

HELIOS

*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*

Le mesurage net : La demande tarifaire 2025 d'Hydro-Québec Distribution

Rapport d'analyse externe de Guillaume Charpenel et Philip Raphals pour le RNCREQ

R-4270-2022 phase 4, volet C

Régie de l'énergie

24 février 2025

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DES MATIÈRES

1	Mandat	1
2	Contexte	1
2.1	Contexte réglementaire	1
2.2	Contexte énergétique	2
2.3	Le potentiel solaire au Québec	4
2.4	Le coût de revient de l’énergie solaire au Québec	6
3	L’évolution des programmes de mesurage net d’HQ	6
4	La présente demande	9
5	Discussion.....	10
5.1	Les objectifs du programme de mesurage net.....	10
5.2	La menace illusoire d’une spirale de la mort.....	11
5.3	L’autoproduction comme source d’efficacité énergétique	12
6	Analyse	12
6.1	Obstacles à la production solaire qui découlent de la proposition actuelle	12
6.1.1	Cas A – 8 unités de condominium	13
6.1.2	Cas B – Un édifice locatif de 6 unités.....	13
6.1.3	Cas C – Entrepôt Commercial	14
6.2	Le coût évité applicable	14
6.3	Rémunération de la « banque de surplus » vs rémunération de l’énergie injectée	15
6.3.1	<i>L’approche</i> « banque de surplus ».....	16
6.3.2	<i>L’approche</i> « injection ».....	17

21 février 2025

page ii

6.4	L'impact attendu de la proposition du Distributeur	18
6.5	Normes de connexion dissuasives	18
6.6	Les subventions à venir.....	20
7	Recommandations	21
7.1	Les objectifs 21	
7.2	La rémunération	21
7.3	Les règles du programme de mesurage	22

Table des Tableaux

Tableau 1. Le bilan d'énergie du Distributeur	2
Tableau 2. Les approvisionnements prévus.....	3
Tableau 3. Analyse économique de l'approche "banque de surplus", de la perspective d'HQD	16
Tableau 4. Analyse économique de l'approche "banque de surplus", de la perspective de l'autoproducteur	16
Tableau 5. Analyse économique de l'approche "injection", de la perspective d'HQD	17
Tableau 6, Analyse économique de l'approche "injection", de la perspective de l'autoproducteur	18

Table de Figures

Figure 1.L'irradiation solaire au Canada.....	5
---	---

1 Mandat

Le RNCREQ nous a demandé de préparer un rapport sur la proposition du Distributeur sur le mesurage net, dans le cadre de la phase 4 de l'audience de la Régie sur les demandes tarifaires du Transporteur et du Distributeur.

Ce rapport est déposé à titre d'analyse externe. Nous reconnaissons notre devoir de fournir ce rapport et notre éventuel témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

2 Contexte

2.1 Contexte réglementaire

Le programme de mesurage net, proposé pour la première fois par le Distributeur au dossier R-3551-2004, répondait à une certaine pression sociale, afin de permettre aux clients d'Hydro-Québec de commencer à s'aventurer dans l'autoproduction, surtout l'énergie solaire. Ce programme ne servait cependant pas à satisfaire les besoins de la société d'État¹.

Dans sa décision D-2006-28, la Régie approuvait cette proposition, en écrivant :

L'autoproduction est peu répandue au Québec. Son coût de revient étant supérieur aux tarifs d'électricité du Distributeur, il n'existe pas d'incitation purement économique à l'autoproduction d'électricité. De plus, l'électricité produite à partir de ressources renouvelables, telles les énergies solaire et éolienne, sont intermittentes et ne peuvent être programmées pour s'adapter au profil de consommation des autoproducteurs.

L'option de mesurage net que propose le Distributeur vise à compenser cette inadéquation entre le profil de charge de l'autoproducteur et son profil de production. Les modalités proposées permettent ainsi à l'autoproducteur d'injecter ses surplus dans le réseau du Distributeur afin de réduire sa facture d'électricité. Par un système de débits et de crédits, les surplus sont utilisés pour réduire la facture de l'autoproducteur pendant les périodes où sa consommation excède sa production. Ce système offre à l'autoproducteur une alimentation fiable et continue, sans égard aux fluctuations de sa source de production.

Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non, pour le Distributeur, à acquérir de nouveaux approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisses que l'autoproduction ne vise qu'à combler les besoins du client et non à vendre des

¹ D-2006-28, p 4.

surplus de production. La Régie rappelle à cet égard qu'elle a exclu le sujet de la microproduction du cadre de la présente audience [D-2005-175, 30 septembre 2005, page 4]. (nos soulignements)²

À l'époque, les coûts évités étaient relativement bas, et aucun besoin en énergie n'étaient prévus. Le Distributeur n'avait donc pas intérêt à acquérir de l'énergie.

Aujourd'hui la situation est entièrement différente. Non seulement le bilan en énergie d'HQD montre des besoins gigantesques d'ici quelques années, mais le coût évité a plus que doublé depuis. De plus, nous savons qu'il existe une ressource solaire appréciable, à un coût toujours plus faible. Cette ressource peut être déployée beaucoup plus rapidement que l'hydroélectricité ou l'éolien.

La question maintenant devant la Régie est la suivante: **Comment le programme de mesurage net devrait-il évoluer pour tenir compte de ce nouveau contexte?**

2.2 Contexte énergétique

Le plus récent État d'avancement du Plan d'approvisionnement du Distributeur, publié le 1^{er} novembre 2024, indique que le Distributeur aura besoin de quantités importantes d'énergie additionnelle dans les prochaines années³.

Tableau 1. Le bilan d'énergie du Distributeur

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS	196,5	199,7	203,3	208,2	214,4	219,5	224,7	229,8	235,8	242,8	250,2
APPROVISIONNEMENTS											
Approvisionnement existants											
Électricité patrimoniale utilisée	175,9	177,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,8	3,9	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,8	1,2	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2021-01 - HQP	-	0,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Éolien (1)	11,4	11,7	14,6	15,2	15,8	18,3	18,1	17,4	14,5	12,6	10,8
Cogénération et petite hydraulique	2,9	2,9	2,8	2,4	2,1	2,1	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8
Énergie additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	1,5	1,7	3,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,4	1,5	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	4,0	9,9	12,6	18,0	23,9	32,9	41,8	51,1
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	2,9	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

² Ibid. Soulignons que, dans les 19 ans depuis cette décision, la Régie n'a jamais repris le sujet de la microproduction qui avait été exclu à ce moment.

³ État d'avancement 2024, p. 19.

Ainsi, le Distributeur aura besoin de 4 TWh additionnels en 2028, presque 10 TWh en 2029, e24 TWh en 2032, et plus de 50 TWh en 2035.

Comme l'indique son Tableau 3.3 du même document (Tableau 2 ci-dessous), il prévoit obtenir ces TWh avec un appel d'offres solaire (avec livraisons débutant en 2028) et avec des appels d'offres à long terme de plus de 15 TWh/an pour répondre aux besoins annuels à partir de 2029.

Tableau 2. Les approvisionnements prévus

TABLEAU 3.3 :
IMPACT SUR LE BILAN D'ÉNERGIE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	1,5	1,7	3,4	10,0	15,9	18,6	24,0	29,9	38,9	47,8	57,1
APPROVISIONNEMENTS											
Nouveaux approvisionnements prévus											
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	0,5	1,2	1,9	2,3	2,5	3,3	6,3	8,1	10,1
• Projets éoliens (2)	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,3	5,1	7,0	8,9
• Projets de cogénération	-	-	0,1	0,5	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O solaire	-	-	-	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,5	19,4	19,4	19,4
• Besoin hivernal	-	-	-	-	1,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
• Besoin annuel (4)	-	-	-	2,1	6,1	9,8	15,3	15,4	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	1,5	1,7	2,0	2,6	3,9	2,5	2,2	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,4	1,5	1,6	1,5	1,9	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,5	1,2	2,0	1,0	0,5	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	0,7	6,8	13,9	21,3
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,9	0,9	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

HQ énonce sa stratégie pour l'énergie solaire dans son Plan d'action 2035⁴ comme suit :

Intégrer plus de solaire et de stockage par batterie au bouquet énergétique.

L'énergie solaire et le stockage par batterie peuvent offrir une contribution importante au bilan énergétique québécois, en complément de l'éolien et de l'hydroélectricité.

Nous étudions présentement les meilleures configurations d'intégration au système électrique, dont le raccordement de petits parcs solaires au réseau de distribution qui pourraient atteindre au total 300 MW, l'autoproduction par la clientèle et l'utilisation de batteries pour combler des besoins en période de pointe. Nous visons à intégrer au réseau de nouveaux apports en énergie solaire et en stockage par batterie à hauteur de quelques centaines de mégawatts d'ici 2035. De plus, nous faciliterons l'installation de panneaux solaires chez plus de 125 000 clients et clientes.

⁴ Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec (R-4210-2022 (C-RNCREQ-0067), p. 14-15.

L'autoproduction solaire pourrait satisfaire jusqu'à 45 % des besoins en électricité de ces ménages. (nos soulignements)

À une puissance solaire installée moyenne de 5 kW (puissance nominale) par ménage, cela implique 625 MW de puissance nominale installée. En prenant en considération que les panneaux ne sont pas tous installés avec une orientation optimale, on peut présumer une moyenne conservatrice de 6 kW de panneaux pour chaque 5 kW de puissance installée, et une moyenne de 1000 kWh/an par kW de panneaux installé. Cela implique donc une production énergétique annuelle d'environ 750 GWh/an.

Il importe de souligner que ce portrait diffère drastiquement de celui des années antérieures, où les besoins du Distributeur se situaient surtout à l'égard de la puissance. Dans le présent contexte, il est clair que le Distributeur peut utiliser toute énergie additionnelle à laquelle il aura accès afin de combler ses besoins en énergie, en présumant que ses coûts soient raisonnables en relation avec ses coûts évités de long terme en énergie (11,8 cents/kWh⁵).

2.3 Le potentiel solaire au Québec

Selon Canmet, il existe un potentiel technique de 48 TWh de production solaire directement chez les clients d'Hydro-Québec⁶. Il s'agit du potentiel de production solaire photovoltaïque (« PV ») si toutes les toitures, les stationnements et autres surfaces construites étaient couvertes de panneaux solaires. L'objectif établi au Plan d'action 2035 ne représente donc que 1,6% du potentiel technique.

Pratiquement tout ce potentiel consiste en des projets ayant une taille inférieure à 2 MW, la très grande majorité se situant même en dessous de 1 MW. Il s'agit donc de projets qui se connectent au réseau de distribution, et qui se raccordent directement là où l'énergie est utilisée⁷. Ce potentiel reflète le fait que la ressource solaire du Québec est plutôt bonne, surtout en comparaison avec la ressource européenne. Il peut être surprenant d'apprendre que la région de Montréal dispose d'une ressource solaire comparable à certaines régions du nord de l'Espagne.

Une partie de l'explication réside dans le fait que l'hiver québécois est plutôt favorable à l'énergie solaire, et ce pour deux raisons:

- Les panneaux solaires ont un coefficient de performance négatif par rapport à la température, ce qui signifie que leur performance augmente lorsque la température diminue.

⁵ B-0033, p. 5.

⁶ <https://ressources-naturelles.canada.ca/science-donnees/science-recherche/centre-recherche/evaluation-potential-photovoltaique-parc-immobilier-canada>

⁷ Voir la section 6.5, qui s'adresse aux enjeux d'interconnexion avec les réseaux de distribution.

- Une couche de neige au sol autour des panneaux solaires peut servir de source de lumière secondaire en raison de sa capacité à réfléchir la lumière du soleil. Ce phénomène, connu sous le nom d'effet d'albédo, peut augmenter considérablement la quantité de lumière disponible pour les panneaux, ce qui stimule leur production.

La Figure 1 présente un aperçu de l'irradiation solaire au Canada⁸. La grande région de Montréal a une ressource de l'ordre de 1 255 kWh/kWp, pour une installation solaire parfaitement orientée, sans ombre.

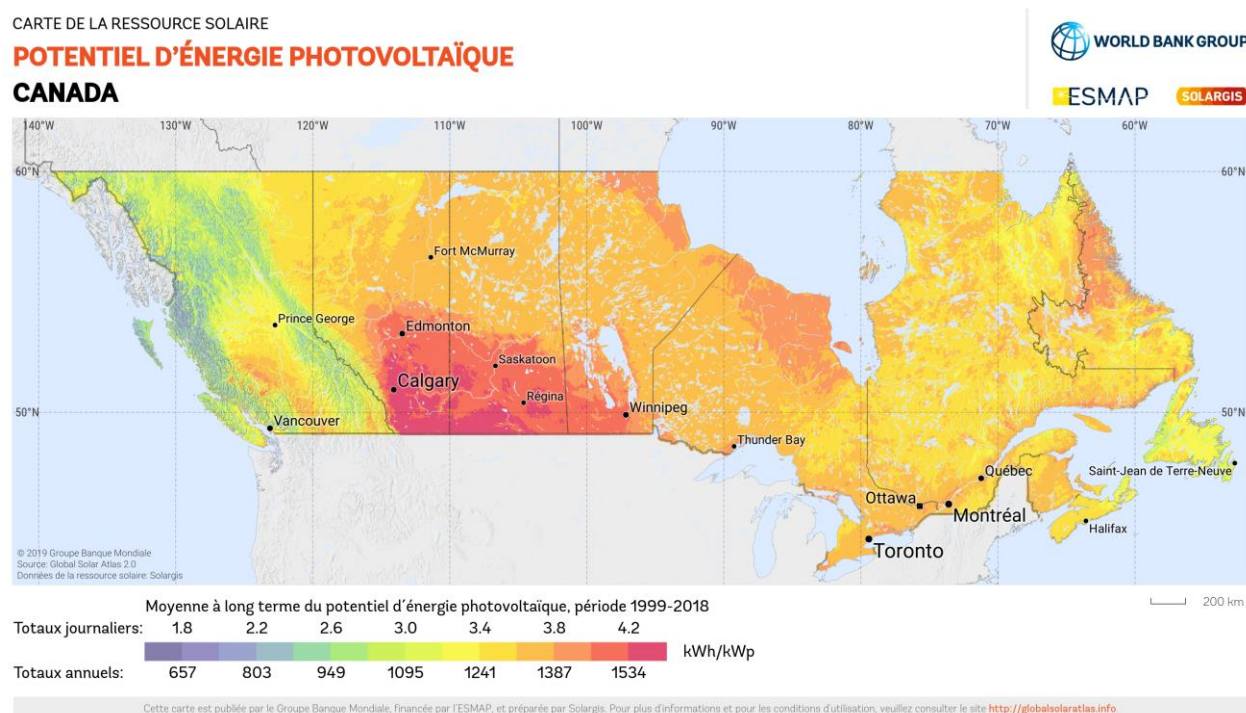


Figure 1.L'irradiation solaire au Canada

Une caractéristique intéressante de l'énergie solaire est la rapidité de mise en œuvre des installations. Une fois l'autorisation de connexion obtenue, un système photovoltaïque peut être déployé en quelques jours pour une puissance de 10 kW, et en moins d'une dizaine de semaines pour une installation de 1 MW. Ainsi, le solaire photovoltaïque représente une solution rapide et efficace pour pallier le déficit énergétique du Québec.

À titre comparatif, les Pays-Bas, dont la population s'élève à 17,8 millions d'habitants sur un territoire équivalent à la Mauricie, ont installé 4 820 MW de solaire en 2023 seulement, portant ainsi leur puissance solaire installée à plus de 24 000 MW. Ces installations sont en grande

⁸ <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=canada>

majorité sur des toitures, et ce, dans un réseau avec une pointe annuelle de seulement 19,000 MW⁹.

Étant donné l'importance de la ressource solaire au Québec, les objectifs exprimés dans le Plan d'action 2035 sont tout à fait atteignables.

2.4 Le coût de revient de l'énergie solaire au Québec

Le National Renewable Energy Lab est un organisme fédéral états-unien et suit tous les paramètres liés au déploiement des énergies renouvelables. C'est la meilleure indication des coûts d'installation que nous ayons. Par contre, étant donné que les coûts de main d'œuvre sont beaucoup plus élevés aux États-Unis, et les récentes fluctuations du taux de change, il faut aborder les chiffres avec nuance.

En utilisant l'outil du NREL pour calculer le *levelized cost of energy* (LCOE)¹⁰, nous calculons que le coût de revient pour un projet résidentiel dans la grande région de Montréal¹¹ serait d'environ 18,5 US cent/kWh. Dans le cas d'un projet commercial, le coût de revient baisse à 11,5 US cent/kWh.

Il est cependant difficile d'évaluer précisément le coût de revient au Québec. **On peut néanmoins estimer qu'il se situe probablement entre 14 et 16 cents par kWh.** Il s'agit du seuil à partir duquel la rémunération commence à susciter l'intérêt des clients, car c'est le seuil du coût d'énergie où des projets d'autoproduction se construisent en Ontario avec des coûts de construction sensiblement similaires à ceux du Québec.

3 L'évolution des programmes de mesurage net d'HQ

Au moment de l'adoption du premier programme de mesurage net en 2006, l'éligibilité était limitée aux clients qui ne payaient pas un tarif de puissance (les abonnements de moins de 50 kW au tarif D et DM, et de moins de 45 kW au tarif G). La puissance installée des installations d'autoproduction était limitée au moins de 50 kW ou la puissance maximale appelée. La Régie précisait :

⁹ <https://www.pv-magazine.com/2024/03/25/dutch-pv-additions-hit-4-82-gw-in-2023/>

¹⁰ <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe.html>

¹¹ Une ressource de 1255 kWh/kWp à été utilisé dans cet exercice

Cette contrainte vise, en plus des critères d'admissibilité et du traitement des surplus, à assurer que les installations du client aient pour seule fonction de combler en partie ou totalement ses besoins, sans générer de surplus systématiques¹².

Une limite totale de 3,4 MW avait aussi été fixée¹³.

En 2017, à la demande du Ministre, la Régie a publié un *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel — Perspectives 2030*¹⁴, dans lequel elle aborde la question de nouvelles technologies, dont la production solaire PV.

Les nouvelles technologies de production et de stockage se déploient rapidement et les structures tarifaires actuelles ne reflètent pas adéquatement la valeur qu'elles apportent ni les coûts additionnels qu'elles induisent.

Les modalités des programmes de mesurage net ont une grande incidence sur la pénétration des nouvelles formes de production d'électricité, notamment la filière solaire PV. Il importe que le prix de rachat de ces nouvelles formes d'énergie respecte le principe de la vérité des coûts et qu'il corresponde au coût évité de l'électricité pour Hydro-Québec au moment et à l'endroit où elle est injectée dans le réseau¹⁵. (nos soulignements)

Par la suite, au dossier R-4011-2017, le Distributeur propose une modification radicale du programme de mesurage net. Il argumente que le programme fournit sans récompense des services de stockage et d'équilibrage à l'autoproduiteur, ce qui résulte en un transfert de coûts vers les autres clients¹⁶. Il propose que l'autoproduiteur solaire soit payé pour chaque kWh injecté dans le réseau d'HQ « une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,92 cents/kWh en réseau intégré »¹⁷, reflétant la logique exprimée dans l'Avis précité. Il conclut :

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique.¹⁸ (nos soulignements)

Il importe de souligner que, selon cette nouvelle approche, c'est l'ensemble de l'énergie injectée qui est compensée, plutôt que seulement l'écart entre l'énergie injectée et l'énergie tirée du réseau, sur une longue période.

¹² D-2006-28, p. 5.

¹³ Ibid.

¹⁴ R-3972-2016, A-2017-01.

¹⁵ Ibid, p. 21 (p. 22 pdf)

¹⁶ R-4011-2017, B-0047, p. 48.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Ibid.

Il propose le même système pour les réseaux autonomes (l'Option III), mais avec un prix par kWh injecté basé sur les coûts évités, qui variait entre 17 et 47 cents/kWh, selon le réseau autonome.

Dans sa décision procédurale, la Régie a retenu une proposition faite par le RNCREQ, à l'effet que les enjeux en relation avec le mesurage net en réseau intégré étaient trop importants pour être traités de façon adéquate dans le dossier tarifaire. Elle a donc demandé au Distributeur de déposer un dossier spécifique sur le mesurage net en réseau intégré, ce qu'il n'a toutefois jamais fait :

2.2 OPTION DE MESURAGE NET

[14] Le Distributeur demande une modification des dispositions relatives à l'option de mesurage net. À cet égard, il propose de revoir le traitement économique des injections sur le réseau de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. Il souligne que cette proposition rejoint la piste de solution 17 de la Régie formulée dans son *Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel - Perspectives 20304* (l'Avis). Il soutient que le dossier tarifaire constitue le forum adéquat pour la discussion des paramètres de l'option.

[15] Le RNCREQ soutient, pour sa part, que la modification proposée par le Distributeur constitue une modification importante à l'option de mesurage net et risque d'avoir des répercussions importantes sur l'essor de l'industrie solaire au Québec. Il soumet que le traitement proposé ne répond pas adéquatement à la piste de solution formulée dans l'Avis, qui demande d'envisager « *une consultation publique sur l'autoproduction afin de revoir les paramètres de l'option de mesurage net* ». Le présent dossier tarifaire étant particulièrement chargé, le RNCREQ demande à la Régie de déclarer la demande de modification du programme de mesurage net hors de la portée du dossier et de demander au Distributeur de la présenter dans un dossier à cet effet.

[16] La Régie retient en partie la proposition du RNCREQ. Pour ce qui est du réseau intégré, elle juge que le présent dossier tarifaire ne constitue pas le forum idéal pour examiner la proposition du Distributeur relativement au mesurage net. En effet, étant donné l'ajout de l'examen du mécanisme de réglementation incitative (MRI) au présent dossier tarifaire et l'importance des enjeux soulevés par les modifications proposées, la Régie juge qu'il est opportun de traiter de ce sujet dans le cadre d'un dossier distinct. **Ainsi, la Régie demande au Distributeur de déposer un dossier portant spécifiquement sur les modifications à apporter aux dispositions relatives à l'option de mesurage net en réseau intégré.**¹⁹ (caractères gras dans l'original; soulignements ajoutés)

Toutefois, dans sa décision finale²⁰, la Régie acceptait la proposition du Distributeur pour le mesurage net en réseaux autonomes (Option III), laquelle est toujours en vigueur depuis.

¹⁹ D-2017-105, p. 6.

²⁰ D-2018-025, paragraphe 777.

Le présent dossier constitue donc la première fois où la Régie revient sur la question du mesurage net en réseau intégré depuis l'émission de l'Avis 2017-01. À nouveau, nous constatons à regret que cette question est soumise dans un dossier tarifaire déjà surchargé.

Il importe de souligner cependant que la proposition d'HQ de 2018 se basait sur le coût évité à court terme. Toutefois, étant donné que la production solaire, une fois installée, va continuer à produire de l'énergie chaque année, pendant 15 ou 20 ans, c'est le coût évité à long terme qui doit s'appliquer. Le Distributeur en est venu à la même conclusion, tel qu'expliqué à la section 6.2, ci-dessous.

Au moment du dossier R-4011-2017, la rémunération de l'énergie solaire au coût évité aurait créé un tort important aux autoproducteurs, étant donné que les coûts évités de l'époque étaient bien en-deçà du tarif résidentiel. Ce n'est plus le cas.

L'augmentation des coûts évités, combiné avec le besoin du Distributeur de déplacer l'énergie fournie par le réseau, crée une conjoncture où une augmentation importante de la contribution de l'énergie solaire est dans l'intérêt de tous.

4 La présente demande

À l'égard du régime de mesurage net actuellement en vigueur dans le réseau intégré, le Distributeur apporte trois changements majeurs, ainsi que quelques autres changements de moindre importance. Ces trois changements, plus amplement décrits ci-dessous, sont 1) l'éligibilité et la puissance maximale, 2) le taux de rémunération et 3) le mode de rémunération, à savoir si c'est le surplus qui est rémunéré ou l'énergie injectée, comme dans les réseaux autonomes.

Le premier changement proposé au régime actuel a trait à l'éligibilité. Pour la première fois, l'éligibilité n'est pas restreinte au tarif D, mais plutôt élargie aux tarifs G et M, ce qui ouvre la porte à des installations beaucoup plus grandes.

En conséquence, la puissance maximum du projet solaire est élargie. La taille de l'installation solaire pourra dorénavant être aussi grande que 1 MW, comparativement à la limite précédente de 50 kW. Notons cependant que la limite à la puissance maximale appelée de l'abonnement demeure²¹. Aussi, le mesurage net serait maintenant ouvert aux clients qui participent à la tarification dynamique²².

²¹ Il n'est pas précisé si, dans le cas d'une puissance installée de moins de 1 MW, la taille de l'installation solaire devra être réduite dans le cas où la puissance maximale appelée venait à être réduite — même si la réduction de puissance appelée résulte du système PV.

²² Il n'est pas clair non plus si l'énergie injectée lors d'un événement de pointe sera rémunérée au tarif de pointe.

Le deuxième changement fait référence à la rémunération de l'énergie excédentaire. Selon la proposition, si après 24 mois le bilan de production (énergie injectée au réseau moins énergie tirée du réseau) est favorable à l'autoproduiteur, l'excédent sera rémunéré au coût moyen d'approvisionnement, soit 4,54 cents/kWh²³. Cela n'est pas précisé dans la preuve, mais on peut présumer qu'une telle rémunération se fera chaque 24 mois.

Le troisième changement majeur est que, contrairement à ce qui était proposé au dossier R-4011-2017 et adoptée par la Régie pour les réseaux autonomes dans D-2018-025, le Distributeur propose maintenant de ne rémunérer que les surplus (après 24 mois), plutôt que l'ensemble de l'énergie injectée. Ces surplus représentent l'écart (lorsque positif) entre l'énergie injectée au réseau et l'énergie que le client en tire. Il ne présente aucune justification pour ce changement de position.

Le Distributeur se donne aussi le droit de limiter certains projets, afin de modérer l'impact potentiel sur l'exploitation et la conception du réseau de distribution d'électricité. Il annonce également un appui financier qui sera disponible à partir de 2026. Un article de La Presse citant Dave Rhéaume, Vice-Président exécutif d'Hydro-Québec, indique que la subvention serait autour de 500\$ par kW installé²⁴, mais aucun chiffre n'a été avancé par le Distributeur de façon officielle.

Ainsi, la proposition représente un changement radical par rapport à l'Avis 2017-01 et à la proposition que faisait le Distributeur lui-même au dossier R-4011-2017.

5 Discussion

5.1 Les objectifs du programme de mesurage net

Lorsqu'elle a autorisé le premier programme de mesurage net en 2006, la Régie a clairement établi que son objectif était de faciliter l'autoproduction, sans acquérir de nouveaux approvisionnements. Aujourd'hui, le bilan énergétique du Distributeur suggère qu'il serait plutôt souhaitable de modifier ces objectifs afin de s'aligner sur le contexte énergétique dans laquelle on se trouve, c'est-à-dire celui de la transition énergétique.

Dans ce nouveau contexte, marqué tant par des besoins gigantesques en énergie et des coûts évités très élevés (et probablement croissants, dans les années à venir), le programme de mesurage net devrait s'adapter, et ce afin de contribuer à la solution visée par tous.

²³ B-0035, p. 14, tableau 9.1.

²⁴ <https://www.lapresse.ca/affaires/2024-08-01/hausse-de-tarifs-efficacite-energetique-et-panneaux-solaires/le-plan-de-match-d-hydro-quebec-en-5-points.php>.

Vu dans cet optique, les modifications proposées par Hydro-Québec constituent une petite avancée dans la bonne direction. Toutefois, ces ajustements restent trop timides pour susciter une réaction significative du marché afin d'appuyer le Distributeur dans la résolution de ses défis d'approvisionnement.

Selon la demande du Distributeur, son objectif est de faciliter l'installation de panneaux solaires chez plus de 125 000 clientes et clients afin de contribuer à satisfaire une partie ou la totalité de leurs besoins et donc de la demande croissante en énergie. Tel qu'expliqué ci-dessus, cela produira environ 0,75 TWh. C'est déjà presque le double de la quantité d'énergie visée par l'appel d'offres solaire à venir, pour lequel HQD ne prévoit que 0,4 TWh (Tableau 3.3, ci-dessus). Cela dit, cet objectif de HQD demeure minime, ne représentant que 1,6 % du potentiel de 48 TWh identifié par Canmet (s. 2.3, ci-dessus).

Il importe également de souligner que, dans la mesure où l'énergie solaire produite est consommée par son autoproducteur, **ces besoins sont comblés à coût nul et sans aucun investissement de la part du Distributeur**. Avec un coût évité à long terme pour l'énergie (seulement) de plus de 11 cents/kWh, c'est donc une solution très économique pour l'ensemble de la clientèle et pour le Distributeur. Celui-ci devrait donc tout faire pour l'encourager. Pourtant, le programme proposé laisse sur la table la presque totalité de ce potentiel, **surtout chez les clients qui ont de grands toits en comparaison à l'intensité énergétique de leur consommation**.

D'autre part, dans la mesure où ce programme devient aussi un véhicule pour encourager la production nette d'énergie, il importe de s'assurer que le tarif payé pour cette énergie est aussi avantageux pour l'ensemble de la clientèle. Comme nous le verrons dans la section 6.1, ce sera toujours le cas, même avec un régime beaucoup plus généreux que celui proposé par le Distributeur.

5.2 La menace illusoire d'une spirale de la mort

Il y a quelques années, le Distributeur craignait que le mesurage net puisse le faire entrer dans « une spirale de la mort »²⁵. Cette notion s'appuie sur la crainte que les clients autoproducteurs n'achèteraient plus d'électricité, tout en restant connecté au réseau, et bénéficieraient de ses avantages. Les coûts fixes du réseau seraient alors supportés par un plus petit nombre de clients, menant à des augmentations tarifaires qui inciteraient encore plus de clients à se tourner vers l'autoproduction. Un tel cycle vicieux pourrait, disait-on, amener Hydro-Québec en catastrophe.

Cette théorie s'est développée notamment en Californie, avec des milliers de MW solaire installés, et avec des tarifs beaucoup plus élevés que les nôtres. La possibilité que cela puisse

²⁵ <https://www.journaldequebec.com/2018/01/09/hydro-pourrait-se-lancer-dans-les-maisons-intelligentes>

survenir au Québec n'est toutefois pas réaliste, surtout lorsque l'on tient compte du fait que la production actuelle est pratiquement inexistante, ainsi que la très faible rentabilité de l'autoproduction solaire. Heureusement, Hydro-Québec a abandonné le discours de la « spirale de la mort » il y a quelques années déjà.

5.3 L'autoproduction comme source d'efficacité énergétique

Dans un premier temps, lorsque l'autoproduction solaire (ou autre) est consommée directement par le producteur, elle s'assimile à une mesure d'efficacité énergétique, qui réduit les besoins du réseau. Dans un deuxième temps, lorsque cette énergie est injectée au réseau, elle contribue à répondre aux besoins d'autres consommateurs. Dans le contexte actuel, le Distributeur a besoin de ces deux effets. Toutefois, les implications économiques sont légèrement différentes pour l'un et l'autre.

L'énergie d'un système d'autoproduction est livrée au réseau de distribution local, en basse tension. Selon les lois de physique, elle sera toujours consommée par les voisins les plus proches. Dans les zones de haute densité, la plus grande partie de cette énergie ne quittera même pas le circuit local de basse tension de distribution. À certains moments, surtout au printemps et à l'automne lorsqu'aucun système de climatisation ni de chauffage ne fonctionnent, il se peut toutefois qu'une partie de la production monte au réseau de moyenne tension du Distributeur. Dans tous les cas, l'énergie produite derrière le compteur ne remonte pas dans le réseau de transport. L'autoproduction réduit donc les pertes sur le réseau de transport puisqu'une partie de l'énergie livrée n'aurait pas emprunté le réseau de transport. Ainsi, l'autoproduction réduit les pertes pour l'ensemble des clients. En effet, l'énergie produite localement réduit la distance moyenne parcourue, ce qui réduit donc les pertes dans les conducteurs et transformateurs qui sont moins sollicités.

Cette réduction des pertes dans le réseau de distribution est un bénéfice collectif qui n'est pas pris en compte dans l'analyse du Distributeur. Pourtant, cet effet est significatif puisque c'est comme si l'installation de fenêtres à haute efficacité chez soi réduisait aussi les pertes thermiques chez ses voisins du quartier.

6 Analyse

6.1 Obstacles à la production solaire qui découlent de la proposition actuelle

La proposition actuelle du Distributeur crée des obstacles importants à la réalisation du potentiel d'autoproduction solaire au Québec. Afin d'examiner ceux-ci, nous nous pencherons sur trois exemples concrets pour mieux en comprendre les implications.

Ces trois cas de figure réalistes représentent une partie importante des gisements de solaire au Québec. Pourtant, aucun projet solaire dans ces cas ne pourrait se réaliser si la proposition du Distributeur était adoptée telle quelle.

- A. Un ensemble de 8 unités condominium, avec un compte d'électricité commun pour l'éclairage dans les escaliers. La charge collective est de 8x100A, soit 192kVA. Le toit (commun) pourrait accommoder 25 kW de solaire.
- B. Un édifice locatif de 6 unités, sans compte d'électricité « propriétaire », avec une charge collective de 6x60A soit 86.4 kVA. Le toit peut accommoder une installation solaire de 10 kW.
- C. Un entrepôt situé dans une zone industrielle-commerciale et loué à une société de commercial léger, avec une puissance maximale appelée de 105 kVA. Le toit peut accommoder 1,5 MW de solaire.

6.1.1 Cas A – 8 unités de condominium

Le premier cas en est un relativement fréquent qui rassemble les édifices dont les propriétaires-occupants sont sous un toit commun. Un projet solaire serait normalement détenu de façon commune par le syndicat de copropriété, donc financé par tous les occupants. Le projet serait connecté au compteur électrique commun, qui n'alimente que l'éclairage des escaliers. Toutefois, la puissance maximale appelée ne dépasse pas les 0,2 kW, ce qui rend le projet non réalisable selon les paramètres proposés par le Distributeur.

Il n'y a probablement aucune embûche technique locale du côté du réseau de distribution pour connecter un projet jusqu'à 192 kVA, étant donné que le réseau est déjà dimensionné à cette taille pour l'alimentation des clients en condominium. Voici donc un exemple où l'exigence de limiter l'installation à la puissance maximale appelée rend impossible toute installation solaire. Étant donné le grand nombre de condominiums au Québec, cela fait en sorte que plusieurs d'entre eux se trouvent dans cette situation.

6.1.2 Cas B – Un édifice locatif de 6 unités

Le second cas est celui où le propriétaire d'un édifice locatif veut mettre son toit à contribution. Étant donné qu'il n'y a pas de consommation à cet endroit au nom du propriétaire, la seule façon de construire un projet solaire avec les règles actuelles serait de s'entendre avec ses locataires pour aménager un projet solaire distinct pour chaque unité locative. Toutefois, au-delà des inefficacités associées à la multiplication de petits projets, les enjeux contractuels seraient très complexes. Que se passerait-il lors du déménagement d'un locataire?

Une autre option serait d'installer une nouvelle entrée électrique au nom du propriétaire, mais encore une fois, la règle de « puissance maximale appelée » rendrait impossible tout projet solaire sur cet édifice locatif.

6.1.3 Cas C – Entrepôt Commercial

Le troisième cas représente les grands édifices, entrepôts et grandes surfaces. C'est le cas qui pourrait avoir le coût d'installation le plus faible et le meilleur rendement économique, mais c'est aussi celui qui fait face au plus de défis relativement à sa mise en place.

Premièrement, si le compte d'électricité est au nom du locataire — comme c'est normalement le cas — ce locataire devrait être propriétaire de l'installation solaire, mais pas du bâtiment. Le propriétaire pourrait avoir le compte à son nom et faire du sous-mesurage, mais cela viendrait en contravention avec les conditions de service d'Hydro-Québec. Même si une telle entente était possible, la taille du projet serait limitée à 105 kW, alors que le toit permet un potentiel de 1,5 MW. De plus, il devrait avoir un projet solaire distinct pour chaque locataire commercial. Étant donné les frais fixe pour la réalisation d'un projet solaire et les économies d'échelle qui s'y appliquent, un projet de 10,5 MW serait moins rentable qu'un projet de 1,5MW. Encore une fois, la règle de la « puissance maximale appelée » rend presque impossible la mise en place de tout projet solaire dans ces circonstances.

6.2 Le coût évité applicable

Lorsque le Distributeur a proposé une « banque d'argent plutôt qu'une banque de kWh » en 2017, il proposait une rémunération de 2,92 cents/kWh pour les injections au réseau intégré. Ce chiffre se basait sur les coûts évités de court terme (hors hiver) de l'époque²⁶.

Au présent dossier, le Distributeur explique clairement que, dorénavant, ce sera le coût évité à long terme qui s'appliquera aux mesures d'efficacité énergétique.

[L]e Distributeur emploie dans le présent dossier l'approche méthodologique consistant à considérer l'impact d'un programme par rapport à un scénario dans lequel ce programme ne serait pas implanté. Ce n'est qu'ainsi que l'on peut estimer la véritable valeur d'une mesure, soit le moyen d'approvisionnement qu'il permet d'éviter. **Cet impact sur le bilan se traduit par**

²⁶ Les coûts évités en énergie présentés au dossier R-4011-2017 (B-0019, p. 5) étaient :
court terme (hiver) : 5,2 cents/kWh ;
court terme (hors hiver) : 2,8 cents/kWh ;
long terme : 8,6 cents/kWh.

l'utilisation du signal de coût évité de long terme, tant en énergie qu'en puissance, sur l'ensemble de l'horizon d'analyse des mesures.²⁷ (caractères gras dans l'original)

Cette même logique s'applique évidemment aussi à l'énergie produite par des autoproducteurs, qu'elle soit consommée par eux-mêmes ou injectée au réseau. **Par conséquent, la rémunération du programme de mesurage net devrait se baser sur le coût évité en énergie à long terme, plutôt que sur le coût moyen de fourniture.**

6.3 Rémunération de la « banque de surplus » vs rémunération de l'énergie injectée

Tel que discuté ci-avant, il y a deux approches très différentes au mesurage net devant la Régie. D'une part, il y a l'approche basée sur la rémunération de la banque de surplus (l'énergie injectée moins l'énergie consommée). Actuellement, dans le réseau intégré (Option I), ces surplus sont remis à zéro à chaque 24 mois, sans rémunération. Selon la proposition du Distributeur, ils seraient rémunérés, toujours à chaque 24 mois, à un prix basé sur le coût moyen de la fourniture (4,54 cents/kWh)²⁸.

Toutefois, dans les réseaux autonomes (Option III), ce ne sont pas les surplus qui sont rémunérés, mais les injections. Chaque kWh injecté au réseau est rémunéré au coût évité. Cette même approche fut proposée par le Distributeur pour le réseau intégré dans le dossier R-4011-2017, mais comme nous l'avons vu la Régie a reporté son étude à une date ultérieure qui n'a toujours pas eu lieu.

Dans cette section, nous cherchons à comprendre les conséquences économiques de chacune de ces deux approches et ce, tant pour l'autoproducteur que pour le Distributeur (et donc pour les autres consommateurs).

Dans chacun des deux cas, nous examinons la situation d'un client qui consomme 20 000 kWh par année, et qui disposerait d'installations de différentes tailles. Pour l'approche « banque de surplus », la taille doit être limitée à la consommation annuelle (20 000 kWh), mais rajoutons aussi un scénario où le système produit 30 000 kWh. Pour l'approche « injection », rajoutons aussi un cas avec une production plus grande, soit de 100 000 kWh/an.

Soulignons que, dans cette analyse, nous utilisons le coût évité comme base de rémunération dans l'ensemble des cas.

²⁷ B-0046, p. 31, Annexe C.

²⁸ B-0035, p. 14, Tableau 9.1

6.3.1 L'approche « banque de surplus »

Le Tableau 3 présente l'approche « banque de surplus », du point de vue du Distributeur et des autres consommateurs (impact tarifaire). Avec le mesurage net, l'ensemble de l'énergie produite est utilisé sur place, sauf dans le dernier cas, où la production excède la consommation totale. Ainsi, l'énergie produite par le système solaire permet au Distributeur d'éviter l'acquisition de l'énergie pour desservir ce client. Dans ces deux cas, le coût évité est indiqué à la colonne F.

Tableau 3. Analyse économique de l'approche "banque de surplus", de la perspective d'HQD

Tarif moyen	Coût évité	Consommation totale	Production Solaire	Autoproduction utilisée sur place	Coûts évités par l'autoproduction	Pertes de revenus	Remuneration	Impact tarifaire
A	B	C	D	E	$F = B * D$	$G = E * A$	$H = (D - E) * B$	$I = F - G - H$
\$0.09	\$0.118	20 000	5 000	5 000	\$590	\$450	\$0	\$140
\$0.09	\$0.118	20 000	20 000	20 000	\$2,360	\$1,800	\$0	\$560
\$0.09	\$0.118	20 000	30 000	20 000	\$3,540	\$1,800	\$1,180	\$560

Le Distributeur perd toutefois le revenu associé à la quantité d'énergie d'autoproduction consommée par l'autoprodacteur (au moment de sa production, ou ultérieurement). Ces pertes de revenus sont indiquées à la colonne G.

C'est seulement dans le troisième cas qu'on voit un écart d'autoproduction (après 24 mois) qui donne lieu à une rémunération à l'autoprodacteur (col. H). L'impact tarifaire pour l'ensemble de la clientèle (col. I) représente donc les coûts réellement évités (col. F) moins les pertes de revenus (col. G), moins la rémunération payée (col. H).

Le Tableau 4 montre les effets économiques de ces mêmes cas, mais du point de vue de l'autoprodacteur. La colonne J représente les bénéfices économiques qui lui reviennent, à savoir la réduction de sa facture et, le cas échéant, une rémunération pour ses excédents. Ce sont des bénéfices de presque 2 000\$/an s'il n'y a pas d'excédents de production, voire 3 000\$ s'il excède sa consommation par 50 %.

Tableau 4. Analyse économique de l'approche "banque de surplus", de la perspective de l'autoprodacteur

Tarif moyen	Coût évité	Consommation totale	Production Solaire	Autoproduction utilisée sur place	Reduction de la facture	Remuneration	Revenus de l'autoprodacteur
A	B	C	D	E	$G = E * A$	$H = (D - E) * B$	$J = G + H$
\$0.09	\$0.118	20 000	5 000	5 000	\$450	\$0	\$450
\$0.09	\$0.118	20 000	20 000	20 000	\$1,800	\$0	\$1,800
\$0.09	\$0.118	20 000	30 000	20 000	\$1,800	\$1,180	\$2,980

6.3.2 L'approche « injection »

Selon l'approche proposée en 2017 par le Distributeur et déjà en vigueur dans les réseaux autonomes, l'ensemble de l'énergie injectée au réseau est rémunéré au coût évité.

L'autoprodacteur paie le tarif régulier pour chaque kWh qu'il tire du réseau.

Le Tableau 5 présente les conséquences économiques du point de vue du Distributeur. Ici, contrairement au cas présenté ci-avant, l'autoproduction utilisée sur place (col. E) est significativement moins élevée que la production solaire (col. D). Cela s'explique par l'absence de « banque de kWh » et le fait que le profil de la production solaire n'est pas synchronisé avec celui de la consommation. Faisons l'hypothèse ici que seulement 25% de la consommation est déplacée par l'autoproduction. Rajoutons aussi le cas d'un projet plus grand (100 000 kWh/an de production), pour des raisons que nous verrons plus loin.

Tableau 5. Analyse économique de l'approche "injection", de la perspective d'HQD

Tarif moyen	Coût évité	Consommation totale	Production Solaire	Autoproduction utilisée sur place	Energie Injectée	Coûts évités par l'autoproduction	Rémunération	Pertes de revenus	Impact tarifaire
A	B	C	D	E	F	$G = D * B$	$H = F * B$	$I = E * A$	$J = G - H - I$
\$0.09	\$0.12	20 000	5 000	2 500	2 500	\$590	\$295	\$225	\$70
\$0.09	\$0.12	20 000	20 000	5 000	15 000	\$2,360	\$1,770	\$450	\$140
\$0.09	\$0.12	20 000	30 000	5 000	25 000	\$3,540	\$2,950	\$450	\$140
\$0.09	\$0.12	20 000	100 000	5 000	95 000	\$11,800	\$11,210	\$450	\$140

Ainsi, on constate des quantités d'énergie importantes injectées (col. F), même pour un petit projet. Ces quantités sont rémunérées au coût évité (col. H).

Soulignons que le coût évité (col. G) est identique à celui de l'approche « banque de surplus » puisque chaque kWh produit permet d'éviter un approvisionnement ailleurs, et ce peu importe si l'énergie est consommée sur place ou non.

Les pertes de revenus (col. I) sont moins élevées que dans l'approche « banque de surplus », parce que seulement l'énergie produite au moment de la consommation est utilisée sur place et l'autoprodacteur paie le plein tarif pour toute l'énergie qu'il tire du réseau (pas de « banque de kWh »). Comme dans l'autre cas, l'impact tarifaire demeure positif (pression à la baisse sur les tarifs), mais il est moins grand parce que plus d'énergie est consommée sur place.

Comme dans la section précédente, le Tableau 6 montre ce même scénario, mais du point de vue de l'autoprodacteur.

Ici, parce que l'énergie injectée est beaucoup plus élevée que les banque de surplus, la rémunération est plus élevée. Cela est particulièrement vrai pour des grands projets. Ainsi, même si la valeur de l'autoproduction utilisée est moindre, les bénéfices pour l'autoprodacteur sont

beaucoup plus grands. Cela est d'autant plus vrai pour les grands projets, car une plus grande partie de l'énergie est rémunéré au coût évité, lequel est plus élevé que le tarif payé par l'autoproduiteur.

Tableau 6, Analyse économique de l'approche "injection", de la perspective de l'autoproduiteur

Tarif moyen	Coût évité	Consommation totale	Production Solaire	Autoproduction utilisée sur place	Energie Injectée	Rémunération	Valeur de l'autoproduction utilisée	Bénéfices pour l'autoproduiteur
A	B	C	D	E	F	H = F * B	I = E * A	K = G + H
\$0.09	\$0.12	20 000	5 000	2 500	2 500	\$295	\$225	\$520
\$0.09	\$0.12	20 000	20 000	5 000	15 000	\$1,770	\$450	\$2,220
\$0.09	\$0.12	20 000	30 000	5 000	25 000	\$2,950	\$450	\$3,400
\$0.09	\$0.12	20 000	100 000	5 000	95 000	\$11,210	\$450	\$11,660

Il importe de souligner que ces bénéfices sont à l'avantage de l'ensemble de la clientèle, tel que l'indique la dernière colonne du Tableau 5. Ainsi, le Tableau 6 nous enseigne qu'avec l'approche « injection », la rentabilité pour l'autoproduiteur se trouve améliorée, quoiqu'elle demeure marginale.

6.4 L'impact attendu de la proposition du Distributeur

Étant donné ce qui précède, il devient évident que la proposition du Distributeur pour le programme de mesurage net n'aura que peu d'impact sur le taux d'adoption du solaire chez les clients du Distributeur. L'incitatif financier sera insuffisant pour rendre l'autoproduction rentable. La compensation proposée de 4,54 cents/kWh pour les surplus nets après deux ans ne va tout simplement pas inciter davantage de clients d'Hydro-Québec à installer du solaire. La production solaire demeurera donc marginale, malgré les grands objectifs annoncés dans le Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec.

Il reste difficile d'évaluer le seuil de compensation qui déclenchera une adoption significative. Toutefois, la mise en application du principe proposé en 2017 (et déjà adopté dans les réseaux autonomes), soit de compenser toutes les injections d'énergie au coût évité de long terme, aura certainement un effet plus marqué.

6.5 Normes de connexion dissuasives

Au-delà du taux de rémunération des surplus et les règles prohibitives, un autre frein important s'ajoute aux projets de mesurage net. Il s'agit des normes de raccordement au réseau. Il est étonnant de constater les nombreuses embûches techniques imposées au Québec quant à l'adoption du solaire, surtout lorsque l'on se compare aux autres juridictions. Les règles de la

physique étant les mêmes partout, et des personnes qualifiées ayant déjà résolu les enjeux liés à la connexion de petites installations solaires sur les réseaux de distribution, il est difficile de comprendre pourquoi Hydro-Québec impose de telles contraintes majeures au développement de l'énergie solaire sur son territoire, lesquelles vont au-delà des normes internationales habituelles. Cela est d'autant plus inquiétant puisque le problème d'énergie est pressant.

Notamment, les **normes E12-07** et **E12-05** exigent que les onduleurs solaires soient certifiés UL 1741 SB, alors que la certification communément acceptée est la UL 1741. La certification UL 1741 SB a été adoptée seulement par des juridictions qui sont à un niveau d'adoption du solaire très élevé, comme par exemple la Californie, avec une pointe de 52 000 MW²⁹ mais qui a plus de 47 000 MW installé de solaire³⁰. La version antérieure de cette norme, la UL 1741, demeure en vigueur dans la plupart des juridictions nord-américaines. Pour des raisons expliquées plus haut, la pénétration du solaire au Québec derrière le compteur est limitée par la disponibilité des toitures. Celle-ci n'atteindra jamais des quantités critiques comme en Californie. Exiger cette norme au Québec constitue un frein important à l'expansion de l'autoproduction solaire, ce qui n'est tout simplement pas justifié, du moins pas en ce moment.

De plus, ces normes créent des délais allant jusqu'à 18 mois pour les études de raccordement et des procédures s'apparentant à celles d'une centrale hydroélectrique pour tout projet aussi petit que 100 kW. Les coûts d'installation en sont substantiellement augmentés. Les normes exigent aussi un système dédié de communication et de contrôle, et ce peu importe la taille du projet. Dans les faits, le marché Canadien étant très petit, cette norme diminue encore plus la sélection d'onduleurs disponibles.

Les réponses aux DDR de l'AREQ suggèrent que le Distributeur n'a pas l'intention de faciliter l'introduction de l'énergie solaire à son réseau. Il indique par exemple que les régulateurs de puissance des centrales devront être adaptés à la variabilité du solaire. En fait, une explosion de puissance solaire serait requise au Québec avant de requérir une modification de l'opération des centrales. En Espagne par exemple la production du parc solaire de 26 000 MW ne varie au plus vite qu'à moins de 70 MW par minute³¹, ce qui est bien moins que la variabilité de la demande du Distributeur avec des rampes de puissances de plus de 100 MW par minute en hiver.

Ensuite, sur le réseau de distribution, les conducteurs et transformateurs se retrouveront moins sollicités et n'auront donc aucunement besoin d'être changés. Seuls les disjoncteurs pourraient se retrouver être le facteur limitant dans le réseau de distribution, quoique les onduleurs solaires étant non-inertiels, ils ne contribuent que très peu au courant de rupture.

²⁹ https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_California

³⁰ https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_power_in_California

³¹ <https://demanda.ree.es/visiona/seleccionar-sistema>

Le réseau Ontarien, avec une pointe de presque 24 000 MW en été et de presque 22 000 MW en hiver, a incorporé 2700 MW de solaire avec la norme DT-10-015 R3³² qui n'a pas changée depuis 2013. Étant donné que le réseau d'Hydro-Québec est conçu pour une pointe presque deux fois plus grande, **Hydro-Québec pourrait vraisemblablement absorber 5000 MW d'énergie solaire avec des normes similaires à celles de l'Ontario, lesquelles sont beaucoup plus simples et moins prenantes que celles exigées par le Distributeur.**

6.6 Les subventions à venir

Quoique les subventions pour l'autoproduction solaire ne font pas partie du présent dossier, il y a un lien très important entre elles et les paramètres du programme de mesurage net. En conséquence, il est pertinent de rajouter quelques commentaires à ce sujet ici.

Une subvention pour autoproduction solaire avec une valeur fixe par kW installé, telle qu'envisagée par le Distributeur, est très problématique. Cette approche risque de créer une distorsion du marché, favorisant des pratiques commerciales agressives et malsaines, comme celles déjà observées en 2017-2018.

Attribuer une prime à l'installation plutôt qu'à l'énergie produite risque d'encourager le déploiement irréfléchi d'un grand nombre de panneaux, sans considération pour la qualité de l'installation ou le potentiel réel de production (ombrage, orientation). À l'inverse, une prime sur l'énergie produite inciterait à la performance à long terme, tout en allégeant les coûts financiers pour le Distributeur.

Sur le plan purement économique, la subvention de 500\$/kW mentionnée dans l'article précité de *La Presse* serait l'équivalent d'environ 4 cents/kWh (sur 20 ans, avec un taux de financement de 5%). L'effet sur le marché d'une telle forme d'appui serait beaucoup plus sain.

Le Distributeur devrait ainsi répartir la subvention sur 20 ans et l'octroyer sous forme de prime au kWh afin d'encourager la performance à long terme de l'installation, et non simplement l'installation de panneaux.

La récompense des injections au coût évité, telle que proposée ici, irait loin pour améliorer la rentabilité de l'autoproduction. Toutefois, tel qu'expliqué ci-dessus, ce taux demeure probablement en dessous de la marge de rentabilité. Si Hydro-Québec constatait que le taux de déploiement avec ces modifications n'était pas adéquat, l'ajout d'une prime sur la compensation

32

<https://www.hydroone.com/businessservices/generators/Documents/Distributed%20Generation%20Technical%20Interconnection%20Requirements.pdf>

aux injections serait la manière la plus simple et la plus efficace pour faire accélérer l'implantation de cette filière importante.

7 Recommandations

Les modifications du programme de mesurage net proposées par le Distributeur constituent un premier pas vers l'avant, mais elles ne sont pas adéquates. Ainsi, afin de permettre à l'autoproduction de contribuer adéquatement à résoudre les enjeux auxquels fait face le Distributeur, nous formulons les recommandations suivantes.

7.1 Les objectifs

Tel qu'expliqué à la Section 3 ci-dessus, au moment où le programme de mesurage net a été établi, le Distributeur n'avait pas besoin d'approvisionnements additionnels. L'objectif du programme était donc explicitement de permettre à l'autoprodacteur de combler ses propres besoins, et non pas à fournir un surplus de production au Distributeur.

Dans le contexte actuel, cet objectif n'a plus de raison d'être. Le Distributeur a besoin d'ajouter de dizaines de TWh d'énergie d'ici quelques années, et Hydro-Québec a explicitement identifié le solaire distribué comme une ressource à développer. Il a d'ailleurs une cible de 125 000 installations et des centaines de MW d'ici 2035.

Or, cette cible restera inatteignable si la proposition du Distributeur est adoptée telle quelle.

Pour changer la donne, nous recommandons à la Régie qu'elle reconnaisse explicitement qu'il est dans l'intérêt public de permettre aux autoproduteurs d'être compensés pour leurs excédents de production, au-delà de leurs propres besoins, et ce, au coût évité de long terme.

7.2 La rémunération

Tel qu'expliqué aux Sections 6.2 et 6.3 ci-dessus, nous recommandons de remplacer le paiement des surplus prévus à chaque 24 mois au coût moyen d'approvisionnement par des paiements mensuels pour toutes les injections d'énergie au réseau, et ce, à un prix calibré aux coûts évités en énergie de long terme du Distributeur.

7.3 Les règles du programme de mesurage

Pour réduire les freins à la production solaire discutés aux Sections 6.4 et 6.5 ci-dessus, nous recommandons de :

- remplacer la limite proposée de la capacité d'un système d'autoproduction à 1 MW lorsque le réseau de distribution le permet, sans se limiter à la puissance maximale appelée. Lorsque nécessaire, l'autoprodacteur devrait aussi pouvoir demander une nouvelle entrée dédiée sous le programme de mesurage net;
- permettre au Distributeur de limiter le déploiement lorsque la capacité installée sur le réseau, ou un circuit du réseau du Distributeur, dépasse un certain seuil établi à l'avance. Le distributeur pourra, dans un tel cas, exiger des études de faisabilité additionnelles, avec les coûts d'intégration (le cas échéant) supportés par l'autoprodacteur;
- créer une norme simplifiée qui s'appliquerait jusqu'au moment où l'autoproduction atteint un certain seuil (par ex. 5000 MW), laquelle utiliserait la certification UL 1741 et exempterait les installations de moins de 1 MW des exigences de télésurveillance et de contrôle; et
- rendre public une liste à jour de la capacité disponible dans chaque réseau local de distribution pour la connexion des projets d'autoproduction, et ce, afin de permettre aux autoproduteurs potentiels de savoir si le réseau dispose encore de capacité disponible.