

# RÉGIE DE L'ÉNERGIE

## R-4041-2018

---

Présentation de la preuve AHQ-ARQ  
Marcel Paul Raymond

3 octobre 2018

# Plan de la présentation

1. Position de l'AHQ-ARQ
2. Conclusions et recommandations
3. Hypothèses de calcul et révisions
4. Analyses économiques révisées

# 1. Position de l'AHQ et de l'ARQ

- Les modalités du Programme doivent être assez avantageuses pour ses membres participant au Programme, présentement ou éventuellement.
- La rentabilité du Programme et les tarifs d'électricité en découlant doivent être justes et raisonnables pour l'ensemble des membres de l'AHQ et de l'ARQ.
  - S'assurer d'une analyse économique conforme.

## 2. Conclusion et recommandations

- L'AHQ-ARQ constate que les modalités du Programme présentement offertes représentent un incitatif suffisant aux clients afin que le Distributeur puisse vraisemblablement atteindre ses objectifs d'effacement à la pointe inscrits à son plus récent bilan en puissance.
- Puisque l'AHQ-ARQ a démontré que le TNT est positif pour une adhésion annuelle au Programme, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie d'approuver les modalités du Programme proposées par le Distributeur.

## 2. Conclusion et recommandations (suite)

Puisque l'AHQ-ARQ en a démontré un TNT positif, l'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur d'offrir en option une adhésion de 5 ans au Programme avec les mêmes modalités du Programme actuel

sauf pour la valeur du MAFM qui serait fixée à 100 % de la Réduction de puissance estimée (validée par le Distributeur\*) x 70 \$, sans la valeur maximale de 20 K\$, ce qui équivaldrait, à toutes fins pratiques, à retirer la contrainte du MAFM (bonification pour l'adhésion 5 ans seulement).

\*: Et non Puissance maximale enregistrée; mais valeur corrigée par le Distributeur (voir B-0038, p. 4, réponse 1.1 et NS 1<sup>er</sup> octobre pp. 52-56)

MAFM : Montant d'Appui Financier Minimum

## 2. Conclusion et recommandations (suite)

MAFM actuel:

le moindre des deux montants suivants :

$$\text{MAFM} = 15 \% \times \text{puissance maximale enregistrée}^* \times 70 \$$$

ou

$$\text{MAFM} = 20\,000 \$$$

\*Puissance maximale enregistrée par le ou les compteurs associés au Projet pour la Période d'hiver 2018-2019.

MAFM proposé par l'AHQ-ARQ pour l'adhésion 5 ans seulement:

$$\text{MAFM} = \text{Réduction de puissance estimée par le Distributeur}^* \times 70 \$$$

\*: Valeur corrigée par le Distributeur (voir B-0038, p. 4, réponse 1.1 et NS 1<sup>er</sup> octobre pp. 53-56)

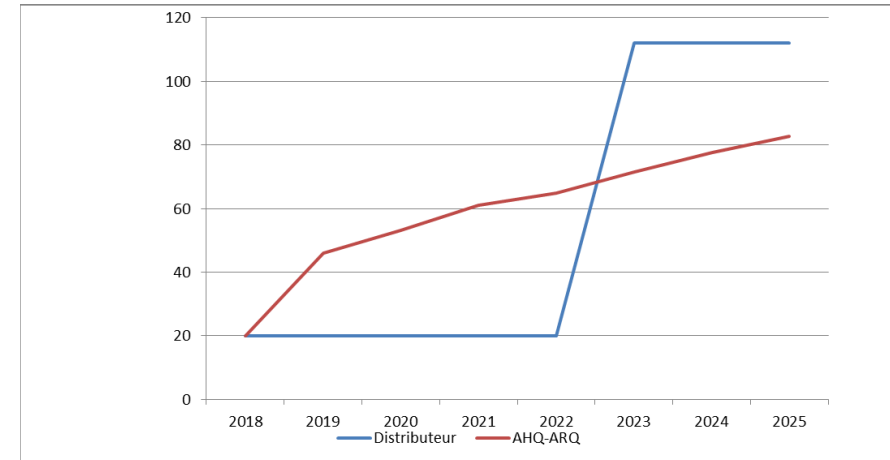
### 3. Hypothèses de calcul et révisions

- Hypothèse retenue: Pour la moitié des années, aucun Avis de GDP et, par conséquent, le MAFM est appliqué
  - (l'information sur le % des années simulées sans avis de GDP existe mais n'a pu être obtenue en audience: B-0032 et NS 1<sup>er</sup> octobre, pp. 88-99)
  - MAFM annuel 2018-2019 =  $6,5 \text{ M\$}^* / 287 \text{ MW} = 22,65 \text{ \$/kW}$
  - Espérance de l'appui financier annuel =  $(70 + 22,65) / 2 = 46,33 \text{ \$/kW}$  (**nouveau** vs 40,25)

\* : B-0028, HQD-2, document 1.1, p. 4, réponse 1.2.

### 3. Hypothèses de calcul et révisions (suite)

- Coût évité de puissance fourniture qui tient compte des aléas sur la prévision de la demande en puissance (annexe A).





### 3. Hypothèses de calcul et révisions (suite)

- Tableau AHQ-ARQ-2 révisé (p. 21, C-AHQ-ARQ-0011):
  - Accès au Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur 2017 (**nouveau**)
  - Pas d'accès aux prix horaires pour 2016-2018 (seulement journaliers; pas d'information dans le suivi 2017 de l'entente globale cadre)
  - Coût moyen des achats de court terme pendant les heures d'événements de GDP, trois derniers hivers: 211,65 \$/MWh (**nouveau** vs 215,46)

# 3. Hypothèses de calcul et révisions (suite)

Tableau AHQ-ARQ-2 Révisé

Coût maximal des achats de court terme effectués lors des journées d'événements de GDP

Événements de GDP	Coût maximal d'achats de court terme (\$/MWh)	Marché	Note (1)
5 janvier 2016 AM	500,51	NY ISO - RT	
5 janvier 2016 PM	500,51	NY ISO - RT	
19 janvier 2016 AM			(2)
12 février 2016 AM	56,90	HQP	
15 février 2016 AM	122,97	NE ISO - DAM	
16 décembre 2016 AM	206,48	NE ISO - DAM	
9 janvier 2017 AM	88,93	NY ISO - RT	
10 février 2017 AM			(2)
15 décembre 2017 AM	117,69	NY ISO - RT	
28 décembre 2017 PM	204,30	OPG	
29 décembre 2017 PM	204,30	OPG	
5 janvier 2018 PM	223,21	OPG	
15 janvier 2018 AM	233,61	NE ISO - DAM	
15 janvier 2018 PM	233,61	NE ISO - DAM	
26 janvier 2018 AM	58,38	NY ISO - DAM	
Moyenne	211,65		

Notes:

(1) Les données horaires n'étant pas disponibles, les coûts maximaux journaliers ont été utilisés.

(2) Aucun achat de court terme n'ayant été effectué en cette journée, cet événement n'a pas été considéré.

### 3. Hypothèses de calcul et révisions (suite)

- Coût évité d'énergie net des pertes de revenus de 6,03 \$2018/kW-hiver. (**Nouveau** vs 6,16; voir C-AHQ-ARQ-0011, pp. 18-22 pour détails)
- Coût évité puissance fourniture tient compte du taux de réserve de 17 % (**nouveau**)
- Coût évité puissance distribution non considéré.
- Coût évité puissance transport charge locale considéré à compter de 2021-2022.
- Probabilité d'adhésion annuelle des participants de 97 % d'une année à l'autre.
- Analyses sur 5 ans débutant maintenant en 2019-2020 (**nouveau** suite à l'ordonnance de sauvegarde)

# 4. Analyses économiques révisées

Tableau AHQ-ARQ-6

Évaluation du TNT pour une adhésion annuelle au Programme pour l'hiver 2019-2020 (\$/kW 2018)

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Appui financier - moyenne annuelle	198,14		46,33	46,33	46,33	46,33	46,33
Charges de commercialisation et exploitation	8,16		1,98	1,97	1,95	1,83	1,78
Coûts totaux GDP Affaires	206,30	-	48,31	48,30	48,28	48,16	48,11
Coûts évités puissance fourniture	225,92		39,78	46,83	54,76	59,42	66,87
Coûts évités énergie nets de la perte de revenus	27,32		6,15	6,27	6,40	6,53	6,66
Coûts évités puissance distribution	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts évités puissance transport charge locale	131,57		0,00	0,00	53,14	54,20	55,28
Coûts évités totaux	384,81		45,93	53,10	114,30	120,15	128,81
TNT	178,51	-	(2,38)	4,80	66,01	71,99	80,70
Probabilité de présence			100,0%	97,0%	94,1%	91,3%	88,5%
TNT avec probabilité de présence	<b>162,86</b>	-	(2,38)	4,66	62,11	65,71	71,44

# 4. Analyses économiques révisées (suite)

Tableau AHQ-ARQ-6

Évaluation du TNT pour une adhésion de 5 ans au Programme débutant à l'hiver 2019-2020 (\$/kW 2018)

	VAN	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024
Appui financier - moyenne annuelle	299,37		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
Charges de commercialisation et exploitation	8,16		1,98	1,97	1,95	1,83	1,78
Coûts totaux GDP Affaires	307,53	-	71,98	71,97	71,95	71,83	71,78
Coûts évités puissance fourniture	225,92		39,78	46,83	54,76	59,42	66,87
Coûts évités énergie nets de la perte de revenus	27,32		6,15	6,27	6,40	6,53	6,66
Coûts évités puissance distribution	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Coûts évités puissance transport charge locale	131,57		0,00	0,00	53,14	54,20	55,28
Coûts évités totaux	384,81		45,93	53,10	114,30	120,15	128,81
TNT	77,28	-	(26,05)	(18,87)	42,34	48,32	57,03
Probabilité de présence			100%	100%	100%	100%	100%
TNT avec probabilité de présence	<b>77,28</b>	-	(26,05)	(18,87)	42,34	48,32	57,03

# CONCLUSION

- TNT positif (sur 5 ans) pour une adhésion annuelle au Programme pour l'hiver 2019-2020: 206,25 \$/kW.
- TNT positif (sur 5 ans) pour une adhésion de 5 ans au Programme débutant à l'hiver 2019-2020 (avec MAFM moins restrictif): 123,55 \$/kW.
- Recommandations du mémoire de l'AHQ-ARQ maintenues.