

Les implications de l'Entente HQ-Énergir

R-4169-2021

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

RAPPORT D'ANALYSE EXTERNE
DE PHILIP RAPHALS

POUR LE RNCREQ

LE 23 FÉVRIER 2022

Impacts tarifaires pour les clients d'HQD

PRI

Tableau 5. Périodes de retour d'investissement selon le niveau de subvention

	Sans subvention	Subvention 50%	Subvention 80%
UDT petite taille	24-26	12-13	5
UDT moyenne taille	14-16	7-8	3
UDT grande taille	12	6	2
Multihabitations 6 unités	16	8	3
Multihabitations 13 unités	24	12	5

Les subventions requises

☐ Surcoût basé sur les coûts de remplacement (Tabl. 47)

- coût biénergie moins coût « tout au gaz »
- Équivaut aux coûts du système électrique

			Générateur		% de la	appui
		Chaudière	d'air chaud	moyen	clientèle	financier
					visée	80%
	UDT petite taille	2,950	5,450	4,200	37%	1,243
	UDT moyenne taille	3,400	6,250	4,825	29%	1,119
	UDT grande taille	3,900	7,950	5,925	13%	616
	Multihabitations 6 unités	14,100		14,100	10.5%	1,184
	Multihabitations 13 unités	17,050		17,050	10.5%	1,432
	TOTAL/MOYEN PONDÉRÉ				100%	5,595

☐ Appui financier de 80 % des surcoûts, pour atteindre un PRI de 5 ans

Appuis financiers nets et réductions GES

□ Avec nouvelle contribution du SITÉ

<i>Tableau 8, révisé (avec SITÉ +)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Nombre de clients convertis (000) annuel	7	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.8	65
Réduction d'émissions GES (kt)	23	46	69	92	115	138	161	184	207	207
Appui financier (M \$)	37	38	39	39	40	41	42	43	44	363
moins apport PEV (M\$)	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-225
Appui financier net (M \$)	12	13	14	14	15	16	17	18	19	138

□ Sans nouvelle contribution du SITÉ

<i>Tableau 8, révisé (sans SITÉ +)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Nombre de clients convertis (000) annuel	7	6.8	6.9	7.1	7.2	0.9	0.9	0.9	0.9	38
Réduction d'émissions GES (kt)	23	46	69	92	115	117	118	120	122	122
Appui financier (M \$)	37	38	39	39	40	5	5	5	5	214
moins apport PEV (M\$)	-25	-25	-25	-25	-25	0	0	0	0	-125
Appui financier net (M \$)	12	13	14	14	15	5	5	5	5	89

Le compte réglementaire et son amortissement

<i>Tableau 10, révisé (avec SITÉ +)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Nombre de clients convertis (000) annuel	6.6	6.8	6.9	7.1	7.2	7.3	7.5	7.6	7.8	65
Appui financier (M \$)	37	38	39	39	40	41	42	43	44	363
moins apport SITÉ (M \$)	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-225
Appui financier net HQD (M \$)	12	13	14	14	15	16	17	18	19	138
Solde du compte réglementaire (M \$)	12	26	40	54	68	82	96	111	125	125
Amortissement (M \$)	0	1	3	4	5	7	8	10	11	49

Interaction avec la mécanique tarifaire

<i>Tableau 14, révisé (avec SITÉ +)</i>	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	7	7	7	7	7	7	7	8	8	65
Volumes totaux convertis (Mm3)	12	24	37	49	61	73	85	97	110	548
Contribution GES annuelle (M \$)	3	6	10	13	17	20	24	28	32	154
Amortissement (M \$)	0	1	3	4	5	7	8	10	11	49
Coûts totaux selon l'Entente (M \$)	3	7	12	17	22	27	33	38	44	203
Contribution GES récupérée en tarifs (M \$)	0	0	0	17	17	18	18	18	44	132
Contribution GES non récupérée en tarifs (M \$)	3	7	12	0	5	9	15	20	0	71

Sommaire 2022-2041

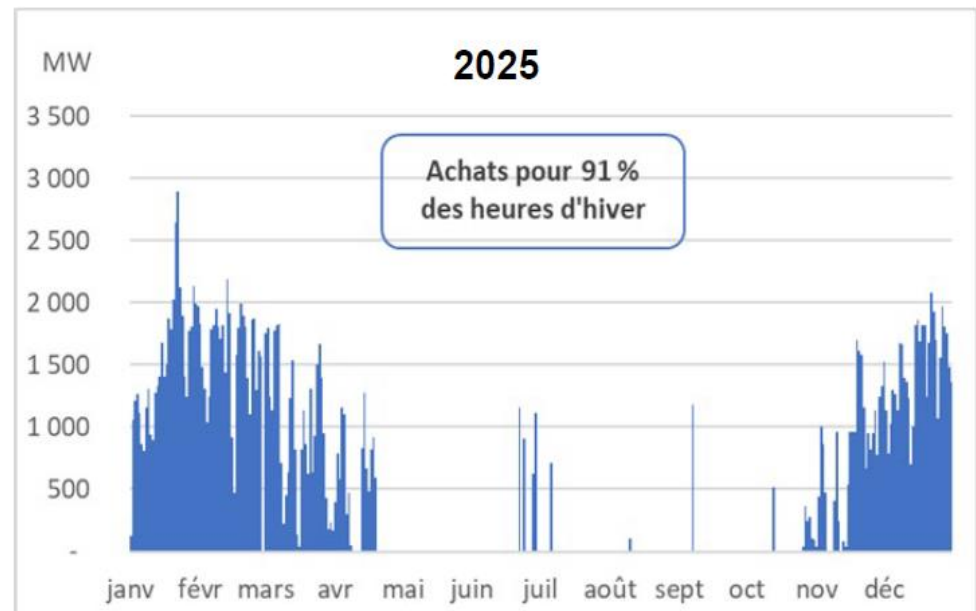
- Conversions 2022-2030 (65 000 clients résidentiels)
- Contributions GES de 290 M \$
- Appuis financiers d'HQD de 138 M \$
- Coûts totaux d'HQD de 446 M \$ (y compris amortissement)
- Solde non amorti de 67 M \$

<i>Tableau 16, révisé (avec SITÉ +)</i>	2022	2023	2024	...	2029	2030	...	2038	2039	2040	2041	Total
Nombre de clients convertis (000) (annuel)	7	7	7		8	8						65
Contribution GES (M \$)	3	6	10		28	34		28	24	21	17	479
Appui financier HQD (M \$)	12	13	14		18	19		0	0	0	0	138
Solde du compte réglementaire (M \$)	12	26	40		111	125		80	75	71	67	67
Amortissement (M \$)	0	1	3		10	11		9	8	8	7	156
Coûts totaux de l'Entente HQD (M \$)	3	7	12		38	45		36	32	29	25	635
Coûts de l'Entente récupérée en tarifs (M \$)	0	0	0		18	45		47	48	48	25	623
Coûts de l'Entente non récupérée en tarifs (M \$)	3	7	12		19	0		-10	-15	-19	0	12

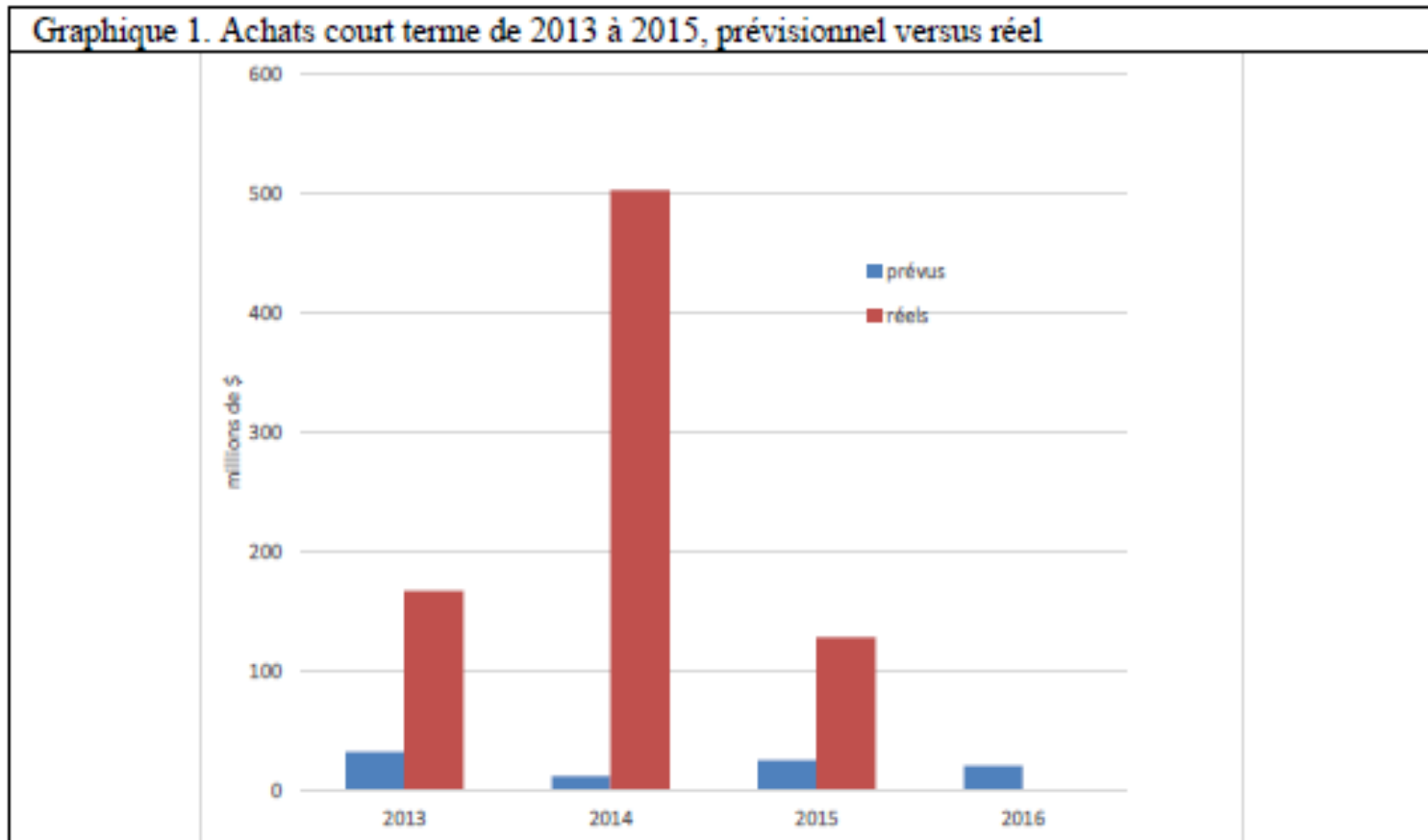
Coûts marginaux

Coûts marginaux et achats de court terme

Énergie (¢/kWh)			
Année de référence :		2022	
Tarif	Usage	Court terme	Long terme
Tarif D	Espace	4.39	9.00
Tarif D	Eau	4.03	9.16
Tarif G	Espace	4.31	8.94
Tarif G	Autres	3.98	9.16
Tarif M	Espace	4.32	8.97
Tarif M	Autres	4.04	9.21



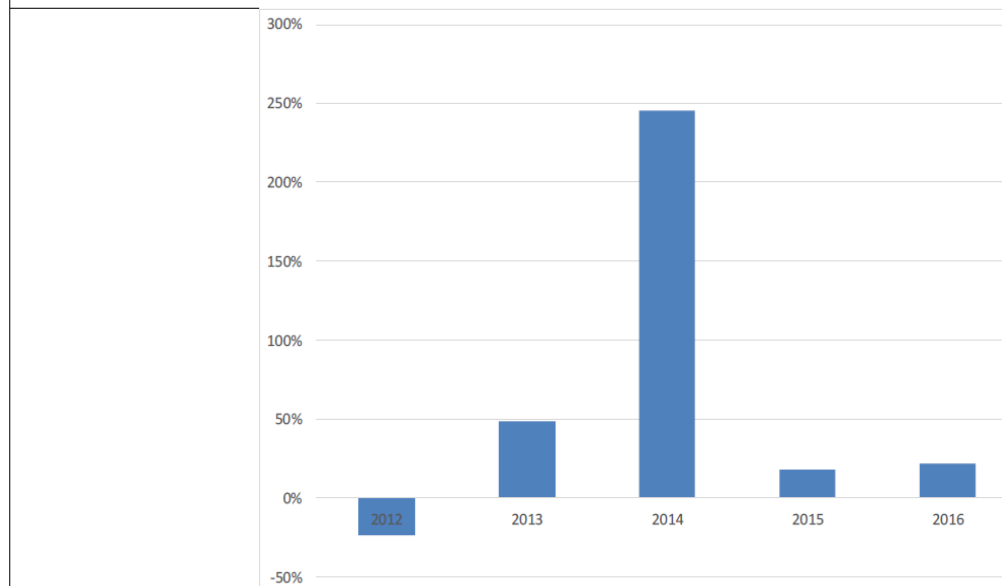
Achats court terme historiques



R-3933-2015, C-RNCREQ-0016, p. 5 de 46.

ACT - Coûts unitaires historiques

Graphique 3. Écart de coûts unitaires, achats de court terme, réel vs. estimé



R-4011-2017, C-RNCREQ-0020, p. 12

□ R-4110-2018, phase 1 (en délibéré)

- Deux propositions pour améliorer l'estimation des coûts évités en hiver

Conclusions – Achats de court terme

- ❑ Les estimations des impacts tarifaires de l'Entente sont très sensibles aux coûts marginaux en énergie
 - Si les coûts marginaux sont sous-estimés, l'impact tarifaire réel d'HQD serait plus élevé
 - Les faiblesses de la méthode traditionnelle pour fixer ces coûts évités bien connues
 - « on ne peut s'appuyer sur le passé afin de tirer des conclusions quant à l'avenir » (B-0066, p. 26)
- ❑ Étant donné l'incertitude par rapport aux coûts marginaux d'HQD, les prévisions d'impact tarifaire ne sont pas fiables

Conclusions

- ❑ Higgins: Dossier pas mûr pour traitement réglementaire
- ❑ Plusieurs difficultés au présent dossier
 - Manque de données
 - Confusion entre prévision et potentiel
 - Absence d'une perspective globale sur l'ensemble de l'Entente
- ❑ Espérons que la prochaine phase permettra d'apprécier pleinement les impacts de l'Entente