pas uniforme, mais globalement satisfaisante. Un seul modèle avait été préparé par une firme externe de conseil financier ; les autres ont été élaborés à l'interne par les promoteurs. Il faut préciser qu'aucun modèle n'est structuré de façon similaire, avec des différences parfois notables sur la manière de présenter les chiffres ou de calculer certains ratios. Ceci peut entraîner des distorsions dans l'analyse des données, dont nous nous garderons bien de garantir la parfaite cohérence et exhaustivité.

Il importe d'ajouter que nous n'avons pas procédé à un audit des modèles. En d'autres termes, nous n'avons ni validé les sources des hypothèses retenues ni vérifié l'exactitude des formules de calcul. Les informations ont été analysées telles que présentées. Nous avons toutefois jugé la qualité des modèles suffisante pour les besoins de l'étude, qui visait essentiellement à dégager des tendances et des enjeux fondamentaux

Les simulations du prix du GNR en l'absence de subventions ont été réalisées par les promoteurs, à l'exception de trois modèles (A, B et G) pour lesquels nous avons effectué nous-mêmes les simulations afin d'estimer le prix requis sans soutien public.

Certains paramètres du modèle d'affaires des projets de GNR ont été exclus du périmètre de l'étude, notamment :

- le coût d'injection facturé par Énergir (tarif Dr) ;
- les frais de service éventuellement perçus par certains sites d'enfouissement (« *Tipping fees* ») ;
- l'intensité carbone propre à chacun des projets.

Enfin, en complément de l'analyse documentaire, nous avons mené plusieurs entretiens avec chacun des promoteurs. Une partie des observations, commentaires et recommandations formulés dans le présent rapport découle directement de ces échanges.

## 2. Constats et observations

### 2.1 Raccordement ou transport

Trois des huit projets à l'étude ont recours à la technique du « gaz porté », c'est-à-dire que le GNR produit est transporté par camion - sous forme compressée ou liquéfiée - jusqu'à un point de service d'Énergir, où il est ensuite injecté dans le réseau. Le recours au gaz porté plutôt qu'à un raccordement direct au gazoduc d'Énergir répond principalement à une logique économique et reflète la hausse marquée des coûts de raccordement observée au cours des dernières années. Rappelons qu'Énergir réalise les travaux de raccordement, puis en refacture intégralement le coût aux promoteurs. Or, le coût d'un raccordement n'est ni fixé ni garanti par Énergir. Il peut évoluer à la hausse au fil de l'avancement du projet, y compris après la clôture financière. Cette incertitude - combinée à l'augmentation récente des coûts de raccordement - incite aujourd'hui un nombre croissant de promoteurs à privilégier la solution du gaz porté.

### 2.2 Calendrier de construction

Quatre des projets présentés (A, B, F et G) prévoient en principe de débiter la construction en **2026**, pour une mise en service en **2027**. Toutefois, seuls trois d'entre eux ont obtenu leur AM et aucun n'atteint la clôture financière, ni ne semble très avancé dans cette démarche. Compte tenu du fait qu'un processus de recherche de financement prend généralement entre 4 et 6 mois (mais peut s'étirer jusqu'à 12-18 mois), il est peu probable qu'aucun de ces projets ne débiter la construction au printemps, ou même à l'été 2026. Ceci pourrait hypothéquer leur mise en service en 2027.

La lenteur du processus de levée de la dette senior constitue actuellement un des obstacles majeurs au développement des projets de GNR au Québec (Voir section 3. Enjeux et recommandations p17). Les délais de négociations avec les prêteurs étirent le calendrier et exposent les promoteurs à des risques d'inflation des coûts : travaux en hiver, révision du prix de certains équipements, échéances contractuelles non respectées, retrait de certains partenaires, etc.

**Tableau 2 : Échéancier de construction et de mise en service des projets**

Projet	Type	Année début construction	Année mise en service	1 <sup>ère</sup> année disponibilité 100%	Autorisation ministérielle O/N	Clôture financière O/N
A	Agricole	2026	2027	2028	O	N
B	ICI	2026	2027	2027	O	N
C	Agricole	2027	2028	2030	N	N
D	LET	2027	2028	2029	N	N
E	Agricole	2027	2028	2030	N	N
F	LET	2026	2027	2028	O	N
G	LET	2026	2027	2028	N	N
H	LET	2026	2027	2028	O	O

Une fois le projet en exploitation, certains promoteurs modélisent une montée en charge progressive de la production, tandis que d'autres retiennent l'hypothèse d'une disponibilité de 100 % dès la première année d'opération. S'agissant des projets sur lieux d'enfouissement technique (LET), il est raisonnable d'anticiper une production quasi optimale dès la mise en service, compte tenu du caractère relativement prévisible du gisement de biogaz. En revanche, pour les usines

de biométhanisation, un retour d'expérience sur un plus grand nombre de projets sera vraisemblablement nécessaire afin de déterminer quelle hypothèse - montée en charge graduelle ou pleine capacité immédiate - s'avère la plus réaliste.

### 2.3 Prix du GNR à la mise en service

Le tableau ci-dessous présente les prix du GNR demandé par les promoteurs au moment de la mise en service des projets, comparé au prix maximum par contrat approuvé par la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-4008-2017. Nous y avons ajouté une simulation de ce que serait le prix du GNR nécessaire en l'absence de subventions provinciales.

**Tableau 3 : Prix du GNR**

Projet	Type	Année début construction	Année mis en service	Prix GNR de référence	Prix GNR mise en service	Prix maximum Régie	Prix GNR sans subvention
A	Agricole	2026	2027	49,25\$ <sub>2025</sub>	52,67 \$	55,35 \$	75,12 \$
B	ICI	2026	2027	43,81\$ <sub>2026</sub>	44,03 \$	55,35 \$	47,85 \$
C	Agricole	2027	2028	S/o	59,00 \$	56,44 \$	70,00 \$
D	LET	2027	2028	S/o	39,00 \$	56,44 \$	52,00 \$
E	Agricole	2027	2028	S/o	74,00 \$	56,44 \$	74,00 \$
F	LET	2026	2027	38,50\$ <sub>2022</sub>	45,98 \$	55,35 \$	57,88 \$
G	LET	2026	2027	S/o	51,84 \$	55,35 \$	51,84 \$
H	LET	2026	2027	S/o	30,00 \$	41,77 \$	40,56 \$

Le **Prix GNR de référence** est le prix que le promoteur a éventuellement utilisé comme base de négociation, lorsqu'il a démarré les discussions avec Énergir et la modélisation de son projet. Ce prix de référence a été ensuite indexé sur l'inflation jusqu'à la date de mise en service prévisionnelle du projet.

Le **Prix GNR mise en service** est le prix réel que le promoteur souhaite obtenir au moment de la mise en opération de son projet, prix sur lequel repose le modèle financier. Ce prix sera ensuite indexé à l'inflation sur la durée du contrat avec Énergir.

Le **Prix maximum Régie** correspond au prix maximal par contrat approuvé par la Régie de l'énergie dans le cadre du dossier R-4008-2017, soit 45 \$/GJ pour les projets de moins de 5 Mm<sup>3</sup> et 35 \$/GJ pour les projets de 5 Mm<sup>3</sup> et plus, ces montants étant indexés à l'inflation. Les prix indexés ci-dessous ont été fournis par Énergir en date du 5 janvier 2026 pour les projets de moins de 5 Mm<sup>3</sup>, et les prix pour les projets de plus de 5 Mm<sup>3</sup> sont notre propre calcul (en l'absence de grille officielle) :

Année	Prix GNR indexé Projets < 5Mm <sup>3</sup>	Prix GNR indexé Projets > 5Mm <sup>3</sup>
2024-2025	51,80 \$	40,13 \$
2025-2026	53,34 \$	40,97 \$
2026-2027	54,34 \$	41,77 %
2027-2028	55,35 \$	42,61 \$
2028-2029	56,44 \$	43,47 \$

Le **Prix GNR sans subvention** représente une simulation du prix du GNR nécessaire pour rendre les projets réalisables en l'absence de toute subvention provinciale (PTMOBC, PSPGNR, subvention par décret). Le prix sans subvention a été calculé par les promoteurs, sauf pour les projets A, B, G et H pour lesquels la simulation a été effectuée par nos soins, en nous efforçant de conserver à l'identique les autres caractéristiques financières des modèles.

De ce tableau, nous pouvons faire les observations suivantes :

- Le prix moyen à la mise en service des projets d'usine de biométhanisation (57,43\$/GJ) est clairement supérieur à celui des sites d'enfouissements (41,71\$/GJ). Ceci demeure cohérent avec le fait que la construction d'usine de biométhanisation représente un niveau de dépenses en capital supérieur à l'installation d'un système de purification sur un LET, ainsi que des dépenses d'exploitation et d'entretien plus élevées (voir section suivante : 2.4. Coût des projets).
- Six projets sur huit présentent un prix à la mise en service qui demeure en-deçà du prix maximum fixé par la Régie. En revanche, deux projets d'usine de biométhanisation (C et E) nécessiteraient un prix qui dépasse le maximum autorisé. Le projet C est un projet subventionné (PSPGNR) et qui malgré tout nécessiterait un prix du GNR plus élevé (59\$/GJ), ou bien une subvention supplémentaire par décret. Pour le projet E, aucune subvention n'est actuellement disponible, et par conséquent le prix de 74\$/GJ représente le prix de base nécessaire à la viabilité du projet. En ce qui concerne le projet G, bien que le promoteur ait initialement présenté un modèle incluant une subvention du PSPGNR, nous avons pris l'initiative de l'éliminer, par souci de cohérence, sachant que le programme PSPGNR n'est plus actuellement disponible, et de considérer alors que ce prix sans subvention constituait de fait le scénario réaliste.
- La simulation du prix sans subvention, pour les projets qui en bénéficient, fait ressortir un prix du GNR moyen de 58,60\$/GJ. Seulement trois projets sur huit (un ICI, deux LET) pourraient se satisfaire d'un prix qui resterait en-deçà du prix maximum fixé. L'écart entre les projets de biométhanisation est toujours aussi significatif : les premiers nécessitant un prix moyen de 66,74 \$, contre seulement 50,57 \$ pour les seconds.

## 2.4 Coût des projets

Le tableau ci-après présente le coût prévisionnel des différents projets, en isolant le coût de la portion construction plus spécifiquement, ainsi que les contingences prévues.

**Tableau 4 : Coût des projets**

Projet	Type	Année début construction	Année mise en service	Coût total projet	Coût de construction	Coût construction /Coût total projet	Contingence	Contingence/Coût construction
				M\$	M\$	%	M\$	%
A	Agricole	2026	2027	42,8	37,7	88%	2,5	6,8%
B	ICI	2026	2027	40,5	32,0	79%	3,3	10,3%
C	Agricole	2027	2028	47,3	40,4	85%	5,0	12,5%
D	LET	2027	2028	28,4	25,5	90%	1,60	6,3%
E	Agricole	2027	2028	50,3	42,8	85%	5,6	13,3%
F	LET	2026	2027	22,4	19,9	89%	1,5	7,9%
G	LET	2026	2027	25,0	20,2	81%	3,0	14,8%
H	LET	2026	2027	39,0	31,1	80%	3,6	11,8%

Le **Coût total du projet** représente l'entièreté des dépenses en capital nécessaires à la réalisation du projet, incluant les coûts de développement, les achats d'équipements, la construction, les frais de transaction, les frais financiers, les réserves, les contingences, etc.

Le **Coût de construction** comprend seulement les frais de développement, les achats d'équipement et le coût de construction des installations (*balance of plant*), mais exclu les contingences qui sont traitées séparément.

Observations :

- Le coût total moyen pour les huit projets considérés ressort à 37,0 M\$, avec une distinction très nette entre les projets d'usines de biométhanisation (Coût moyen : 45,2 M\$) et celui des sites d'enfouissements (Coût moyen : 28,7 M\$).
- Le coût de construction représente en moyenne 85 % du coût total des projets. Cette proportion est quasiment identique pour le projet de biométhanisation (84 %) que pour les LET (85 %).
- Le niveau de contingence varie de 6,8 % à 14,8 % selon les projets, avec une moyenne de 10%. Moyenne qui demeure pratiquement identique pour les projets de biométhanisation (11%) que pour les LET (10%). La contingence constitue un enjeu important, car elle représente à la fois une sécurité nécessaire pour le projet, mais aussi une charge en capital qui doit être financée dès la conception du projet, et même si elle n'est pas utilisée par la suite.

Dans la mesure où ces projets ont recours à des contrats de constructions « clé-en-main » de type Conception-Approvisionnement-Construction (*EPC contract*), les niveaux de contingence que nous constatons paraissent techniquement adéquat.

## 2.5 Les subventions

Les subventions **obtenues** par les projets ont été résumées dans le tableau suivant.

**Tableau 5 : Subventions obtenues**

Projet	Type	Année mise en service	Coût total projet M\$	Coût de construction M\$	Subvention Québec	Montant subvention Québec M\$	Subvention QC/Coût total projet %	Subvention Canada	Montant subvention Canada M\$	Subvention Can/Coût total projet %
A	Agricole	2027	42,8	37,7	PSPGNR	15,3	36%			
B	ICI	2027	40,5	32,0	PTMOBC	12,3	30%			
C	Agricole	2028	47,3	40,4	PSPGNR	15,0	32%			
D	LET	2028	28,4	25,5	Décret	13,5	48%			
E	Agricole	2028	50,3	42,8						
F	LET	2027	22,4	19,9	PSPGNR	8,0	36%	RNCan/FCP	0,4	2%
G	LET	2027	25,0	20,2				RNCan/FCP	7,4	29%
H	LET	2027	39,0	31,1	PSPGNR	15,0	38%			

Les programmes de subventions du Québec sont représentés par le PTMOBC, le PSPGNR, ainsi que les subventions obtenues éventuellement par décret. Au niveau Fédéral, le seul programme actuellement disponible est le fonds pour les combustibles propres (FCC) administré par Ressources Naturelles Canada (« RNCan »).

Six des huit projets analysés avaient obtenus une subvention, soit du PSPGNR pour les projets agricoles et les LET, ou le PTMOBC pour le projet ICI (projet B). Le projet F est le seul à avoir formellement obtenu une subvention du FCC.

Les projets E et G ne peuvent bénéficier des programmes provinciaux, actuellement échus. En ce qui concerne le projet G, le promoteur avait malgré tout modélisé une subvention de type PSPGNR (qui pourrait être obtenue éventuellement par décret), ainsi qu'une subvention du FCC de RNCAN. Toutefois, par souci de cohérence avec les autres projets, nous avons retiré la subvention de type PSPGNR de notre analyse. Nous avons cependant laissé la subvention FCC, même si elle n'est pas obtenue, dans la mesure (i) où le programme est toujours accessible, et où (ii) celle-ci se présente sous la forme d'une dette sans intérêt, ce qui affecte moins le modèle financier.

Nous notons que les promoteurs ont tenu compte dans leurs modèles financiers respectifs du fait que les subventions du Québec étaient versées en plusieurs tranches, selon un calendrier précis qu'il convient d'intégrer à la modélisation des flux monétaires. Ceci est particulièrement sensible pour le PTMOBC du projet B.

Les programmes de subventions provinciaux représentent en moyenne **37 % du coût total des projets**, ce qui est significatif. La disparition de ces programmes ne peut être sans conséquence sur le modèle financier des projets, et ultimement sur le prix du GNR nécessaire à la faisabilité des projets.

## 2.5 Couverture du service de la dette

Un élément très important dans l'analyse financière d'un projet est le niveau de l'endettement et de la manière dont le remboursement de cette dette sera assumé tout au long de la vie du projet. Le **ratio de couverture du service de la dette** (« RCSD », ou *Debt Service Coverage Ratio – DSCR*) constitue le principal indicateur utilisé par les prêteurs pour mesurer le profil de risque d'un projet. Rappelons que le RCSD est généralement calculé en divisant le BAIIA par le service de la dette (capital plus intérêts).

Le tableau ci-après reprend les calculs du RCSD prévisionnel pour chacun des projets analysés et pour les premières années d'exploitation des sites.

**Tableau 6 : Ratio de couverture du service de la dette**

Projet	Type	Année mise en service	1 <sup>ère</sup> année complète	Levier financier	Taux intérêts dette senior	RCSD Année1	RCSD Année 2	RCSD Année 3	RCSD Année 4	RCSD Année 5
				%	%	%	%	%	%	%
A	Agricole	2027	2028	46,35%	8,50%	1,76	1,76	1,76	2,37	1,66
B	ICI	2027	2027	84,74%	5,50%	<b>1,38</b>	<b>1,15</b>	<b>1,25</b>	1,40	1,49
C	Agricole	2028	2030	51,26%	5,50%	<b>0,74</b>	1,45	1,52	1,60	1,68
D	LET	2028	2029	36,60%	6,50%	<b>(0,20)</b>	<b>0,30</b>	<b>0,50</b>	<b>1,30</b>	1,50
E	Agricole	2028	2030	75,04%	5,50%	<b>0,94</b>	1,49	1,51	1,58	1,66
F	LET	2027	2028	50,91%	5,50%	<b>0,53</b>	<b>1,06</b>	<b>1,12</b>	<b>1,20</b>	<b>1,28</b>
G	LET	2027	2028	19,92%	8,00%	<b>0,42</b>	2,40	2,37	2,44	2,51
H	LET	2027	2028	18,48%	7,00%	<b>0,69</b>	2,01	1,71	1,73	1,75

La **1<sup>ère</sup> année complète** représente la première année où le projet a fonctionné pendant 12 mois consécutifs. Le **RCSD Année 1** représente le calcul du RCSD la première année de mise en service, où la dette commence à être remboursée, mais pas nécessairement la première année complète (la plupart des projets démarrent en cours d'année).

Le **Levier financier** est le montant de la dette senior comparé au coût total du projet, exprimé en pourcentage.

Rappelons que les structures financières ainsi modélisées par les promoteurs demeurent ultérieurement sujettes à l'acceptation des prêteurs seniors. Le projet H est le seul actuellement en cours de construction, est qui a, par conséquent, atteint la clôture financière. Toutefois, il convient de souligner que la dette senior de ce projet est fournie par une contrepartie affiliée, et non par une institution financière traditionnelle.

Les observations que nous pouvons déduire de ce tableau :

- Les niveaux de levier financier demeurent très variables d'un projet à l'autre. Le levier moyen de l'ensemble des huit projets s'établit à 48 %, mais varie de 18,48 % pour le projet G à 84,74 % pour le projet B. Ceci traduit bien la jeunesse de cette industrie, qui cherche encore à déterminer son modèle financier optimal. Les explications à ces différences d'un projet à l'autre sont multiples : obtention ou non de subventions, montant des subventions, capacité d'injection d'équité de la part du promoteur, souplesse des prêteurs, etc.

Il est important de rappeler que l'appréciation de levier financier demeure très différente dans le cas d'un financement de projet qu'en matière de financement commercial ou corporatif. Dans un financement de projet, la dette senior représente en principe la source de financement la moins onéreuse (après les subventions) et par conséquent mérite être maximisée dans le but de favoriser un meilleur rendement du capital pour les actionnaires. Ainsi, un levier financier important demeure parfaitement acceptable, en autant que la couverture du service de la dette est satisfaisante, mesurée par le RCSD. En théorie, il n'y a pas de limite au levier financier dans un financement de projet, autre que la capacité de remboursement et le confort des prêteurs. À l'inverse, un projet avec un faible levier pourrait apparaître comme sous-financé et pénaliser grandement le rendement pour les actionnaires.

- En termes de taux d'intérêts, on distingue clairement deux approches parmi les promoteurs : (i) l'approche « réaliste » par laquelle le taux d'intérêt est calqué sur les taux actuels offerts par les banques et autres institutions financières traditionnelles, et (ii) l'approche « conservatrice » qui anticipe une dette senior plus onéreuse, éventuellement offerte par des prêteurs alternatifs, structurellement plus onéreux que les banques traditionnelles.
- Dans le domaine du financement de projet en énergie renouvelable, il est généralement admis qu'un RCSD de **1,40** dès la première année et en tout temps constitue le niveau de risque acceptable de référence. Naturellement ce niveau peut varier d'un prêteur à l'autre, certains acceptant par exemple de descendre à 1,35, ou d'autres (prêteurs alternatifs notamment) exigeant jusqu'à 1,65. Il peut également arriver que certaines institutions tolèrent un niveau de RCSD de type « financement commercial » à 1,20 par exemple, mais qui est généralement assorti d'autres conditions parfois encore plus contraignantes sur le niveau de contingences, le levier financier, les versements de dividendes, les ratios de structure, etc.

Notons que le RCSD s'améliore généralement au cours du temps, à cause de la hausse des revenus des ventes de GNR, indexées sur l'inflation, alors même que le service de la dette demeure stable ou en diminution. Ainsi le RCSD moyen peut s'avérer très satisfaisant sur 20 ans, alors que le niveau du ratio demeure insuffisant la ou les première(s) année(s), période où le risque du prêteur demeure maximal (phase de démarrage).

- Un seul projet (A) atteint un niveau de RCSD de 1,40 la première année. Trois projets ne l'atteignent pas la 2<sup>ème</sup> année, ni la 3<sup>ème</sup>. La 4<sup>ème</sup> année, deux projets ne l'atteignent toujours pas, et encore un la 5<sup>ème</sup> année. On peut anticiper que cette situation ne sera pas acceptée par les prêteurs seniors et que la structure financière de ces projets va devoir être révisée.

Si le RCSD est insuffisant, il y a plusieurs manières de l'améliorer, notamment :

- Diminuer le montant de la dette senior en augmentant le niveau d'équité dans le projet, en autant que le promoteur ait les moyens d'investir davantage, et sachant que cela affectera négativement le rendement du capital (TRI),
- Diminuer le taux d'intérêt de la dette senior, en autant que cette possibilité soit offerte sur le marché,

- Sculpter la dette de façon à réduire le service de la dette au début du projet et l'augmenter progressivement lorsque les flux de trésorerie du projet seront plus robustes. Cette technique demeure courante dans le domaine du financement de projet,
- Ultiment, si la restructuration de la dette n'est pas suffisante, hausser le prix du GNR afin d'augmenter les flux monétaires disponibles pour assurer un service de la dette adéquat.

Nous avons réalisé une simulation afin de voir quel serait l'impact sur le prix du GNR et sur le TRI d'un RCSD minimal de 1,40 dès la première année complète de 12 mois d'exploitation, pour les projets qui ne l'atteignent pas dans leur modèle actuel. Le tout est résumé dans le tableau suivant :

**Tableau 7 : Simulation ratio de couverture du service de la dette de min. 1,40**

Projet	Type	Année mise en service	1 <sup>ère</sup> année complète	RCS D 1 <sup>ère</sup> année complète	Prix GNR	TRI	RCS D 1 <sup>ère</sup> année complète RCS D min. 1,40	Prix GNR ajusté	TRI ajusté
				%	\$/GJ	%	%	\$/GJ	%
A	Agricole	2027	2028	1,76	52,67 \$	16,01%			
B	ICI	2027	2027	<b>1,38</b>	44,03 \$	17,10%	<b>1,40</b>	48,18 \$	24,27%
C	Agricole	2028	2030	1,45	59,00 \$	12,25%			
D	LET	2028	2029	<b>(0,20)</b>	39,00 \$	15,10%	<b>1,40</b>	47,19 \$	24,63%
E	Agricole	2028	2030	1,49	74,00 \$	12,60%			
F	LET	2027	2028	<b>1,06</b>	45,98 \$	13,60%	<b>1,40</b>	51,98 \$	20,59%
G	LET	2027	2029	2,40	51,84 \$	15,60%			
H	LET	2027	2028	2,01	30,00 \$	14,78%			

On observe que l'application d'un RCSD de 1,40 aux projets concernés entraîne une hausse significative du prix du GNR, lequel tend logiquement à converger vers le niveau des projets respectant déjà ce ratio. Cet ajustement du prix du GNR se traduit mécaniquement par une augmentation du TRI. Cette dynamique met en lumière la tension inhérente entre, d'une part, la volonté de plafonner le TRI à un seuil donné (15 %) et, d'autre part, la nécessité d'assurer aux projets un niveau de revenus suffisant pour satisfaire aux exigences des prêteurs en matière de couverture du service de la dette. Autrement dit, le respect d'un RCSD plus exigeant impose un ajustement tarifaire qui peut entrer en contradiction avec un objectif strict de limitation du rendement des capitaux propres (voir section 3.5, « Le TRI en tant que critère de fixation du prix du GNR », p. 19).

Dans le prolongement de la simulation précédente, nous avons également analysé l'impact, sur le prix du GNR et sur le TRI, d'un RCSD fixé à 1,40 dès la première année complète (12 mois) d'exploitation pour l'ensemble des projets, et ce en l'absence de subventions provinciales. Cette hypothèse implique, le cas échéant, un abaissement de la cible de RCSD pour les projets qui prévoient initialement un ratio supérieur à 1,40. À titre de rappel, nous avons intégré une colonne reprenant le prix du GNR sans subvention présenté au tableau 3.

Les résultats sont synthétisés dans le tableau de la page suivante.

**Tableau 8 : Simulation du prix du GNR avec ratio de couverture du service de la dette fixé à 1,40, sans subventions provinciales**

Projet	Type	Année mise en service	1 <sup>ère</sup> année complète	RCS	Prix GNR	TRI	Prix GNR sans subvention	RCS	Prix GNR ajusté	TRI ajusté
				1 <sup>ère</sup> année complète %				1 <sup>ère</sup> année complète Fixé à 1,40 %		
					S/GJ	%		%	\$/GJ	%
A	Agricole	2027	2028	<b>1,76</b>	52,67 \$	16,01%	72,20 \$	<b>1,40</b>	71,29 \$	24,10%
B	ICI	2027	2027	1,38	44,03 \$	17,10%	47,85 \$	<b>1,40</b>	48,18 \$	24,27%
C	Agricole	2028	2030	<b>1,45</b>	59,00 \$	12,25%	70,00 \$	<b>1,40</b>	50,75 \$	22,20%
D	LET	2028	2029	(0,20)	39,00 \$	15,10%	52,00 \$	<b>1,40</b>	47,19 \$	24,63%
E	Agricole	2028	2030	<b>1,49</b>	74,00 \$	12,60%	74,00 \$	<b>1,40</b>	71,54 \$	11,10%
F	LET	2027	2028	1,06	45,98 \$	13,60%	57,88 \$	<b>1,40</b>	67,21 \$	21,30%
G	LET	2027	2029	<b>2,40</b>	51,84 \$	15,60%	51,84 \$	<b>1,40</b>	61,78 \$	21,40%
H	LET	2027	2028	<b>2,01</b>	30,00 \$	14,78%	40,56 \$	<b>1,40</b>	34,81 \$	8,96%

Cette simulation offre un portrait relativement réaliste du prix du GNR requis pour assurer le caractère finançable des projets dans des conditions normales de marché, mais sans soutien provincial - une hypothèse qui demeure plausible dans le contexte budgétaire actuel. L'effet sur le TRI est généralement haussier, à l'exception des projets qui ne prévoyaient déjà aucune subvention et qui se trouvent, dans ce scénario, pénalisés par l'application d'un RCS plus conservateur.

**En conclusion**, il importe de souligner que le ratio de couverture du service de la dette constitue un paramètre central dans tout montage de financement de projet. À ce titre, il devrait prévaloir sur d'autres critères dans la détermination du prix du GNR. Cela suppose néanmoins une certaine flexibilité afin d'articuler cette exigence avec d'autres objectifs, notamment en matière de TRI.

## 2.6 Le taux de rendement interne (TRI)

Le taux de rentabilité interne (TRI) est un indicateur financier qui mesure la rentabilité annualisée moyenne d'un investissement sur une période donnée, en tenant compte à la fois des flux de trésorerie perçus (dividendes, distributions) et de l'évolution de la valeur du capital (revalorisation ou produit de cession). Sur le plan technique, le TRI correspond au taux d'actualisation pour lequel la valeur actualisée nette (VAN) de l'ensemble des flux de trésorerie futurs - positifs et négatifs - liés à un investissement est égale à zéro. Il constitue ainsi une mesure synthétique du rendement implicite d'un projet ou d'une transaction. Le TRI est largement utilisé pour évaluer la performance des investissements en capital-investissement.

Le tableau sur la page suivante détaille le TRI pour chacun des projets analysés.

Nous avons retenu le TRI tel que calculé par les promoteurs, à l'exception du projet G, pour lequel nous avons procédé nous-mêmes au calcul. Les TRI présentés tiennent compte de l'effet de levier, c'est-à-dire incluant la dette senior dans le calcul.

**Tableau 9 : Taux de rendement interne (TRI)**

Projet	Type	Année mise en service	1 <sup>ère</sup> année complète	Levier financier %	TRI %
A	Agricole	2027	2028	46,35%	16,01%
B	ICI	2027	2027	84,74%	17,10%
C	Agricole	2028	2030	51,26%	12,25%
D	LET	2028	2029	36,60%	15,10%
E	Agricole	2028	2030	75,04%	12,60%
F	LET	2027	2027	50,91%	13,60%
G	LET	2027	2028	19,92%	15,60%
H	LET	2027	2028	18,48%	14,78%

À titre liminaire, il convient de rappeler que la plupart des programmes de subvention plafonnent le TRI admissible à 20 % dans leurs critères d'acceptation. De son côté, Énergir semble considérer un TRI de 15 % comme une cible à la fois raisonnable et maximale. Cette approche vise à limiter la hausse du prix du GNR pour les acheteurs, tout en permettant aux promoteurs d'obtenir un rendement jugé acceptable, sans être excessif.

Le TRI moyen observé sur les huit projets s'établit à 14,63 %, avec des écarts allant de 12,60 % pour le projet E à 17,10 % pour le projet B. Le TRI moyen des projets de biométhanisation atteint 14,49 %, proche de celui des projets sur lieux d'enfouissement technique (LET) à 14,77 %. Quatre projets (A, B, D et G) atteindraient ou dépasseraient le seuil de 15 % retenu par Énergir.

L'analyse des TRI de chacun des projets par rapport aux différents éléments constitutifs (type de projet, levier financier, niveau de rentabilité, caractéristiques de la dette, etc.) pourrait justifier une étude complète en soit, qui ne fait pas l'objet du présent mandat.

Du point de vue d'un investisseur, le rendement cible doit toujours être apprécié au regard du niveau de risque assumé. Dans ce contexte, un TRI de 15 % pour des projets de GNR - qu'il s'agisse de biométhanisation ou de LET - nous apparaît comme un objectif raisonnable, mais nécessaire. Des rendements de l'ordre de 16 % à 17 % nous semblent également pleinement justifiés. À l'inverse, des rendements compris entre 12 % et 13 % paraissent insuffisants pour compenser adéquatement le profil de risque de tels projets, sauf justification particulière liée à une structure contractuelle spécifique (par exemple un partenariat public-privé).

Il convient par ailleurs de souligner que, dans une industrie en développement comme celle du GNR, il est prudent d'intégrer une marge de sécurité dans les hypothèses de rendement. Ainsi, un TRI projeté à 15 % pourrait, en cas d'aléas (surcoûts, défaillances techniques, pertes de matière première, enjeux opérationnels, etc.), se matérialiser à 12 %, tout en demeurant acceptable. En revanche, un TRI initialement projeté à 12 % qui se réaliserait à 9 % constituerait une sous-performance significative, nettement insuffisante au regard du niveau de risque inhérent à ce type d'investissement.

Enfin, il faut rappeler que le TRI est impacté par de nombreux facteurs : par exemple le montant du capital investi, le moment où le capital est effectivement déployé dans le projet, le niveau des dividendes reçus, la rapidité avec laquelle le capital investi est remboursé (« Pay back »), etc. Par conséquent, le TRI doit être interprété avec prudence, car il n'est qu'un **outil de mesure mathématique du rendement du capital, et non un indicateur de création de richesse réelle**. Par ailleurs, il ne reflète pas le volume d'investissement, ni n'intègre le coût du capital.

### 3. Principaux enjeux et recommandations

#### 3.1 Les enjeux de l'industrie du GNR

Avant de commenter les points spécifiques qui découlent de la présente étude, il nous paraît essentiel de resituer les enjeux prioritaires du secteur du GNR au Québec, tels qu'ils ressortent des entretiens menés avec les promoteurs au cours du processus.

En 2022, lors des auditions relatives à l'étape D (R-4008-2017), l'enjeu principal de l'industrie concernait le prix du GNR, alors plafonné à 22 \$/GJ. N'eût été la décision D-2023-022 de la Régie de l'énergie en 2023 d'approuver une nouvelle grille tarifaire - toujours en vigueur aujourd'hui - le secteur du GNR au Québec aurait immédiatement cessé de se développer, aucun nouveau projet n'ayant alors été économiquement viable.

Aujourd'hui, la question de l'ajustement de la formule de prix ressurgit, non plus comme une problématique de survie à court terme, mais comme un enjeu structurel et économique à moyen terme. Elle concerne à la fois les projets en développement et la capacité à faire émerger de nouveaux projets de plus grande taille.

Selon les discussions tenues avec les promoteurs, l'enjeu numéro un en 2026 demeure **l'accès au financement sous forme de dette senior**. Le marché souffre d'une absence chronique d'offre de financement pour les projets de GNR de la part des institutions financières. Plusieurs projets « prêts à construire » demeurent en attente de décisions des prêteurs, ce qui génère des délais additionnels, ralentit l'ensemble du processus et remet parfois en question la faisabilité même des projets. Les causes de ce déficit d'offre sont multifactorielles et ne constituent pas l'objet du présent rapport, mais pourraient faire l'objet d'une analyse distincte au besoin.

Le deuxième enjeu en importance concerne les **délais d'obtention des permis**. Un délai de 18 mois à 2 ans pour obtenir une autorisation ministérielle constitue manifestement une contrainte excessive pour le développement d'un projet.

Un troisième enjeu, de plus en plus mentionné par les promoteurs, concerne **les coûts de raccordement facturés par Énergir**. Ceux-ci ont significativement augmenté au cours des dernières années, au point de représenter une part substantielle de l'investissement total. Trois des projets analysés ont ainsi choisi de recourir au gaz porté plutôt qu'à l'injection directe dans le réseau. Dans le cas du projet H, le coût de raccordement atteignait 12,5 M\$, soit 32 % du coût total du projet, c'est-à-dire pratiquement le même montant que celui des équipements principaux. Au-delà de leur niveau absolu, ces coûts présentent une incertitude importante : Énergir ne peut garantir le montant annoncé, celui-ci pouvant évoluer au cours du développement, y compris à un stade avancé du projet, alors même que le promoteur finalise son plan d'affaires et progresse vers la clôture financière. Cette incertitude constitue un risque difficilement maîtrisable.

Parmi les autres enjeux structurants figurent la **difficulté de sécuriser un terrain en zone agricole**, dans un contexte où la CPTAQ adopte une position généralement défavorable aux projets de biométhanisation, position souvent appuyée par l'UPA. Enfin, il convient de rappeler que les **coûts de construction au Québec**, indépendamment de l'inflation récente, sont perçus comme structurellement plus élevés que dans d'autres provinces canadiennes.

L'ensemble de ces enjeux doit être considéré dans le cadre de la présente demande et des analyses qui suivent.

### 3.2 Le coût moyen d'acquisition de 25\$<sub>2022</sub>/GJ

La question du coût moyen d'acquisition relève davantage d'une analyse macroéconomique que microéconomique. C'est pour cette raison que nous l'avons abordée avec prudence, en l'absence de données complètes. Toutefois, ce sujet ayant été discuté avec les promoteurs et figurant parmi les demandes d'Énergir auprès de la Régie de l'énergie, il apparaît pertinent d'apporter certains commentaires.

Lorsque le coût moyen d'acquisition a été fixé à 25 \$/GJ, plusieurs promoteurs ont estimé qu'il serait rapidement dépassé par l'arrivée des nouveaux projets en développement. Ce coût moyen, calculé sur la base d'une moyenne pondérée des volumes injectés, intégrait toutefois les premiers projets de GNR établis au Québec bénéficiant de contrats à des prix sensiblement inférieurs.

Pour éviter un dépassement rapide du plafond, Énergir a eu recours à l'importation de volumes importants de GNR en provenance des États-Unis, où le marché, plus mature, offre des volumes significatifs à des prix inférieurs. Cette stratégie semble toujours privilégiée afin de permettre simultanément :

- aux producteurs québécois de bénéficier de prix plus élevés favorisant la réalisation des projets ;
- d'atteindre les objectifs gouvernementaux d'injection ;
- de maintenir le coût moyen d'acquisition sous le seuil autorisé.

Il en résulte une situation paradoxale : environ 77 % du GNR produit au Québec est exporté vers les États-Unis<sup>1</sup>, principalement par de grands sites d'enfouissement historiquement intégrés au marché américain, tandis qu'environ 80 % du GNR consommé au Québec est importé<sup>2</sup>.

Cette configuration soulève plusieurs observations.

- Dans une perspective de développement durable, la production de GNR repose sur un modèle d'économie circulaire carboneutre, voire carbo-négative, fondé sur la valorisation de ressources locales. Le schéma d'import-export actuel s'éloigne de cette logique territoriale.
- Sur le plan géopolitique, dans un contexte de tensions commerciales avec les États-Unis, on pourrait considérer que le Québec contribue indirectement au financement du marché énergétique américain. À l'inverse, on peut également soutenir que les prix plus bas observés aux États-Unis facilitent le maintien du coût moyen québécois à 25 \$/GJ, tout en permettant aux producteurs locaux de bénéficier de conditions plus favorables.
- Toutefois, un recours massif au marché américain expose Énergir à un risque de marché exogène, difficile à anticiper et susceptible de se matérialiser de manière imprévisible.

**En conclusion**, la suppression ou le relèvement du coût moyen d'acquisition ne semble pas une priorité tant qu'Énergir pourra bénéficier d'un marché américain favorable aux importations. Mais dans une perspective de risque de retournement du marché, il y aurait lieu d'envisager un mécanisme de substitution, afin de préserver une nécessaire souplesse dans la fixation des prix du GNR.

<sup>1</sup> Source : État de l'énergie au Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie HEC Montréal, édition 2026.

<sup>2</sup> Source : Le GNR au Québec - État d'avancement et perspectives, Énergir, février 2026.

### **3.3 Le prix maximal par contrat de 45\$<sub>2022</sub>/GJ pour les projets de 5 Mm<sup>3</sup> et moins.**

Selon l'échantillon analysé, les projets en fin de cycle de développement - théoriquement prêts à construire, sous réserve des autorisations ministérielles et de la clôture financière - pouvaient jusqu'à récemment se satisfaire du prix maximal de 45 \$/GJ (soit environ 53 \$/GJ en dollars actualisés).

Toutefois, certains projets récents nécessitent désormais un prix supérieur au plafond autorisé, même lorsqu'ils bénéficient d'une subvention du programme PSPGNR. Pour les projets ne disposant d'aucune subvention provinciale ou fédérale, le prix requis excède largement le maximum autorisé.

Ces constats suggèrent que la nouvelle génération de projets ne pourra plus se développer sous la formule actuelle.

Il convient néanmoins de noter que cette situation concerne principalement des projets agricoles. Le projet ICI inclus dans notre étude, disposant d'un gisement de matières plus méthanogènes, présente une rentabilité intrinsèque supérieure. De même, le projet de LET (H) d'une production légèrement au-dessus de 5 Mm<sup>3</sup> semble pouvoir fonctionner à un prix inférieur au plafond. Il reste que les projets agricoles représentent un potentiel de développement très important au Québec, avec un gisement de matières plus accessible que celui des ICI.

Enfin, dans un contexte de tensions budgétaires, tant au niveau provincial que fédéral, la question des subventions demeure en suspens. En l'absence de nouveaux programmes, les projets futurs devront bénéficier d'autres incitatifs pour pouvoir se concrétiser.

Un relèvement du prix maximal par contrat apparaît donc, à ce stade, difficilement évitable.

### **3.4 Le prix maximal par contrat de 35\$<sub>2022</sub>/GJ pour les projets de plus de 5 Mm<sup>3</sup>**

L'établissement en 2023 d'un prix maximal de 35 \$/GJ pour les projets de plus de 5 Mm<sup>3</sup> n'avait pas suscité d'inquiétude majeure parmi les promoteurs, la majorité des projets en développement étant de taille inférieure.

Par ailleurs, les simulations réalisées à l'époque indiquaient que l'augmentation des volumes ne générerait pas nécessairement d'économies d'échelle significatives, notamment pour les projets agricoles. Rappelons que la taille d'un projet est d'abord déterminée par des contraintes techniques : disponibilité et qualité des matières, accès au foncier adéquat, proximité d'un point de raccordement, etc. Le volume de production est donc la conséquence de ces contraintes, et non d'une décision stratégique visant l'optimisation économique.

Les projets de type LET sont davantage susceptibles d'atteindre des volumes supérieurs à 5 Mm<sup>3</sup>. Le seul projet de cette taille dans notre échantillon fonctionne avec un prix de 30 \$/GJ, mais il présente l'atout un faible endettement.

Quant aux « giga-projets » inspirés du modèle de Nature Energy, fondé sur des unités de 500 000 à 1 000 000 tonnes, leur transposition au Québec demeure incertaine. Cette entreprise danoise, ultérieurement acquise par Shell, avait envisagé un déploiement en Amérique du Nord avant de recentrer sa stratégie sur l'Europe.

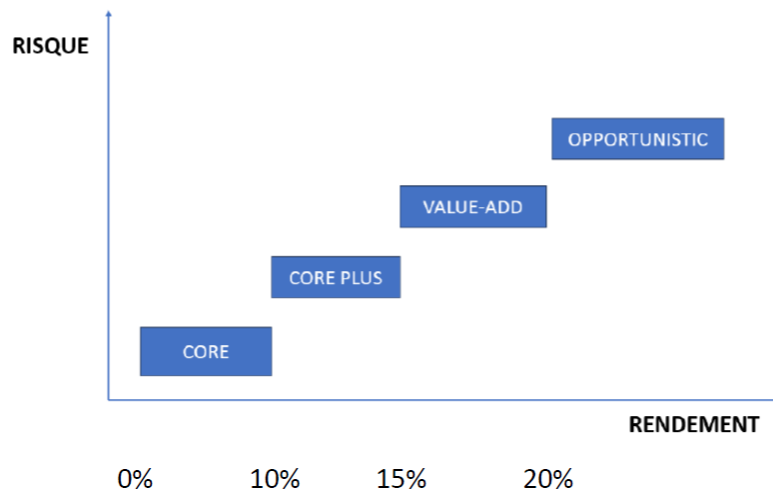
Le seul projet d'envergure actuellement identifié au Québec, comparable au modèle de Nature Energy, serait celui d'EDI à Farnham. En l'absence d'accès au modèle financier, il est impossible de se prononcer sur sa faisabilité économique ou sur le prix requis du GNR.

### 3.5 Le TRI en tant que critère de fixation du prix du GNR.

Dans le processus de négociation du prix du GNR avec Énergir et les organismes subventionnaires, le TRI demeure un critère central.

L'objectif recherché - concilier la viabilité du projet avec la protection du consommateur - est légitime. Toutefois, parmi les modèles financiers analysés, seuls quatre d'entre eux présentent un TRI supérieur à 15 %, niveau généralement considéré comme minimalement attractif pour des investisseurs exposés à un profil de risque de ce type.

Rappelons que, dans le jargon de l'investissement, les projets de GNR sont considérés comme ayant un profil de risque de type « *Value-add* ». De manière générale, les investissements dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'énergie sont classés selon une typologie de risque et de rendement<sup>3</sup>, telle qu'illustrée au graphique ci-après:



Les projets contractés de production d'électricité - notamment les barrages hydroélectriques ainsi que les parcs éoliens ou solaires bénéficiant de contrats d'achat à long terme sont habituellement classés dans les catégories « *Core* » ou « *Core plus* ». À l'inverse, les projets de bioénergies, incluant les projets de GNR, relèvent de la catégorie « *Value-add* ». Cette classification reflète un niveau de risque plus élevé, lié notamment à des enjeux technologiques, opérationnels, d'approvisionnement ou de mise en marché, et justifie en conséquence l'exigence d'un TRI supérieur pour les investisseurs.

Dans ce contexte, les projets affichant un TRI de 12 à 13 % apparaissent modérément attractifs pour des investisseurs privés

Il convient de rappeler que le TRI mesure la rentabilité du capital investi et dépend fortement de la structure financière, notamment du niveau de levier. Un TRI élevé ne signifie pas nécessairement un enrichissement excessif du promoteur, mais peut simplement refléter un apport en équité plus limité.

Dans la hiérarchie des profils de risque, les projets de GNR se situent généralement au-dessus des projets d'énergie renouvelable traditionnels (hydroélectricité, éolien, solaire) et des PPP, mais en deçà du capital de risque marchand. Un TRI supérieur à 15 % n'est donc pas disproportionné au regard du risque.

<sup>3</sup> Les rendements indiqués sont fournis à titre indicatifs, et reflètent seulement la vision du marché actuel de Chaos Finance Conseil.

Restreindre artificiellement le TRI peut notamment limiter la capacité de l'industrie à attirer des investisseurs de référence capables de soutenir les projets en cas de dépassement de coûts, ce qui constitue par ailleurs une préoccupation majeure des prêteurs.

Par ailleurs, selon une perspective réaliste et efficiente, le premier critère de fixation du prix du GNR nous paraîtrait devoir être la « bancabilité » du projet, mesurée notamment par le ratio de couverture du service de la dette (RCSD), généralement reconnu dans le domaine du financement de projet comme le principal indicateur de mesure du risque financier.

Dans ce contexte, le TRI pourrait être évalué sur la base d'un projet présentant un RCSD minimal de 1,40 dès la première année et maintenu en tout temps. Cela contribuerait sans doute à objectiver la réflexion. La structure finale - niveau d'équité, levier bancaire - dépendra ensuite des conditions de marché.

**En conséquence, nous recommandons que la détermination du prix du GNR repose prioritairement sur les critères de financement généralement reconnus - notamment le ratio de couverture du service de la dette -, et secondairement sur des critères de rendement du capital investi comme le TRI.**

## 4. Liste des annexes

**Annexe 1 :** Liste nominative des projets examinés dans l'étude

## **ANNEXE 1 :**

### **Liste nominative des projets examinés dans l'étude**

**L'ANNEXE 1 EST DÉPOSÉE SOUS PLI  
CONFIDENTIEL**