

# ANALYSE THERMO-ECONOMIQUE D'UNE INSTALLATION GÉOTHERMIQUE POUR LE SECTEUR RESIDENTIEL SELON L'IMPLANTATION GÉOGRAPHIQUE

Mathieu **LE DÛ**<sup>a,b\*</sup>, Roxanne **MARQUIS**<sup>a</sup>, Jérémy **BROSSARD**<sup>a</sup>, Daniel **ROUSSE**<sup>b</sup>

<sup>a</sup> École de Technologie Supérieure, Montréal, Canada

<sup>b</sup> Chaire Industrielle T3E, École de Technologie Supérieure, Montréal, Canada

---

## RÉSUMÉ

L'intérêt pour les énergies propres va en augmentant et la tendance est fortement influencée par les retombées économiques des installations. Cette étude propose une analyse thermo-économique d'une habitation individuelle canadienne standard d'une superficie de plancher chauffée de 130 m<sup>2</sup>, et équipée d'un système géothermique individuel pour le chauffage et la climatisation. Des simulations sont effectuées avec le logiciel RETScreen pour quatre grandes villes canadiennes : Halifax, Montréal, Toronto et Vancouver. Pour les configurations étudiées, il est montré que les coûts des énergies conventionnelles, variables selon les provinces canadiennes, influent fortement sur la rentabilité financière d'un projet et n'incite pas toujours à se tourner vers ce type d'énergie renouvelable. Pour Halifax, la rentabilité financière est assurée en moins de sept années. Pour Montréal et Vancouver la durée est respectivement autour de 12 et 17 ans, alors que pour Toronto le retour sur l'investissement n'est jamais atteint si l'on considère une durée de vie du projet de 22 ans. Ces résultats montrent l'importance de sélectionner les technologies et les incitatifs financiers en fonction des conditions locales afin de promouvoir ces sources d'énergie plus respectueuses pour l'environnement.

**Mots Clés :** Analyse thermo-économique, géothermie, chauffage et refroidissement, utilisation directe, énergies renouvelables, résidentiel

---

## NOMENCLATURE

### Symboles :

COP	Coefficient de performance	GSHP	Ground Source Heat Pump (pompe à chaleur géothermique)
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone	RHC	Rapport Chauffage/Climatisation
DDH	Degrés-Jour de chauffage	TRAM	Taux de Rendement Acceptable Minimum
DDC	Degrés-Jour de climatisation	TRI	Taux de Rendement Interne (%)
Élec.	Électricité	VAN	Valeur Actualisée Nette d'énergie (%)
ESC	Eau Chaude Sanitaire	MWt	Mégawatt thermique
GES	Gaz à Effet de Serre		

---

## 1. INTRODUCTION

L'utilisation de l'énergie géothermique pour des applications non électriques telles le chauffage ou le refroidissement date du XIX<sup>e</sup> siècle. Aujourd'hui, la géothermie est la source thermique d'applications en agriculture, aquaculture, chauffage en réseau urbain ou encore pour le chauffage et refroidissement dans les secteurs résidentiel et industriel. L'intérêt pour cette source d'énergie va en grandissant, car l'impact environnemental est plus faible que celui des sources épuisables d'énergies conventionnelles [1]. Aussi, la

production est assurée à un taux qui pourrait être maintenu pour une longue période, de 100 à 300 ans [2]. Les systèmes géothermiques contribuent donc à être efficaces afin de parvenir à un développement durable et les avantages d'un système géothermique sont multiples: simple, sécuritaire, adaptable, capable de répondre à une charge de manière continue, variable ou pour le pic [3].

La prise de conscience de ces avantages augmente la popularité de la géothermie utilisant la chaleur du sol de façon directe, c'est-à-dire autrement que pour la

\* auteur correspondant

Adresse électronique : [mathieu@t3e.info](mailto:mathieu@t3e.info)

production d'électricité. Dans le monde, entre 2005 et 2010, la capacité totale de pompes géothermiques installées pour l'utilisation directe a augmenté de 72 %, un taux croissance annuel de 11,4 % et portant à 48 483 MWt la capacité totale. Au Canada, il est estimé que 50 000 systèmes résidentiels et 5000 systèmes commerciaux sont actuellement installés. La capacité installée au Canada en 2010 était de 1126 MWt, pour une utilisation de 8873 TJ/an (soit 24,65 TWh/an) [4].

Les installations sont disponibles en unité individuelle et en système de réseaux qui s'appliquent pour plusieurs entités par exemple le chauffage en réseau urbain. Pour les unités individuelles étudiées dans cet article, la capacité moyenne des installations est comprise entre 5,5 kW pour le résidentiel à 150 kW pour les installations commerciales et institutionnelles. Au Canada, la valeur moyenne des installations résidentielles est de 12,2 kW [4].

En 2008, la consommation d'énergie attribuée au secteur résidentiel au Canada était de 17 %. Les besoins énergétiques des ménages coûteraient environ 306 milliards de dollars annuellement, sachant que 80 % de l'énergie est utilisée pour le chauffage de l'espace et de l'eau [5]. Ces données incitent donc au niveau national à se tourner vers des énergies plus propres et moins coûteuses, d'autant plus que le potentiel géothermique canadien est important [6].

Cependant, certains obstacles subsistent. Sur le plan énergétique, tout projet doit prendre en considération la nature du site géologique, car la capacité de production en dépend énormément [2]. Sur le plan économique, la diffusion de cette technique dépendra beaucoup de sa rentabilité financière, qui est tributaire du coût des énergies conventionnelles et des incitations financières gouvernementales [7]. Il est certain que ces aspects varient selon la situation géographique des installations. Le coût des installations est souvent trop élevé pour le consommateur moyen, d'où la nécessité d'utiliser des incitatifs gouvernementaux[4].

La connaissance des avantages et des limites des énergies propres comme la géothermie est nécessaire pour les promouvoir. Des outils tels RETScreen, un logiciel de simulation de projets en énergie propre d'Environnement Canada [8], sont à disposition pour aider au travail des concepteurs et des décideurs. RETScreen permet de simuler les principales caractéristiques énergétiques et financières d'un projet. Pour le secteur résidentiel, une étude récente de 2010 présente une analyse comparative pour la ville d'Halifax à l'aide de RETScreen sur les différentes technologies propres qui peuvent équiper une ou plusieurs habitations (Olivier et Groulx [7]). Il apparaît clairement dans cette étude que la rentabilité financière d'un projet dépend fortement du type de technologie, de son application à grande ou petite échelle et des incitations financières gouvernementales.

L'étude présentée dans cet article propose de comparer la rentabilité financière selon la localisation géographique d'une habitation standard équipée du même système géothermique individuel [7]. Les simulations sont effectuées à l'aide de RETScreen pour quatre grandes villes du Canada : Halifax, Montréal, Vancouver et Toronto. L'article présente dans un premier temps l'habitation étudiée, le cadre géographique et les paramètres financiers nécessaires à la simulation. Ensuite, les résultats économiques et énergétiques sont présentés pour chaque cas ainsi qu'une analyse du potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

## 2. MÉTHODOLOGIE

### 2.1. Cadre de l'étude

La méthodologie utilisée se base sur une maison standard isolée et équipée d'un système géothermique individuel de production de chaleur et de froid. Les systèmes géothermiques sont constitués de pompes à chaleur alimentées à l'électricité et couplées à des échangeurs de chaleur dans le sol ainsi que dans l'habitation. La pompe à chaleur tire de la chaleur à basse température du sol durant les mois d'hiver et l'utilise pour chauffer l'habitation. Le système est réversible et permet de refroidir ce même espace durant les mois d'été. Trois configurations d'implantation de l'échangeur thermique dans le sol existent : verticale, horizontale, ou oblique. Du fait de sa popularité et de son efficacité, le système choisi dans cette étude est un système à boucle fermée verticale, qui s'adapte mieux en zone urbaine dense telle que les villes choisies, car il nécessite moins d'espace pour l'installation. Ce système s'adapte donc à un plus large éventail de sol [9].

Il est possible d'ajouter un préchauffeur d'eau chaude sanitaire (*desuperheater*) au système géothermique aussi appelé GSHP (*Ground Source Heat Pump*). Le préchauffeur s'apparente à un échangeur thermique qui utilise la boucle géothermique pour chauffer l'eau qui circule dans une boucle reliée au réservoir d'eau chaude sanitaire. Le schéma de principe est donné sur la figure 1.

Généralement, le préchauffeur ne peut pas remplacer un réservoir d'eau chaude classique, mais s'utilise pour chauffer une portion de l'eau chaude sanitaire [9]. Les modèles présentés dans cette étude sont dotés d'un préchauffeur et la portion attribuée pour le chauffage de l'eau chaude sanitaire est de 25 % pour chacun des quatre cas.

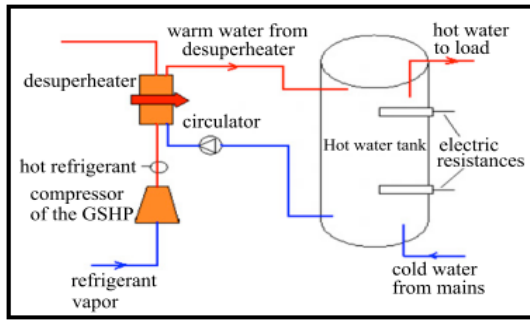


Figure 1 : Préchauffage de l'eau chaude sanitaire [6]

L'habitation considérée pour l'analyse des villes d'Halifax, Montréal, Toronto et Vancouver a une superficie de plancher chauffée de 130 m<sup>2</sup>. Cette valeur est la moyenne des standards de ces quatre villes selon l'enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages de 2007 [10]. Les données utilisées pour la valeur moyenne de superficie de plancher chauffée selon la localisation sont présentées dans le tableau 1.

Tableau 1 : Superficies de plancher chauffées [10]

Localisation	Superficie moyenne de plancher chauffée (m <sup>2</sup> )
Montréal (Québec)	111
Halifax (Atlantique)	130
Toronto (Ontario)	136
Vancouver (Colombie-Britannique)	143
<b>Moyenne</b>	<b>130</b>

## 2.2. Paramètres environnementaux

Les climats sont différents selon la situation géographique. Les charges de chauffage et de refroidissement calculées par le logiciel dépendent des principales caractéristiques environnementales données pour chaque ville dans le tableau 2. La figure 2 montre les charges de chauffage et de refroidissement pour la ville de Montréal et permet de vérifier les prédictions sur la charge de chauffage, nettement supérieure à la charge de refroidissement. Pour illustrer ce point, un ratio entre les degrés-jours de chauffage (DDH) et les degrés-jours de climatisation (DDC) a été calculé.

Les charges à couvrir par le système géothermique en chauffage et en refroidissement sont données dans le tableau 3. Pour le chauffage, la charge varie de 55 W/m<sup>2</sup> pour Vancouver à 70 W/m<sup>2</sup> pour Montréal et dans le cas du refroidissement entre 37,5 W/m<sup>2</sup> pour Halifax à 40 W/m<sup>2</sup> pour Toronto [8]. Les caractéristiques de base du système dans les quatre cas sont les suivantes : un coefficient de performance (COP) égal à 3,1 [8], un rendement saisonnier égal à 300 % [8] et une portion d'ESC chauffée par le préchauffeur de 25 %.

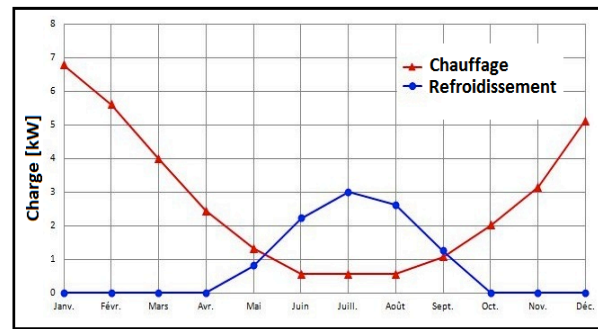


Figure 2 : Charge de chauffage et de refroidissement pour Montréal [8]

Tableau 2 : Données environnementales [8]

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Température de l'air [°C]	6.1	6.2	9.9	8.3
Température du sol [°C]	5.2	8	6.3	7.5
Rayonnement solaire quotidien (horizontal) [kWh m <sup>-2</sup> j <sup>-1</sup> ]	3.52	3.4	3.34	3.67
Degrés-jours de chauffage [°C-j]	4457	4334	2955	3738
Degrés-jours de climatisation [°C-j]	1091	763	803	1234
Ratio DDH/DDC	4,09	5,68	3,68	3,03

Tableau 3 : Valeurs d'entrée pour la simulation [8]

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Charge de chauffage du bâtiment [W/m <sup>2</sup> ]	70	65	55	64
Charge de climatisation du bâtiment [W/m <sup>2</sup> ]	39,5	37,5	36,5	40

## 2.3. Paramètres financiers

Chaque ville canadienne privilégie un type de combustible pour le chauffage et le refroidissement. Comme l'indique le tableau 4, pour le chauffage Montréal privilégie l'électricité (rendement saisonnier de 100 %), Halifax le mazout (rendement saisonnier de

60 %) alors que le gaz naturel est privilégié pour Vancouver et Toronto (rendement saisonnier de 60 %) [10] [11]. En refroidissement, ces quatre villes utilisent principalement l'électricité [10].

Les coûts en combustible de référence diffèrent fortement entre les quatre villes. En rapportant les valeurs en \$/GJ pour le chauffage, les coûts sont les plus importants pour Halifax avec 25,51 \$/GJ [12], suivi de Montréal avec 20,38 \$/GJ [13], Vancouver avec 14,33 \$/GJ [14] puis enfin Toronto avec 10,56 \$/GJ [15]. En refroidissement, les coûts en électricité sont les plus importants pour Halifax et Toronto (près de 40 \$/GJ) et les coûts sont deux fois moins importants pour Montréal et Vancouver (près de 20 \$/GJ) [12-15]. Ces valeurs amènent à penser qu'en termes de rentabilité économique, des différences sont à prévoir entre les quatre villes.

Tableau 4 : Paramètres financiers variables

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Combustible utilisé - cas de référence en chauffage [10]	Élec.	Mazout	Gaz Naturel	Gaz naturel
Rendement saisonnier - combustible de référence [%] [10][11]	100	60	60	60
Coût du combustible de référence \$/GJ	0,0734 [13]	1,065 [12]	14,33 [14]	0,4 [15]
	20,38	25,51	14,33	10,56
Combustible utilisé - cas référence en climatisation et pour le cas proposé [10]	Élec.	Élec.	Élec.	Élec
Coût du combustible proposé [\$ kWh] [13]	0,0734	0,1427	0,071	0,1386
	20,38	39,62	19,72	38,49

Les coûts de l'énergie sont soumis aux aléas du marché et la rentabilité d'un projet en dépend. Différents taux économiques aident à évaluer cette rentabilité, comme ceux présentés dans le tableau 5. Pour réaliser la simulation, il importe de considérer un taux d'indexation des combustibles. Il s'agit d'une prévision du taux annuel moyen d'augmentation du coût évité des combustibles du cas de référence et du cas proposé pendant la durée de vie du projet. Il peut ainsi

s'appliquer aux coûts des combustibles un taux d'indexation différent du taux moyen général d'inflation. Selon le logiciel [8], les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent actuellement des taux d'indexation des combustibles à long terme variant entre 0 et 5 %, la plage de 2 à 3 % étant la plus fréquemment retenue [8]. Le taux d'indexation a donc été choisi à 2,5% pour l'étude.

L'inflation prévue en Amérique du Nord pour les 25 prochaines années est de l'ordre de 2 à 3 %. [8]. Un taux d'inflation a donc été choisi à 2,5 % et correspond au taux d'inflation moyen annuel prévu pour la durée de vie du projet.

Le taux d'actualisation (en %) est le taux utilisé pour actualiser les flux monétaires annuels futurs, afin d'obtenir leur valeur actualisée en dollars d'aujourd'hui. Le taux d'actualisation, utilisé pour atteindre la viabilité financière, est aussi appelé « Taux de Rendement Acceptable Minimum (TRAM) », « Taux Limite de Rentabilité » ou « Taux de Rendement Requis ». Le modèle utilise le taux d'actualisation pour calculer les économies annuelles sur la durée de vie du projet. Les compagnies d'électricité nord-américaines utilisent généralement des taux d'actualisation variant de 3 à 18 %, la plage de 6 à 11 % étant la plus fréquemment retenue [8]. Ce taux a été établi à 9 % dans cette étude, soit une valeur intermédiaire comprise dans les plages habituelles.

Selon les charges de chauffage et de climatisation, il est possible grâce au logiciel de déterminer la capacité requise de l'installation géothermique. Étant donné le climat canadien, la capacité en chauffage est le critère dominant de sélection de la thermopompe. La base de données de RETScreen propose plusieurs modèles de pompes géothermiques. Pour ce projet la pompe VLV/VXV042\*0 de Waterfurnace d'une capacité de 8 kW avec un COP de 3,1 a été retenue comme la pompe équipant les habitations des quatre villes canadiennes [8], car c'est celui choisi dans l'étude de référence. [7] Les coûts principaux liés à l'installation de cette pompe sont présentés dans le tableau 5 : le forage coûte 13 082 \$ et la thermopompe 3 390 \$ [7] [8]. À ces frais, il faut ajouter des coûts d'entretien annuel établis à 200 \$/an [16], des frais imprévus à hauteur de 10 % du montant total [8] et le remplacement de la pompe (3 390 \$) au bout de la quinzième année du projet [17]. La durée de vie du projet est établie à 22 ans [18], soit la même durée que celle de l'étude pour Halifax [7].

Pour plus de visibilité par rapport aux résultats, les coûts incitatifs des gouvernements ont été volontairement omis dans l'analyse pour extraire uniquement les coûts des énergies renouvelables et insister sur l'influence des coûts des énergies conventionnelles.

Tableau 5 : Paramètres financiers communs

Taux d'indexation des combustibles [%] [8]	2,5
Taux d'inflation [%] [8]	2,5
Taux d'actualisation [%] [8]	9
Durée de vie du projet [an] [7] [18]	22
Coût du forage [\$] [7]	13 082
Coût de la thermopompe [\$] [7]	3 390
Frais imprévus [%] [7]	10
Coût d'entretien annuel [\$ / an] [16]	200
Remplacement de la thermopompe [an] [17]	15

### 3. RÉSULTATS

#### 3.1. Rentabilité financière

Cette partie vise à utiliser les résultats obtenus sous le logiciel RETScreen afin d'évaluer la rentabilité de l'implantation du système géothermique selon les villes d'Halifax, Montréal, Toronto et Vancouver. Il s'agit de présenter des critères décisionnels qui permettent d'évaluer l'intérêt ou non d'installer ce type d'installation.

Pour les quatre villes considérées dans l'étude, les frais d'investissement d'un système géothermique seront sensiblement les mêmes. En effet les coûts de forage, de la pompe et des imprévus restent dans le même ordre de grandeur entre les différentes localisations. Ainsi, cette étude suppose que dès la première année, le résident devra déboursier 18 119 \$ pour l'implantation du système [7] [8].

Afin d'analyser l'intérêt financier de la géothermie, il convient d'observer dans un premier temps le retour sur investissement. Il est évident que plus les frais d'investissement seront rapidement couverts, plus vite le flux monétaire sera positif, permettant ainsi de faire des économies. Par l'intermédiaire de RETScreen, il est possible de simuler l'évolution du flux monétaire au cours des 22 années du cycle de vie du produit. Le relevé des courbes est présenté sur les figures 3 à 6 et le tableau 6 présente la synthèse de ces résultats.

Tableau 6 : Résultats financiers

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Retour sur les capitaux propres [An]	17,17	6,4	12,7	>22
Flux monétaire après 22 ans [\$]	7 366	52 849	12 326	-17 309

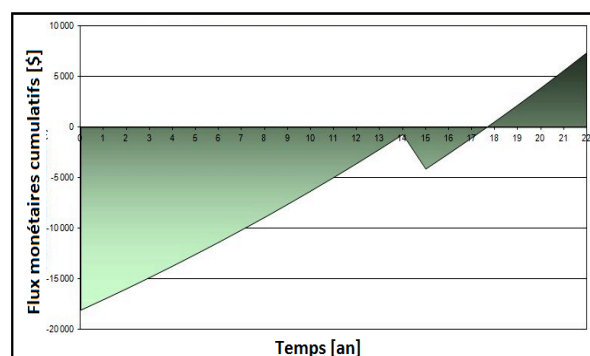


Figure 3 : Flux monétaires pour Montréal

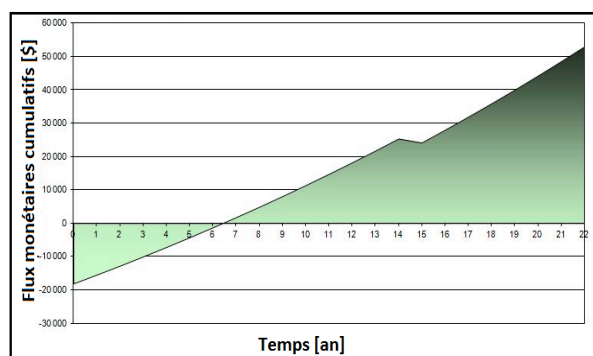


Figure 4 : Flux monétaires pour Halifax

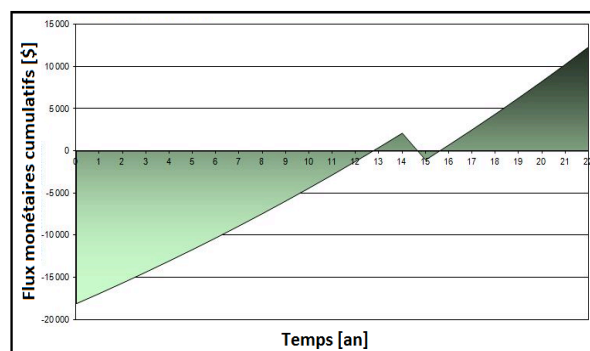


Figure 5 : Flux monétaires pour Vancouver

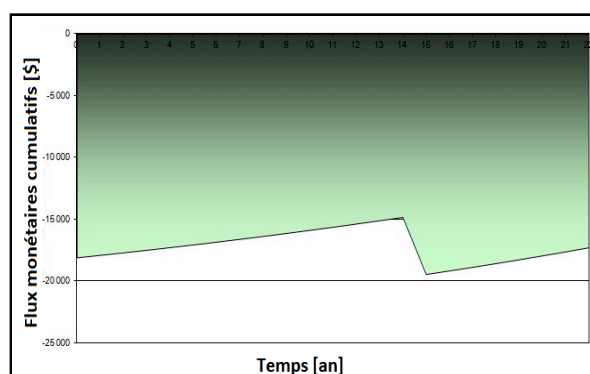


Figure 6 : Flux monétaires pour Toronto

Au regard des résultats exposés précédemment, il est possible d'annoncer une première conclusion rapide pour les villes de Toronto et Halifax.

Toronto présente un retour sur les capitaux propres supérieur à 22 ans et un flux monétaire à la fin du cycle de vie qui indique une perte financière considérable de 17 309 \$, ce qui veut dire que les frais d'investissements ne seront jamais remboursés. La ville de Toronto semble très peu propice à l'installation de système géothermique. Au contraire, Halifax présente des résultats inverses. Les frais d'investissements sont remboursés en moins de 7 ans et les gains après 22 ans de fonctionnement s'élèvent à 52 849 \$. Ce résultat confirme ceux de l'étude d'Olivier et Groulx [7].

Les cas de Montréal et Vancouver sont à première vue un peu plus mitigés. Les retours sur les capitaux propres sont relativement longs et s'effectuent respectivement en 17,2 et 12,7 années. Les gains finaux sont de 7 366 \$ et 12 326 \$, ce qui est acceptable, mais ne permet pas une marge d'erreur considérable en cas d'imprévu. À cette étape de l'étude, l'implantation dans ces deux zones géographiques semble possible, mais sans être exceptionnellement performante.

Pour expliquer ces premiers résultats, considérons le rapport chauffage/climatisation (RHC) entre les degrés-jours de chauffage (DDH) et à ceux de climatisation (DDC). Pour Toronto ce rapport est de 3,03 alors que pour Vancouver, Montréal et Halifax il est de 3,68 ; 4,09 et 5,68, respectivement. Ainsi, la géothermie semble a priori intéressante économiquement à l'endroit où le chauffage domine la climatisation et inversement. Dans le cas de la climatisation électrique en été, quelque soit le mode de chauffage, le rapport DJH/DJC constitue un critère simple qui pourrait amener le consommateur à prendre une décision :  $RHC < 3,5$  favorable ;  $RHC > 5,0$  favorable. Ce n'est certes qu'une première approche qui ne tient aucun compte des caractéristiques du bâtiment ni des coûts et des sources d'énergie pour le chauffage, mais elle a le mérite de caractériser un site ou un projet.

### 3.2. Critères décisionnels

Investir dans un projet comprend toujours une certaine part de risque. Il est bien souvent difficile de prévoir avec exactitude l'évolution des paramètres financiers (inflation, taux de placement ...) influençant directement le flux monétaire d'un projet au cours du temps et donc sa rentabilité. De plus, d'un point de vue purement lucratif plutôt que d'investir directement cet argent dans un tel projet, il est parfois plus simple et pratiquement aussi rentable de placer la somme d'argent dans un autre véhicule financier. Cette solution présente l'avantage de minimiser les risques.

Il existe des outils tenant compte des fluctuations financières, permettant d'évaluer au mieux quel est le meilleur choix possible. Tout d'abord le taux d'actualisation (TRAM) présenté dans la partie Méthodologie exprime en pourcentage la rentabilité

minimale que les décideurs désirent. Évidemment, en fixant une rentabilité élevée les investisseurs sont moins vulnérables en cas d'imprévu. Finalement, ce pourcentage représente la valeur décisionnelle pour déterminer si le projet sera acceptable ou non sur le plan financier. Typiquement, pour un investissement dans le milieu résidentiel, le taux d'actualisation est aux alentours de 10 % [8]. Ainsi, dans la simulation RETScreen un taux d'actualisation de 9 % a été choisi.

Une valeur charnière du taux d'actualisation est communément appelée le taux de rendement interne (TRI). Cette valeur est calculée à partir du coût d'investissement, des économies que celui-ci génère ainsi que des taux d'inflation et d'indexation des combustibles. Le pourcentage obtenu désigne donc le potentiel de rentabilité du projet. Tous les projets pour lesquels le TRI est supérieur ou égal au TRAM seront donc recommandables financièrement.

De plus, la valeur actualisée nette (VAN) s'exprime en dollars et permet de prévoir les surplus réalisés par rapport aux taux d'actualisation. Notons que la VAN est positive lorsque le TRI est supérieur au TRAM, et inversement.

Enfin, une donnée supplémentaire a été ajoutée : les économies annuelles sur la durée de vie qui permettent d'appréhender en moyenne, les économies réalisées chaque année sur la durée de vie du projet.

Le tableau 7 ci-dessous rend compte des résultats de retour sur investissement obtenus sous RETScreen pour les quatre villes considérées. La VAN, le TRI et les économies annuelles moyennes y sont présentés.

Tableau 7 : Retour sur investissement pour TRAM=9%

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
VAN [\$]	-7 455	52 849	-5 494	-17 206
TRI [%]	3,1	15,6	4,8	-16,1
[\$/an]	-789	1 114	-582	-1 822

Les données présentées ci-dessus sont assez explicites, seule Halifax est économiquement viable pour l'installation d'un système géothermique. Outre le fait qu'elle soit l'unique ville à obtenir une VAN et des économies annuelles sur la durée de vie positives, elle possède un TRI de 15,6 %, ce qui est bien au-delà des 9 % fixés. La prise de risque lors de l'investissement est donc minime. Il en découle des économies annuelles moyennes sur la durée de vie importantes, à hauteur de 1 114 \$/an.

À contrario, Montréal et Vancouver possèdent une VAN négative et un TRI faible, respectivement de 3,1 % et 4,8 %. De plus, les économies annuelles sur la durée de vie sont négatives. Cependant, cela ne signifie pas que ces projets entraînent une perte d'argent. En effet on rappelle que les retours sur investissement s'effectuent en 12,7 et 17,2 années. Ils ne fonctionnent

donc pas à perte, mais il serait recommandable de trouver un autre projet où investir son argent avec un seuil de 9 %.

Enfin, l'étude du retour sur investissement écartait déjà Toronto, puisque le projet n'était jamais rentabilisé. Ainsi, le TRI négatif de -16,1 %, la VAN de -17 206 \$ et les économies annuelles sur la durée de vie reflètent une perte annuelle de 1 822 \$/an, rejoignant ainsi les premières conclusions de non-faisabilité du projet.

### 3.3. Comparaison avec les sources d'énergie conventionnelles

Les études précédentes mettent en valeur des résultats très différents selon les villes considérées. L'explication de telles différences se trouve principalement dans le coût du combustible de référence à l'année, comparé à celui proposé. Le tableau 8 récapitule ces informations et la figure 7 présente une comparaison des coûts à l'année.

Tableau 8 : Coûts des combustibles

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Combustible utilisé - cas de référence (chauffage) [10]	Électricité	Mazout	Gaz Naturel	Gaz naturel
Coût du combustible de référence \$/GJ	0,0734 [13]	1,065 [12]	14,33 [14]	0,4 [15]
Coût du combustible proposé (électricité) [\$/kWh] [13]	0,0734	0,1427	0,071	0,1386
Coût du combustible de référence à l'année [\$]	2 029	4 251	2 099	1 803
Coût du combustible utilisé à l'année [\$]	801	1 486	704	1 410
Marge réalisée sur le coût du combustible à l'année [\$]	1 228	2 765	1 395	393

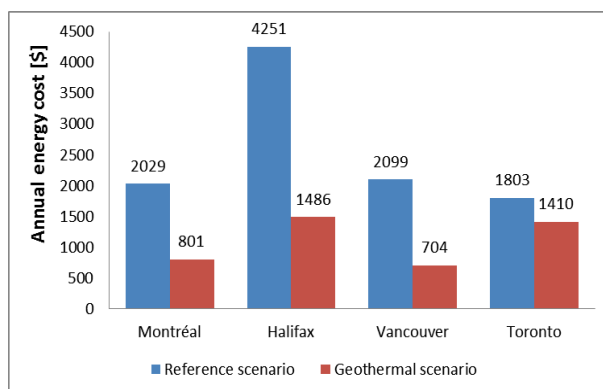


Figure 7 : Comparaison des coûts annuels avec les combustibles de références

Le combustible de référence le plus utilisé à Halifax est le mazout. Or, ce combustible est onéreux et possède un rendement de seulement 60 %. Ce qui explique que le coût du combustible de référence atteigne un coût élevé de 4 251 \$/an. Ainsi, malgré le prix élevé de l'électricité (0,1427 \$/kWh), l'installation d'une pompe géothermique fait chuter le coût du combustible annuel utilisé à 1486 \$. Le gain réalisé par année est alors de 2 765 \$. Le retour sur les capitaux propres est alors vite atteint (6,4 an) et le flux monétaire devient rapidement positif ce qui permet au projet d'avoir en moyenne sur son cycle de vie 1 114 \$ économisés chaque année.

À Toronto, les conditions financières ne favorisent pas l'implantation des systèmes géothermique. D'une part, le gaz naturel est relativement bon marché, de ce fait le coût annuel du combustible de référence est peu onéreux (1 803 \$). D'autre part, le prix élevé de l'électricité (0,1386 \$/kWh) ne permet pas de réaliser d'importantes économies lors de l'installation d'une pompe géothermique. Ainsi, le gain acquis avec le nouveau système n'est que de 393 \$/an, le retour sur investissement n'est alors jamais obtenu.

Vancouver et Montréal présentent à nouveau un cas similaire. Que ce soit le gaz naturel concernant Vancouver ou l'électricité pour Montréal, le coût à l'année du combustible de référence est bon marché et n'est guère plus élevé que 2 000 \$. Avec l'implantation du système géothermique, une économie d'environ 1 200 \$ pour Montréal et de 1 395 \$ pour Vancouver est réalisée. Cependant, même si un gain est réalisé, celui-ci n'est pas suffisamment important pour obtenir une VAN positive. Le système reste valable puisque suite à son implantation un retour sur investissement est bien obtenu. Placer cet argent ailleurs aurait cependant permis de faire plus de bénéfice. Il s'agit pour le consommateur de déterminer si ses convictions écologiques sont suffisamment grandes vis-à-vis de l'aspect lucratif pour investir dans l'implantation d'un tel système.

En effet, RETScreen permet de déterminer l'impact du projet sur les émissions de GES (Gaz à Effet de Serre). La figure 8 permet de visualiser la réduction des émissions en tonnes équivalentes de CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>). Les résultats sont présentés pour Halifax, Toronto et Vancouver. L'électricité étant principalement produite par de l'énergie hydroélectrique ou éolienne pour Montréal, l'implantation d'un système géothermique n'a pas d'influence significative sur la réduction des émissions de GES.

Les résultats montrent une réduction importante de 9 tCO<sub>2</sub> par année pour Halifax, car le combustible de référence est le mazout qui est très polluant. Pour Vancouver et Toronto, la réduction se situe autour de 5 tCO<sub>2</sub> par année. Ces réductions montrent l'avantage environnemental de l'utilisation de la géothermie pour le chauffage et le refroidissement.

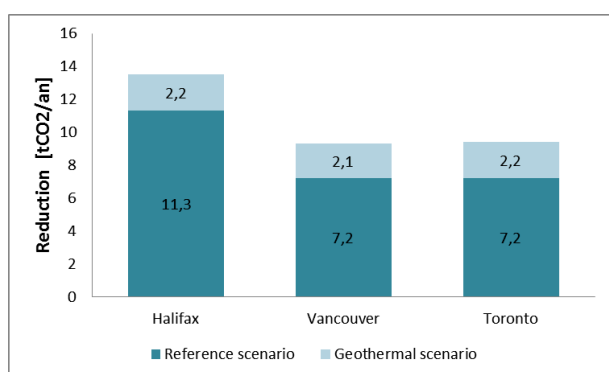


Figure 8 : Comparaison des émissions annuelles avec les combustibles de références

En somme, les retombées économiques d'un système géothermique dépendent non seulement du coût de l'électricité qui servira à alimenter la pompe, mais aussi du coût du combustible de référence. En effet moins le coût du combustible de référence est dispendieux plus la rentabilité d'un tel système sera difficile à obtenir.

Ainsi, trois cas distincts se sont dégagés au travers de notre étude. Tout d'abord Toronto où un coût de l'électricité élevée doublé d'un faible coût de combustible de référence écarte toute éventualité d'implantation rentable d'un système géothermique.

Ensuite viennent les cas de Montréal et Vancouver qui prêtent à discussion. Certes, le coût de l'électricité est faible, mais le combustible de référence aussi. Ces conditions laissent apparaître des projets rentables, mais possédant une VAN négative en raison du TRAM choisi plus élevé que le TRI du projet. Dans un but purement lucratif, l'implantation est déconseillée puisqu'elle nécessite l'investissement d'une somme d'argent conséquente sur une longue période avant d'obtenir un retour sur capitaux propres. Cependant, le système n'étant pas à perte, son installation reste possible.

Enfin, le dernier cas que l'on peut considérer comme presque idéal est celui d'Halifax. Le combustible de référence est le mazout qui est très dispendieux et qui possède une efficacité de seulement 60 % avec un impact environnemental négatif. De ce fait, malgré un tarif élevé de l'électricité, son remplacement par un système géothermique permet non seulement de réaliser d'importantes économies, mais aussi d'utiliser une énergie plus propre.

Le tableau 9 propose de synthétiser les données relatives à la faisabilité du projet selon les quatre villes.

Tableau 9 : Faisabilité des projets

	Montréal	Halifax	Vancouver	Toronto
Rentable sur le cycle de vie ?	Oui	Oui	Oui	Non
TRI > TRAM ?	Non	Oui	Non	Non
Intérêt du projet?	Peu avantageux	Rentable	Peu avantageux	Nul

#### 4. CONCLUSION

Dans cette étude, l'implantation d'un système géothermique pour combler les besoins de confort thermique a été analysée thermo-économiquement en fonction de l'emplacement géographique pour quatre villes canadiennes. L'analyse montre que l'implantation d'un système géothermique dans la région de Toronto n'est pas recommandée puisque le retour sur l'investissement est au-delà de la durée de vie du projet de 22 ans. Les cas de Montréal et Vancouver sont sensiblement les mêmes avec un TRI respectif de 3,1 % et 4,8 %. Ces résultats permettent néanmoins un retour sur l'investissement à l'intérieur de la durée de vie du projet sans toutefois offrir un rendement financier intéressant. C'est seulement dans la région d'Halifax que les résultats montrent une rentabilité intéressante avec un TRI égal à 15,6 %. L'explication réside tout simplement dans le coût élevé du combustible de référence, soit le mazout. Même si l'électricité est pratiquement le double du prix qu'à Montréal, le fait d'avoir un système avec un COP aux alentours de 3 permet de diminuer considérablement la facture énergétique et de récupérer les capitaux investis en moins de 7 ans. Il est intéressant de montrer que sans analyse financière détaillée, il est possible de prédéterminer avec une certaine confiance la rentabilité d'un projet à partir du rapport entre degré-jour de chauffage et degré-jour de climatisation. Plus il y a de chauffage pour une situation donnée, quelque soit les autres paramètres, plus la probabilité de rentabilité est élevée.

Évidemment, les conclusions soulevées dans cet article sont strictement basées sur la rentabilité



financière. Dans les cas de Montréal et Vancouver, puisque le TRI est tout de même positif, d'autres raisons peuvent pousser les gens à aller de l'avant avec un tel projet, comme le souhait d'utiliser une source d'énergie renouvelable pour permettre la réduction des gaz à effets de serre.

Les aides financières gouvernementales ont volontairement été négligées dans l'étude afin de faire ressortir les liens différents qui existent entre les coûts d'énergie au Canada, mais celles-ci pourraient évidemment changer les conclusions.

## REMERCIEMENTS

Les auteurs souhaitent remercier Monsieur David Olivier et Monsieur Dominique Groulx, auteurs de l'article «Thermo-economic Assessment of End User Value in Home and Community Scale », pour nous avoir fourni gracieusement leurs données de simulations du logiciel RETScreen concernant l'étude pour la ville d'Halifax.

## RÉFÉRENCES

- [1] **KESTIN, J.**, et al. Sourcebook on the Production of Electricity form Geothermal Energy. *U.S Department of Energy*, Chapter 7, (1980).
- [2] **OZGENER, Leyla, HEPBASLI, Arif, DINCER, Ibrahim et ROSEN, Marc A.**, Exergoeconomic analysis of geothermal district heating systems: A case study, *Applied Thermal Engineering*, pp 1303-1310, (2007).
- [3] **MOCK, J.E., TESTER, J.W. et WRIGHT, P.M.**, Geothermal energy from the earth: its potential impact as an environmentally sustainable resource, *Annual Review of Energy Environment*, pp. 305-356, (1997).
- [4] **LUND, J. W., FREESTON, D. H. et al.**, Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review, *Geothermics 40(3)*, pp. 159-180, (2011).
- [5] **RESSOURCES NATURELLES CANADA**. «Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, de 1990 à 2008». *En ligne : Le site de Ressource naturelle et faune du Québec : <http://oe.nrcan.gc.ca/node/1097>* (2011), Consulté le 8 novembre 2011.
- [6] **BIAOU, A. L. et BERNIER, M. A.**, Achieving total domestic hot water production with renewable energy." *Building and Environment 43(4)*, pp. 651-660, (2008).
- [7] **OLIVIER, David et GROULX, Dominic**, Thermo-economic assessment of end user value in home and community scale renewable energy systems. *Halifax (NE): Dalhousie University*, 32 p., (2011).
- [8] **RESSOURCES NATURELLES CANADA**. RETScreen, version 4.0. Logiciel, (2009).
- [9] **MANDS, Erich et BURKHARD, Sanner.**, Shallow Geothermal Energy. *Wetzlar : UBeG*, (2005).
- [10] **RESSOURCES NATURELLES CANADA, écoÉNERGIE.**, Enquête sur l'utilisation de l'énergie par les ménages 2007. *En*

*ligne : <http://oe.nrcan.gc.ca/publications/statistiques/euem07/pdf/euem07.pdf>*, 60p., (2007), Consulté le 12 octobre 2011.

- [11] **RESSOURCES NATURELLES CANADA**, Résidentiel – Personnel : Comparer les coûts de chauffage annuels aux économies d'énergie des systèmes de chauffage». *En ligne : site de Ressources Naturelles Canada : <http://oe.nrcan.gc.ca/residentiel/personnel/comparer-les-couts.cfm?attr=4>*. (2009), Consulté le 8 novembre 2011.
- [12] **STATISTIQUES CANADA** «Essence et mazout, prix de détail moyens selon le centre urbain (mensuel)». *En ligne : site de Statistiques Canada : <http://www40.statcan.ca/102/cst01/econ152c-fra.htm>*, (2011), Consulté le 8 novembre 2011.
- [13] **HYDRO-QUEBEC.**, Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes Nord-Américaines : Tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011. *En ligne : [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison\\_prix/pdf/comp\\_2011\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/pdf/comp_2011_fr.pdf)*, 80p, (2011), Consulté le 8 novembre 2011.
- [14] **FORTIS BC**, Natural gas : For Homes : Vancouver Island. *In Le site de Fortis BC. En ligne : <http://www.fortisbc.com/NaturalGas/Homes/Rates/Pages/Vancouver-Island.aspx>*, (2011), Consulté le 8 novembre 2011.
- [15] **RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE DU QUÉBEC.** «Gros plan sur l'énergie : Prix du gaz naturel». *En ligne : Le site de Ressource naturelle et faune du Québec : <http://www.mrn.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-energie-prix-gaz.jsp>* (2011), Consulté le 8 novembre 2011.
- [16] Réfrigération **MORIN et CLIMCO** Réfrigération et Chauffage. Compagnies spécialisées en thermopompe.
- [17] **RESSOURCES NATURELLES ET FAUNE DU QUÉBEC.** 2008. «Thermopompe». *En ligne : Site de Ressources Naturelles Canada : Efficacité énergétique : Mon habitation. <http://www.efficaciteenergetique.mrnf.gouv.qc.ca/mon-habitation/conseils-pratiques/thermopompe/>*, (2008), Consulté le 15 novembre 2011.
- [18] **RESSOURCES NATURELLES CANADA.** «Ground-Source Heat Pumps (Earth-Energy Systems)». *En ligne : Le site de Ressources naturelles Canada : <http://oe.nrcan.gc.ca/publications/residential/heating-heat-pump/7158>* (2009), Consulté le 8 novembre 2011.