

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4096-2019

Partie portant sur le « *coût maximal remboursable par HQT pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques* »

---

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

CAUSE TARIFAIRE 2020  
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT  
Partie portant sur le « *coût maximal remboursable par HQT pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques* »

---

HYDRO-QUÉBEC

En sa qualité de Transporteur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Et

ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DE LUTTE  
CONTRE LA POLLUTION ATMOSPHÉRIQUE  
(AQLPA)

Intervenantes

---

**LE COÛT MAXIMAL REMBOURSABLE PAR HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (HQT) POUR LES  
RÉSEAUX COLLECTEURS DE RACCORDEMENT DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES**

**MÉMOIRE**

Jimmy Royer, Consultant en énergie  
Avec la collaboration de Jean-Claude Deslauriers, Consultant en énergie  
et de M<sup>e</sup> Dominique Neuman, Procureur

Préparé pour:  
Stratégies Énergétiques (S.É.)  
Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)

Le 16 janvier 2020

---

*Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1*

*Le coût maximal remboursable par Hydro-Québec Transport (HQT) pour les réseaux collecteurs de  
raccordement des centrales photovoltaïques*

*Mémoire de Jimmy Royer, avec la collaboration de Jean-claude Deslauriers et de M<sup>e</sup> Dominique Neuman  
Préparé pour Stratégies Énergétiques - Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)*

Régie de l'énergie - Dossier R-4096-2019

Cause tarifaire 2020 d'Hydro-Québec Transport (HQT), Partie portant sur le coût maximal remboursable par HQT pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques

---

---

Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1

Le coût maximal remboursable par Hydro-Québec Transport (HQT) pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques

Mémoire de Jimmy Royer, avec la collaboration de Jean-claude Deslauriers et de M<sup>e</sup> Dominique Neuman  
Préparé pour Stratégies Énergétiques - Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)

## SOMMAIRE EXÉCUTIF

*(Nous reproduisons ci-après les conclusions et recommandations du présent rapport)*

Nous sommes préoccupés par la méthode et les hypothèses utilisées par le Transporteur pour établir une seule valeur de 141 \$/kW (pour les projets internes et 168 \$/kW pour les projets externes) comme contribution maximale au coût du réseau collecteur des centrales photovoltaïques. Nous interrogerons davantage en audience le Transporteur sur son complément de preuve, en tenant compte de l'étude réalisée au présent mémoire, avant de formuler nos recommandations finales à la Régie.

Nous constatons de plus que le projet 217R a depuis été réduit à 1,5 MW et se situe sous la fourchette des projets étudiés par l'HQIESP. Il sera intéressant de connaître son coût du réseau collecteur final ainsi que ce coût pour le projet initial de 2,5 MW et celui du projet 218R de 8 MW afin d'obtenir une meilleure évaluation des coûts à demander au Transporteur pour les petits projets photovoltaïques.

Finalement, les 8 cas de projets cités par HQT et que nous reproduisons dans notre rapport confirment que **le coût par kW d'un réseau collecteur suit une courbe en U par rapport à la capacité du parc.**

En effet, les coûts fixes haussent le coût par kW d'un petit parc. À l'opposé, la linéarité entre la surface des capteurs et leur puissance et l'étalement territorial souhaitable d'un grand parc, pouvant être accompagné d'un rehaussement des panneaux et d'un enfouissement plus profond des câbles augmente les coûts du réseau collecteur de tels parcs, en augmentant la longueur et la grosseur des câbles collecteurs et des équipements connexes. **Le rapport entre la capacité d'un parc et le coût par kW de son réseau collecteur ne suit donc pas une courbe linéaire mais plutôt une courbe en U, où seraient plus coûteux par kW tant les réseaux collecteurs des projets se trouvant à l'extrême de faible capacité (par les coûts fixes) que ceux se trouvant à l'extrême de grande capacité (pour les motifs que nous venons d'énoncer).**

Donc si la Régie ne retient pas un coût fixe maximal par kW de réseau collecteur qui est également bien adaptée aux projets de l'ordre du MW, et considère les projets à grand étalement, les alternatives seraient :

- a) un coût variable par capacité selon une courbe en U (avec coût initial plus élevé pour les projets les plus petits et pour les projets les plus grands) ou
- b) un coût des frais fixes PLUS un coût variable par superficie de territoire du parc ou
- c) un coût des frais fixes PLUS un coût par longueur de câble.

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir ces recommandations en considérant ces options.

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1 - LE MANDAT .....</b>	<b>1</b>
<b>2 – LE CONTEXTE ET LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR .....</b>	<b>2</b>
<b>3 – LES INFORMATIONS AU DOSSIER AIDANT À ÉTABLIR LE MONTANT DU REMBOURSEMENT MAXIMAL PAR HQT POUR LE RÉSEAU COLLECTEUR DE RACCORDEMENT DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES .....</b>	<b>4</b>
<b>4 – L'ÉTABLISSEMENT DU MONTANT DU REMBOURSEMENT MAXIMAL PAR HQT POUR LE RÉSEAU COLLECTEUR DE RACCORDEMENT DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES .....</b>	<b>11</b>
<b>5 – CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS .....</b>	<b>20</b>



## 1

**LE MANDAT**

La Régie de l'énergie, dans le cadre du présent dossier R-4096-2019 (cause tarifaire 2020 d'hydro-Québec TransÉnergie – ci-après « *le Transporteur* » ou « *HQT* »), est saisie d'une demande du transporteur visant à modifier l'Appendice J de ses *Tarifs et conditions des services de transport d'électricité d'Hydro-Québec* aux fins d'y ajouter une clause ajoutant un remboursement maximal pour le réseau collecteur du raccordement des centrales photovoltaïques à son réseau.<sup>1</sup>

*Stratégies Énergétiques (S.É.)* et *l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)* ont requis nos services aux fins de préparer le présent mémoire sur ce sujet.

**La présente constitue le fruit de nos travaux et est remis à nos clientes afin d'être déposé par elle auprès de la Régie de l'énergie dans ce dossier.**

---

<sup>1</sup> **HYDRO-QUÉBEC TRANSPORT (HQT)**, Dossier R-4096-2019, Partie portant sur le coût maximal remboursable par HQT pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques, Pièces [B-0002, Demande \(article 23\)](#), [B-0026, HQT-9, Doc. 2](#) et [B-0028, HQT-9, Doc. 4 \(pages 179-180\)](#) et [B-0139, HQT-9, Doc. 2.1 \(v.r.\)](#).

## 2

**LE CONTEXTE ET LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR**

Pour l'année 2020, le Transporteur a informé la Régie que les seuls projets de centrales photovoltaïques qu'il prévoit raccorder à son réseau de transport sont les projets issus des demandes OASIS 217R et 218R. Ces deux projets sont prévus être raccordés à une tension de 25 kV et seraient d'une capacité inférieure à 10 MW. D'autres projets de centrales photovoltaïques pourraient aussi être raccordés au réseau à l'avenir.

Comme ce fut déjà le cas pour la filière éolienne, le Transporteur soumet à la Régie que les règles actuelles de contribution maximale de remboursement des postes de départ ne sont pas adaptées aux centrales photovoltaïques, eu égard aux particularités de leurs réseaux collecteurs.

Rappelons qu'au dossier R-3549-2004, dans sa [décision D-2006-66](#), en pages 42-43, la Régie avait déjà accepté la proposition du Transporteur d'ajouter, à son remboursement maximal pour les postes de départ des centrales raccordées à son réseau, à l'Appendice J de ses Tarifs et conditions, un autre remboursement maximal additionnel pour couvrir le réseau collecteur de parcs éoliens (au motif qu'il y a double transformation), en attendant une analyse plus complète du Transporteur quant aux coûts de ce type de projet. Au présent dossier, nous procédons à l'examen d'une autre proposition de modification au même Appendice J, ayant trait à un autre remboursement maximal pour couvrir le réseau collecteur de parcs solaires photovoltaïques.

Sa proposition est la suivante, à la pièce [B-0028, HQT-9, Doc. 4, pages 179-180](#). Les modifications proposées par HQT sont soulignées en caractère gras :

**Contribution maximale du Transporteur aux coûts d'un poste de départ autorisée par la Régie à compter du xx xxx 2020**

Tension nominale	Centrales de moins de 250 MW		Centrales de 250 MW et plus	
	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec (1)	Centrales appartenant à Hydro-Québec (2)	Centrales n'appartenant pas à Hydro-Québec (1)	Centrales appartenant à Hydro-Québec (2)
Moins de 44 kV	70 \$/kW	59 \$/kW	36 \$/kW	30 \$/kW
Entre 44 et 120 kV	111 \$/kW	93 \$/kW	57 \$/kW	48 \$/kW
Plus de 120 kV	190 \$/kW	160 \$/kW	99 \$/kW	83 \$/kW

*Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée **pour le poste de départ** ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 192 \$/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec et 161 \$/kW pour les parcs éoliens appartenant à Hydro-Québec, quels que soient la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien. Cette contribution additionnelle s'ajoute au premier montant indiqué à la colonne (1) ou à la colonne (2) selon le cas, pour établir la contribution maximale du Transporteur.*

**Dans le cas d'une centrale photovoltaïque, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée pour le poste de départ ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 168 \$/kW pour les centrales photovoltaïques n'appartenant pas à Hydro-Québec et 141 \$/kW pour les centrales photovoltaïques appartenant à Hydro-Québec, quels que soient la tension à laquelle est raccordée la centrale photovoltaïque et le palier de puissance de la centrale photovoltaïque. Cette contribution additionnelle s'ajoute au premier montant indiqué à la colonne (1) ou à la colonne (2) selon le cas, pour établir la contribution maximale du Transporteur.**

## 3

**LES INFORMATIONS AU DOSSIER AIDANT À ÉTABLIR LE MONTANT DU REMBOURSEMENT MAXIMAL PAR HQT POUR LE RÉSEAU COLLECTEUR DE RACCORDEMENT DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES**

Le raccordement des centrales photovoltaïques au réseau de transport d'Hydro-Québec est un phénomène naissant. Nous ne disposons que de très peu de données permettant d'établir le montant maximal souhaitable pour le remboursement de leur réseau collecteur.

Notre analyse consiste à nous assurer que les montants maximaux proposés par le Transporteur à l'Appendice J, tout en demeurant équitablement fixés, **ne constituent pas un obstacle indu à la pénétration de la production électrique solaire (photovoltaïque) au Québec**, laquelle répond aux objectifs de transition énergétique des politiques énergétiques gouvernementales, à l'intérêt public, au développement durable et à l'équité (art. 5 de la [Loi sur la Régie de l'énergie](#)).

Ces montants maximaux qui seraient ainsi déterminés à l'Appendice J **doivent notamment permettre, équitablement, l'essor non seulement des très grands parcs solaires photovoltaïques, mais aussi de plus petits parcs, plus aisés à réaliser, plus aisés à distribuer sur le territoire et plus aisés à intégrer au réseau.**

Le Transporteur a déposé, suite à la disponibilité des résultats d'un appel d'offres d'Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur »), une preuve complémentaire [B-0026, HQT-9, Doc. 2](#) et [B-0139, HQT-9, Doc. 2.1 \(v.r.\)](#) dans laquelle il propose les paramètres de remboursement du réseau collecteur des centrales photovoltaïques ainsi que les modifications applicables aux *Tarifs et conditions*.

Dans cette preuve complémentaire, le Transporteur demande à la Régie d'autoriser l'établissement d'une contribution maximale spécifique au réseau collecteur de la filière photovoltaïque et d'approuver une contribution maximale de 141 \$/kW pour les centrales appartenant à Hydro-Québec et de 168 \$/kW (à l'interne) pour les centrales ne lui appartenant pas (à l'externe).

Ces valeurs se basent sur le signal des coûts obtenu du marché pour l'intégration des projets de 2,5 MW (le projet OASIS 217R, lequel a toutefois depuis lors été réduit à 1.5 MW) et 8 MW

(le projet OASIS no. 218R), ainsi que sur une étude portant sur huit projets additionnels déjà réalisés au Canada et dont la puissance installée varie entre 27 et 39 MW.

Aux fins du présent dossier et à la demande de la Régie, le Transporteur a mandaté la division Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés (« HQIESP »), pour procéder à cette étude sommaire auprès d'intervenants du marché canadien relativement à des projets photovoltaïques déjà réalisés.

Dans sa réponse [B-0139, HQT-9, Doc. 2.1 \(v.r.\)](#), le Transporteur a fourni une description sommaire des centrales photovoltaïques en identifiant séparément les composantes techniques associées :

- au poste de départ,
- au réseau collecteur, et
- à la centrale.

Il précise, et nous reprenons, que les composantes associées à la partie « centrale » sont essentiellement formées de panneaux solaires, d'onduleurs et d'un réseau collecteur à basse tension (« BT »).

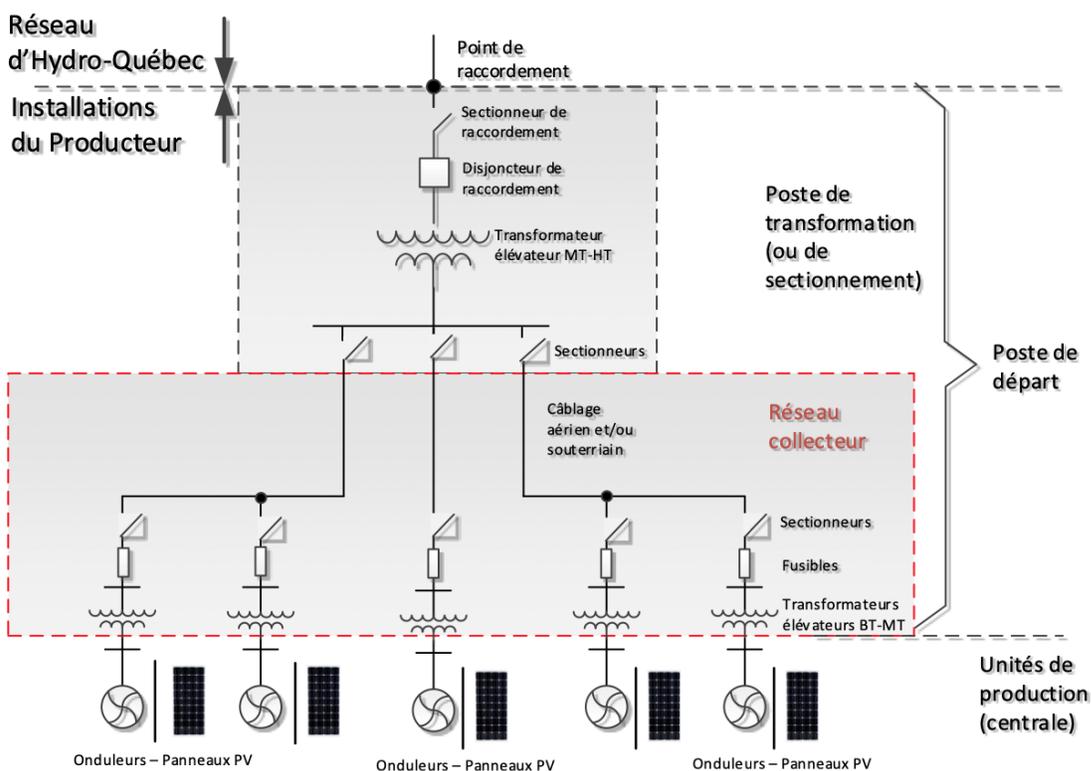
Les panneaux solaires injectent une puissance à courant continu (« CC ») qui est ensuite convertie en puissance à courant alternatif (« AC ») par l'onduleur. Cette puissance est acheminée à basse tension jusqu'aux bornes des transformateurs élévateurs à moyenne tension (« BT/MT »), constituant le point de démarcation entre la partie « centrale » et le réseau collecteur à moyenne tension (« MT »).

Le réseau collecteur MT est composé de l'ensemble de l'appareillage requis pour acheminer l'énergie produite par la centrale photovoltaïque au poste de transformation (ou de sectionnement si un transformateur n'est pas requis). Il est constitué principalement des transformateurs BT/MT susmentionnés, reliés entre eux par un réseau de lignes aériennes et/ou souterraines MT et de tous leurs systèmes de protection respectifs. Le réseau collecteur MT se termine au(x) point(s) d'attache du(des) câble(s) MT au(x) sectionneur(s) raccordés au poste de transformation (ou de sectionnement) principal. La puissance injectée au poste de transformation est ensuite enlevée, si nécessaire, au niveau de tension requis au point de raccordement du réseau du Transporteur.

Le poste de départ comprend le poste de transformation (ou de sectionnement) et le réseau collecteur. Il en est de même que pour un parc éolien.

La figure 1 et le tableau 1 ci-après, fournies par le Transporteur dans cette pièce, circonscrivent les composantes principales du poste de transformation (ou de sectionnement), du réseau collecteur MT qui fait l'objet de la présente demande, et des unités de production couvrant la partie « centrale » :

Figure 1 : Schéma unifilaire d'une centrale photovoltaïque  
Vue schématique des composantes d'une centrale photovoltaïque



**Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1**

**Le coût maximal remboursable par Hydro-Québec Transport (HQT) pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques**

**Mémoire de Jimmy Royer, avec la collaboration de Jean-claude Deslauriers et de M<sup>e</sup> Dominique Neuman  
Préparé pour Stratégies Énergétiques - Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)**

Tableau 1 : Identification des composantes techniques d'une centrale photovoltaïque

<b>Subdivisions</b>	<b>Composantes techniques majeures</b>
- Poste de transformation (ou de sectionnement) à moyenne ou haute tension	- Transformateur élévateur MT/HT (p. ex. de 25 kV à 120 kV ou plus) – si nécessaire - Autres transformateurs (de MALT, de tension et de courant) - Sectionneurs (de raccordement, d'isolation, de MALT) - Disjoncteurs (de ligne, de transformateur, de barre) - Jeux de barres - Relais et équipements connexes requis pour les automatismes et les protections - Equipment de mesurage
- Réseau collecteur à moyenne tension	- Transformateur(s) élévateur(s) BT/MT (p. ex. de 600 V à 25 kV) - Câbles (de puissance MT et de mise à la terre) - Sectionneurs - Fusibles - Parafoudres
- Unités de production à basse tension (centrale)	- Panneaux photovoltaïques - Onduleurs - Câbles (de puissance BT, de MALT et de fibre optique)
<b>Subdivisions</b>	<b>Composantes techniques majeures</b>
- Poste de transformation (ou de sectionnement) à moyenne ou haute tension	- Transformateur élévateur MT/HT (p. ex. de 25 kV à 120 kV ou plus) – si nécessaire - Autres transformateurs (de Mise à la terre (MALT), de tension et de courant) - Sectionneurs (de raccordement, d'isolation, de MALT) - Disjoncteurs (de ligne, de transformateur, de barre) - Jeux de barres - Relais et équipements connexes requis pour les automatismes et les protections - Equipment de mesurage
- Réseau collecteur à moyenne tension	- Transformateur(s) élévateur(s) BT/MT (p. ex. de 600 V à 25 kV) - Câbles (de puissance MT et de mise à la terre) - Sectionneurs - Fusibles - Parafoudres
- Unités de production à basse tension (centrale)	- Panneaux photovoltaïques - Onduleurs - Câbles (de puissance BT, de MALT et de fibre optique)

Nous considérons que cette identification des différentes composantes de la centrale photovoltaïque est appropriée et permet de mieux cerner les éléments du réseau collecteur et de l'unité de production photovoltaïque et d'apprécier leur influence respective sur les coûts, selon la capacité totale de la centrale.

À partir des schémas électriques provenant des huit projets analysés et des deux projets du Producteur, HQIESP a procédé à une modélisation type des réseaux collecteurs de centrales photovoltaïques aux fins d'en estimer les coûts.

Les montants estimés sont présentés au tableau suivant dans la pièce [B-0026, HQT-9, Doc. 2](#), page 14 :

Tableau 2 : Tableau 7 de l'étude HQIESP

**Tableau 7**  
**Montants estimés en \$ par kW du coût du réseau collecteur**  
**des 8 projets de centrales photovoltaïques**

Projet	MW	\$/kW
Projet no 1	27	103
Projet no 2	27	118
Projet no 3	27	89
Projet no 4	32	91
Projet no 5	32	101
Projet no 6	32	97
Projet no 7	34	122
Projet no 8	39	154

En prenant en compte l'information disponible sur les schémas unifilaires analysés, le Transporteur dégage trois constats importants:

1. Le poids des coûts fixes, composés des coûts de conception, d'approvisionnement et d'installation, pour le premier MW d'une centrale photovoltaïque, est important et pénaliseraient, dans un premier temps, les centrales photovoltaïques de plus petite puissance. (À noter toutefois que nous n'avons pas obtenu les coûts des petites centrales découlant des projets 217R et 218R, ceux-ci étant jugés confidentiels, mais nous sommes d'accord sur ce constat).

2. Les réseaux collecteurs des 10 projets analysés présentent une configuration typique modulaire qui est établie selon la quantité de transformateurs BT/MT, lesquels sont de capacité similaire dans chacun des projets, c'est-à-dire de 2,1 à 2,2 MVA pour les huit projets canadiens et 2,75 MVA pour les projets issus des demandes 217R et 218R. De ce fait, le Transporteur indique qu'il a utilisé une configuration typique modulaire de 2,75 MVA par transformateur, soit la capacité de référence des deux projets du Producteur, comme valeur typique unitaire pour estimer, avec les prix obtenus des appels d'offres, le coût des réseaux collecteurs des autres projets.
3. L'impact croissant des coûts d'approvisionnement et d'installation des câbles du réseau collecteur BT à mesure que la capacité de la centrale augmente. Ceci tient non seulement compte de la distance du réseau à parcourir, mais également du calibre plus gros des câbles de puissance requis pour transporter les MW au poste de transformation (ou de sectionnement), à mesure que croît la puissance et la superficie de la centrale.

L'analyse reste toutefois nuancée sur ce dernier constat, considérant qu'au-delà de 40MW, des options technologiques, comme l'utilisation d'onduleurs et de transformateurs de plus grande puissance, pourraient être considérées par les promoteurs pour réduire les coûts.

Finalement, le Transporteur émet, à partir de cet échantillon de dix projets, des constats similaires à ceux observés par la Régie dans le cas des réseaux collecteurs éoliens et qui militent en faveur d'une contribution distincte additionnelle par le Transporteur aux coûts des réseaux collecteurs des centrales photovoltaïques, ce que nous concluons également. Ainsi, il est noté que :

- Pour une centrale photovoltaïque raccordée à 25 kV, ce qui est le cas des deux projets susmentionnés qui feront l'objet d'une entente de raccordement, une contribution au double de l'allocation maximale prévue pour le poste de départ apparaît nettement insuffisante pour couvrir les coûts associés à son réseau collecteur.
- La tension des lignes du réseau collecteur ne dépend pas de la tension de raccordement au réseau du Transporteur. Les projets analysés, dont la capacité varie de 27 à 39 MW, ont tous des réseaux collecteurs à 25 kV. Considérant la part importante que représentent les transformateurs dans les coûts du réseau collecteur, il n'y a pas d'avantage économique pour les producteurs à privilégier des transformateurs élévateurs à une tension supérieure à 44 kV pour s'arrimer à la tension de raccordement du réseau.

Mais, il est rajouté le constat suivant :

- Les coûts d'un réseau collecteur d'une centrale photovoltaïque sont essentiellement tributaires de son étendue et de la puissance de ses transformateurs élévateurs. Aux coûts de chaque transformateur du réseau collecteur s'ajoutent ceux associés au circuit de moyenne tension, souvent enfoui, et dont la distance ira toujours en croissant à mesure que s'ajoute de la capacité à la centrale elle-même.

## 4

**L'ÉTABLISSEMENT DU MONTANT DU REMBOURSEMENT MAXIMAL PAR HQT POUR LE RÉSEAU COLLECTEUR DE RACCORDEMENT DES CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES**

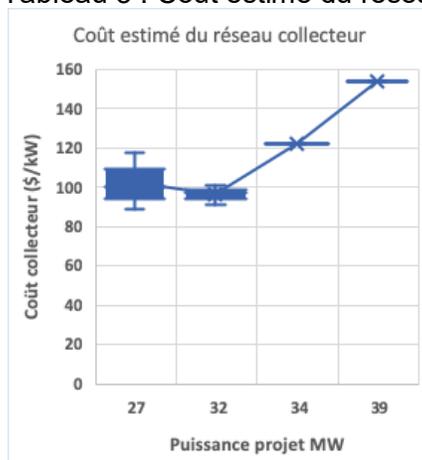
De l'étude sommaire menée par l'HQIESP et décrite plus haut, nous constatons que le montant estimé par kW du coût du réseau collecteur est très variable pour les mêmes puissances de projet mais, qu'en général, **d'une part, à partir de 30 MW, plus la puissance du projet est élevée, plus le coût du collecteur par kW est élevé.**

Ceci est bien perçu par le Transporteur.

Par contre, et selon les arguments apportés par l'étude, nous constatons aussi **qu'en dessous de 25 MW, le coût de du collecteur par kW augmente également et pourrait même être assez important pour les projets sous les 10 MW.** Ainsi nous constatons qu'alors que les projets autour de 30 MW auraient un coût de réseau collecteur d'environ 100 \$/kW, le montant maximal de contribution de 141\$/kW proposé par le Transporteur serait dû au coût du réseau collecteur du projet 217R de 2.5 MW qu'il indique comme étant de cet ordre (Pièce B-0026, page 15).

**Il s'agit donc d'une courbe, conceptuellement, en forme de U.**

Tableau 3 : Coût estimé du réseau collecteur



Alors que nous partageons la préoccupation du Transporteur, qui se dit favorable aux plus petits parcs solaires, exprimée dans ce même document B-0026 à la page 14, et que nous secondons la demande de la Régie, [dans sa lettre A-0008 du 9 octobre 2019](#), invitant le Transporteur à donner un signal favorable aux promoteurs de plus petites centrales nous croyons qu'un montant différent pour les petites centrales photovoltaïques pourraient être justifié.

Mais, nous ne disposons pas de suffisamment de données pour déterminer quels sont les coûts exacts des projets issus des demandes 217R et 218R (2.5 MW et 8 MW) et même s'il est mentionné que ce coût du réseau collecteur est de près de 141\$/kW, ceci ne nous indique nullement la tendance pour les petits projets de l'ordre du MW, montant qui pourrait être beaucoup plus important.

Nous comprenons également que le Transporteur a utilisé une configuration typique modulaire de 2,75 MVA par transformateur. Si ceci sous-entend l'obligation d'utiliser des transformateurs de cette puissance même pour les plus petits projets, cela amènerait des coûts unitaires par kW encore plus élevé.

En conclusion, selon les arguments mentionnés, nous croyons, comme le Transporteur le demande, que **les projets photovoltaïques de puissance comprises entre 2.5 MW et 40 MW pourraient bénéficier de façon adéquate de l'apport fixé à 141\$/kW (à l'interne et 168\$/kW à l'externe) pour les coûts du réseau collecteur, mais notre réflexion n'est pas terminée pour les projets plus petits ou plus grands que cette fourchette et nous**

désirons conserver notre droit d'interroger le Transporteur sur ce montant en audience ou au cours d'un dossier futur.

Nous notons également que, dans sa preuve complémentaire, le Transporteur réitère qu'il ne s'attend pas, dans un avenir rapproché du moins, à recevoir des demandes de raccordement de centrales photovoltaïques dont la tension du réseau collecteur serait supérieure à 44 kV.

Néanmoins, à partir d'un certain seuil de capacité relativement haut et selon la configuration du réseau où est localisé le projet, il pourrait être plus économique de raccorder une installation à une tension correspondante à celle du réseau de transport (supérieure à 44kV). Ceci modifierait probablement les exigences d'équipements du réseau collecteur et en modifierait ses coûts vers le haut ou vers le bas. Ceci dit, la réponse du Transporteur qui ne prévoit pas de tels projets photovoltaïques sur le réseau de transport dans un avenir rapproché est, pour le moment, adéquate.

Tout en demeurant ouvert quant à la formule à inscrire à l'Appendice J, **nous ne sommes pas convaincus, à ce stade, que le seul critère de variation à spécifier serait le fait que la centrale appartienne ou non au Producteur.** Plus particulièrement, nous ne sommes pas convaincus que l'on doive volontairement, à ce stade, fixer un montant maximal de contribution (par kW) qui pourrait devenir trop élevé pour les petits et grands parcs.

Mais notre réflexion n'est pas terminée à ce sujet. Nous comprenons en effet que le Transporteur plaide l'équité et la simplicité d'une telle formule; nous rechercherons donc la meilleure manière d'arbitrer entre ces arguments et celui d'une plus grande exactitude du montant maximal à inscrire pour chaque cas à l'Appendice J.

**Ainsi, le coût maximal remboursable d'un réseau collecteur pourrait varier selon la capacité du projet selon une courbe en U et/ou une combinaison de coût fixe PLUS un coût variable selon la superficie de territoire et/ou une combinaison de coût fixe PLUS un coût variable selon la longueur de câbles collecteurs.**

Nous souhaitons favoriser (et il est dans l'intérêt public, du développement durable, de l'équité et des politiques gouvernementales de le faire) des centrales photovoltaïques qui ne soient pas des projets disgracieux occultant le territoire mais au contraire qui cohabitent avec d'autres usages du sol. Donc, l'on favoriserait des centrales qui seraient soit a) petites ou soit b) de grande capacité mais, dans ce cas, étalées sur une grande superficie afin de cohabiter harmonieusement avec d'autres usages sur le même territoire.

Par exemple, ces parcs à usages multiples pourraient occuper des aires de stationnements, des murs anti-bruit sur les autoroutes, des zones agricoles ou forestières ombragées ou des centrales flottantes. Voir à cet effet l'article du journal Ecogeneration de janvier 2016 :

Recent months have seen the approval of many landmark utility scale solar developments, such as the 2 GW proposal in Bulli Creek, NSW, and the 130 MW proposal in Clare, QLD. **These developments will take up vast amounts of land**: the 130 MW solar farm will take up 340 ha of cane sugar fields, and the 2 GW site over 5,000 ha of primarily cattle grazing land.

As the number of these large scale greenfield developments increases, so too **arises the argument that these developments are encroaching on existing land use**. Solar developments occupy large tracts of valuable land that may otherwise be used for agricultural activities.

However, solar farms can be compared favourably to alternative uses such as mining. Not only can solar farm sites be easily rehabilitated at the end of their project life, but **it is also possible for solar farms to offer dual purpose land activities, providing land owners with an opportunity to diversify their land use and increase the overall value and productivity**.

**While solar farms have large land footprints, not all of the land is actively taken up by solar panels or related infrastructure**. Typically, modules in solar farms are installed on framing systems mounted on piles or concrete ballasts. **Disturbance to the ground is usually less than 5 per cent of the area used, and only around 40 per cent of the surface is over-sailed by solar modules (BRE, 2014)**. [...]

**In Japan, the practice known as “solar sharing” is allowed on farmlands**, where small, typically 100 W, solar modules are **mounted three to five metres above ground** and **installed at spaced intervals** with shading rate of up to 32 per cent to allow sufficient irradiation for the ground crop (see image below). The mounting structures are designed to allow space for tractors and other farming equipment, allowing farmers to receive a feed-in tariff from electricity generated while being able to continue farming without modification to their normal practices.

As Japanese regulations require the removal of these systems if they reduce the yield from farmlands by more than 20 per cent, the packing density of these solar farms is much lower than conventional solar farms (Movellan, 2013).

A study has been done in southern France with a set-up similar to “solar sharing”, but with **varying packing density of modules**. The result shows that the density of PV will affect not only the amount of irradiance available, but also the micro-climate underneath the array. Array orientation is also an important

factor, as orientation will affect the shading pattern on the area below (Marrou et al, 2013).<sup>2</sup>

Le Rapport BRE (2014) de la Grande-Bretagne cité dans l'article ci-dessus (**Dr. Jonathan SCURLOCK (NATIONAL FARMERS UNION)**, *Agricultural Good Practice Guidance for Solar Farm*, BRE National Solar Center, 2014, [http://www.bre.co.uk/filelibrary/nsc/Documents%20Library/NSC%20Publications/NSC\\_Guid\\_Agricultural-good-practice-for-SFs\\_0914.pdf](http://www.bre.co.uk/filelibrary/nsc/Documents%20Library/NSC%20Publications/NSC_Guid_Agricultural-good-practice-for-SFs_0914.pdf)), indique :

*Field-scale arrays of ground-mounted PV modules, or “solar farms”, are a relatively recent development, seen in Britain only since 2011, although they have been deployed in Germany and other European countries since around 2005. **In accordance with the “10 Commitments” of good practice established by the Solar Trade Association<sup>3</sup>, the majority of solar farm developers actively encourage multi-purpose land use, through continued agricultural activity or agri-environmental measures that support biodiversity, yielding both economic and ecological benefits.***

*It is commonly proposed in planning applications for solar farms that **the land between and underneath the rows of PV modules should be available for grazing of small livestock.** Larger farm animals such as horses and cattle are considered unsuitable since they have the weight and strength to dislodge standard mounting systems, while pigs or goats may cause damage to cabling, but sheep and free-ranging poultry have already been successfully employed to manage grassland in solar farms while demonstrating dual-purpose land use.*

*Opportunities for cutting hay or silage, or strip cropping of high-value vegetables or non-food crops such as lavender, are thought to be fairly limited and would need careful layout with regard to the proposed size of machinery and its required turning space. However, other productive options such as bee-keeping have already been demonstrated. In some cases, solar farms may actually enhance the agricultural value of land, where marginal or previously-developed land (e.g. an old airfield site) has been brought back into more productive grazing management. **It is desirable that the terms of a solar farm agreement should include a grazing plan that ensures the***

<sup>2</sup> **ECOGENERATION (Reprinted from GSES)**, *Solar farms, land use and the rise of solar sharing*, 25<sup>th</sup> January, 2016 <https://www.ecogeneration.com.au/solar-farms-land-use-and-the-rise-of-solar-sharing/> Souligné en caractère gras par nous.

<sup>3</sup> Note dans le texte, nouvel hyperlien : **SOLAR TRADE ASSOCIATION (STA)**, *Solar Farms: 10 Commitments*, Révisé 2015, <http://www.solar-trade.org.uk/solarFarms.cfm> .

**continuation of access to the land by the farmer, ideally in a form that that enables the claiming of Basic Payment Scheme agricultural support [...]**

### **Solar Farm Design and Layout**

In most solar farms, the PV modules are mounted on metal frames anchored by driven or screw piles, **causing minimal ground disturbance and occupying less than 1% of the land area. The rest of the infrastructure typically disturbs less than 5% of the ground, and some 25-40% of the ground surface is over-sailed by the modules or panel.** Therefore 95% of a field utilised for solar farm development is still accessible for vegetation growth, and can support agricultural activity as well as wildlife, for a lifespan of typically 25 years.

As described above, **the layout of rows of modules and the width of field margins should anticipate future maintenance costs, taking into account the size, reach and turning circle of machinery and equipment that might be used** for 'topping' (mowing), collecting forage grass, spot-weeding (e.g. of 'injurious' weeds like ragwort and dock) and re-seeding. Again, in anticipation of reverting the field to its original use after 25 years, many agri-environmental measures may be better located around field margins and/or where specifically recommended by local ecologists. **All European farmers are obliged to maintain land in "good agricultural and environmental condition" under the Common Agricultural Policy rules of 'cross compliance', so it is important to demonstrate sound stewardship of the land for the lifetime of a solar farm project, from initial design to eventual remediation.**

**The depth of buried cables, armouring of rising cables, and securing of loose wires on the backs of modules all need to be taken into consideration where agricultural machinery and livestock will be present.**

Cables need to be buried according to national regulations and local DNO requirements, **deep enough to avoid the risk of being disturbed by farming practice** – for example, disc harrowing and re-seeding may till the soil to a depth of typically 100-150 mm, or a maximum of 200 mm. British Standard BS 7671 ("Wiring Regulations") describes the principles of appropriate depth for buried cables, cable conduits and cable trench marking. Note also that stony land may present a risk of stone-throw where inappropriate grass management machinery is used (e.g. unguarded cylinder mowers).<sup>4</sup>

<sup>4</sup> Dr. Jonathan SCURLOCK (NATIONAL FARMERS UNION), *Agricultural Good Practice Guidance for Solar Farm*, BRE National Solar Center, United Kingdom, 2014, [http://www.bre.co.uk/filelibrary/nsc/Documents%20Library/NSC%20Publications/NSC\\_-](http://www.bre.co.uk/filelibrary/nsc/Documents%20Library/NSC%20Publications/NSC_-)

Dans le même sens, en France, le site Photovoltaïque,info indique :

**les parcs photovoltaïques ne monopolisent qu'une partie des terrains qu'ils occupent, ce qui les rend compatibles avec certaines pratiques agricoles** comme l'élevage extensif d'ovins (ces derniers contribuant de plus à l'entretien du terrain et à la maintenance de l'installation en conservant l'herbe rase) ou encore l'apiculture, les petites cultures maraîchères et autres modes de **valorisation des parcelles**.<sup>5</sup>

Les pratiques et politiques françaises sont d'ailleurs à l'effet que :

**pour valider la compatibilité du projet d'équipement collectif [NDLRÈ ici un parc solaire photovoltaïque de grande envergure] avec la destination de la zone, il convient de s'assurer que ce dernier permette l'exercice d'une activité agricole, pastorale ou forestière significative sur le terrain du projet, appréciée par rapport aux activités effectivement exercées sur la zone concernée, ou qui auraient vocation à s'y développer**.<sup>6</sup>

L'évolution de ces pratiques et politiques françaises sur les parcs solaires photovoltaïques est décrite comme suit avec l'image ci-après :

### **Centrales photovoltaïques au sol : comment limiter les conflits d'usage**

Alors que les centrales solaires au sol vont se multiplier, le ministère de l'Environnement souhaite limiter les conflits d'usage, notamment dans les zones boisées. **Certains projets visent déjà à concilier plusieurs activités sur le même site**.<sup>7</sup>

[Guid\\_Agricultural-good-practice-for-SFs\\_0914.pdf](#) , pages 1-2. Souligné en caractère gras par nous.

<sup>5</sup> PHOTOVOLTAÏQUE,INFO, *Photovoltaïque au sol*, <https://www.photovoltaïque.info/fr/preparer-un-projet/quel-type-de-projet/au-sol-ou-sur-batiment/photovoltaïque-au-sol/>, consulté le 2020 01 16. Souligné en caractère gras par nous.

<sup>6</sup> Arnaud GOSSEMENT, *Avocats*, *Centrale solaire au sol et zone agricole : les précisions apportées par la décision du Conseil d'Etat du 8 février 2017*, France, <http://www.arnaudgossement.com/archive/2017/03/22/centrale-solaire-au-sol-et-zone-agricole-les-precisions-appo-5924409.html> . Souligné en caractère gras par nous.

<sup>7</sup> Sophie FABRÉGAT, *Centrales photovoltaïques au sol : comment limiter les conflits d'usage*, France, Actu-environnement, le 13 avril 2016, <https://www.actu-environnement.com/ae/news/centrales-photovoltaïques-sol-conflits-usage-defrichage-agriculture-acceptabilite-26602.php4> . Souligné en caractère gras par nous.

#### **Pièce SÉ-AQLPA-1 - Document 1**

**Le coût maximal remboursable par Hydro-Québec Transport (HQT) pour les réseaux collecteurs de raccordement des centrales photovoltaïques**

**Mémoire de Jimmy Royer, avec la collaboration de Jean-claude Deslauriers et de M<sup>e</sup> Dominique Neuman Préparé pour Stratégies Énergétiques -Association de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA)**



Dans le même sens, le site européen *In Sun We Trust* relate :

### **Agro-photovoltaïque : le mariage réussi de l'agriculture et du solaire**

L'Institut Fraunhofer pour les systèmes énergétiques solaires (ISE) de Fribourg-en-Brisgau, en Allemagne, vient de développer **un concept appelé « agro-photovoltaïque »**. Celui-ci permet la production d'énergie photovoltaïque sur des terres cultivables, sans impacter l'agriculture. Une solution prometteuse pour toute région manquant d'espace, mais refusant de devoir choisir entre manger... ou s'éclairer ! [...]

aux Etats-Unis, les entreprises louent des parcelles agricoles pour trois fois leur prix, afin d'y poser des panneaux solaires. Depuis 2013, ce sont par exemple plus de 3000 hectares qui ont changé d'utilisation en Caroline du Nord. L'utilisation des sols est aussi un vrai enjeu en France, où la pression de l'urbanisation et la course à la rentabilité causent la perte de 26 m<sup>2</sup> de terres agricoles chaque seconde. D'où l'intérêt d'une alternative qui ne met pas en compétition la production énergétique et la production alimentaire.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Marion QUEMENER, *Agro-photovoltaïque : le mariage réussi de l'agriculture et du solaire*, Site In Sun We Trust, 26 mai 2017, <https://www.insunwetrust.solar/blog/marche/agro-photovoltaique-panneaux-solaires/> .

Compte tenu de ces multiples exemples hors Québec, il existe une forte possibilité que la *Commission de Protection du Territoire Agricole du Québec (CPTAQ)* et les parties prenantes municipales, agricoles et citoyennes elles-mêmes, en cas de parc photovoltaïque de grande capacité, favorisent ou requièrent l'étalement des panneaux solaires sur une grande superficie et avec des panneaux surélevés et un réseau collecteur plus profondément enfoui, de même qu'un poste de départ situé non pas au centre du parc mais à son extrémité (donc, pour tous ces motifs, des câbles collecteurs de plus grande longueur et grosseur), le tout afin que le parc solaire de grande capacité puisse cohabiter harmonieusement avec d'autres usages sur le même territoire.

Les grands parcs photovoltaïques auraient donc nécessairement un coût de réseau collecteur par kW qui serait supérieur à celui des projets plus compacts.

Ceci nous convainc encore davantage de la justesse de notre interprétation ci-dessus selon laquelle le rapport entre la capacité d'un parc et le coût par kW de son réseau collecteur ne suit pas une courbe linéaire mais plutôt une courbe en U, où seraient plus coûteux par MW, tant les réseaux collecteurs des projets se trouvant à l'extrême de faible capacité (par les coûts fixes) que ceux se trouvant à l'extrême de grande capacité (pour les motifs que nous venons d'énoncer).

\* \* \*

Enfin, concernant notre série de questions (en demande de renseignements à HQT) reliée à la capacité du réseau de distribution à ne pas pouvoir recevoir plus de 3.4 MW de systèmes photovoltaïques, le Transporteur a répondu que cette limite de capacité avait trait aux projets d'autoproduction seulement et que ceci n'était pas pertinent dans le cadre de la présente demande qui a trait aux services de transport (**HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE**, Dossier R-4096-2018, [Pièce B-0138](#), [HQT-10](#), [Doc. 7.1](#), Réponse à SÉ-AQLPA-1.5). Nous sommes néanmoins concernés par cette limite qui est due principalement aux équipements de production dont les fonctions de protection en fréquence auraient des seuils de déclenchement différents par rapport aux exigences usuelles d'Hydro-Québec et nous voulons nous assurer que le Transporteur n'a pas de limite particulière à cet égard aux projets photovoltaïques sur son réseau.

## 5

**CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS**

Nous sommes préoccupés par la méthode et les hypothèses utilisées par le Transporteur pour établir une seule valeur de 141 \$/kW pour les projets internes et 168 \$/kW pour les projets externes comme contribution maximale au coût du réseau collecteur des centrales photovoltaïques. Nous interrogerons davantage en audience le Transporteur sur son complément de preuve, en tenant compte de l'étude réalisée au présent mémoire, avant de formuler nos recommandations finales à la Régie.

Nous constatons de plus que le projet 217R a depuis été réduit à 1,5 MW et se situe sous la fourchette des projets étudiés par l'HQIESP. Il sera intéressant de connaître son coût du réseau collecteur final, ainsi que ce coût pour le projet initial de 2,5 MW et celui du projet 218R de 8 MW afin d'obtenir une meilleure évaluation des coûts à demander au Transporteur pour les petits projets photovoltaïques.

Finalement, les 8 cas de projets cités par HQT et que nous reproduisons dans notre rapport confirment que **le coût par kW d'un réseau collecteur suit une courbe en U par rapport à la capacité du parc.**

En effet, les coûts fixes haussent le coût par kW d'un petit parc. À l'opposé, la linéarité entre la surface des capteurs et leur puissance et l'étalement territorial souhaitable d'un grand parc, pouvant être accompagné d'un rehaussement des panneaux et d'un enfouissement plus profond des câbles augmente les coûts du réseau collecteur de tels parcs, en augmentant la longueur et la grosseur des câbles collecteurs et des équipements connexes. **Le rapport entre la capacité d'un parc et le coût par kW de son réseau collecteur ne suit donc pas une courbe linéaire mais plutôt une courbe en U, où seraient plus coûteux par kW tant les réseaux collecteurs des projets se trouvant à l'extrême de faible capacité (par les coûts fixes) que ceux se trouvant à l'extrême de grande capacité (pour les motifs que nous venons d'énoncer).**

Donc si la Régie ne retient pas un coût fixe maximal par kW de réseau collecteur qui est également bien adaptée aux projets de l'ordre du MW, et considère les projets à grand étalement, les alternatives seraient :

- d) un coût variable par capacité selon une courbe en U (avec coût initial plus élevé pour les projets les plus petits et pour les projets les plus grands), ou
- e) un coût des frais fixes PLUS un coût variable par superficie de territoire du parc, ou
- f) un coût des frais fixes PLUS un coût par longueur de câble.

Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir ces recommandations en considérant ces options. Le tout respectueusement soumis.

---