



Revue technologique : efficacité énergétique et énergies renouvelables au nord du Québec

RAPPORT FINAL

Par

**Patrick Belzile
Félix-Antoine Comeau
Jasmin Raymond
Louis Lamarche**

**27 février 2017 – Québec
Rapport de recherche 1716**

Institut national de la recherche scientifique - Centre Eau Terre Environnement, 490 de la Couronne, Québec, Qc, G1K 9A9

Téléphone : (418) 654-2559 ; Télécopieur : (418) 654-2600

Site internet : <http://www.ete.inrs.ca/ete/recherche/chaire-de-recherche-sur-le-potentiel-geothermique-du-nord>

© INRS, Centre - Eau Terre Environnement, 2017

Tous droits réservés

ISBN : 978-2-89146-877-0 (version électronique)

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2017

Dépôt légal - Bibliothèque et Archives Canada, 2017

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	7
1.1. Climat.....	8
1.2. Coûts énergétiques.....	9
1.3. Coût de génération de puissance par diesel.....	10
2. POMPES À CHALEUR.....	12
2.1. Air.....	12
2.2. Eau.....	13
2.3. Refroidisseurs.....	13
2.4. Absorption.....	14
2.5. Pompes à chaleur au diesel.....	16
2.6. Comparaison des pompes à chaleur.....	17
3. GÉOTHERMIE NORDIQUE.....	18
3.1. Géothermie à haute enthalpie.....	18
3.2. Pompes à chaleur géothermiques.....	18
3.3. Exemples de pompes à chaleur géothermiques nordiques.....	20
3.4. Extraction de chaleur dans le pergélisol.....	21
3.5. <i>Stockage thermique dans le sol</i>	22
4. ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	24
4.1. Solaire.....	24
4.1.1. <i>Capteurs solaires</i>	25
4.1.2. <i>Panneaux solaires photovoltaïques</i>	27
4.2. Éoliennes.....	28
4.3. Hydroélectricité.....	29
4.4. Biomasse.....	29
5. AUTRES TECHNOLOGIES D’EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES.....	30
5.1. Enveloppe de bâtiments.....	30
5.2. Chauffage radiant.....	30
5.3. Réservoirs d’eau.....	30
5.4. Gaz naturel liquide.....	32
5.5. Incinérateur à déchets.....	32
5.6. Chauffage urbain ou centralisé.....	33
6. CONCLUSIONS.....	34
7. REMERCIEMENTS.....	35
RÉFÉRENCES.....	36

LISTE DES FIGURES

Figure 1 – Température du sol non perturbée calculée selon Ouzzane et al. (2015).....	8
Figure 2 – Carte du pergélisol (Majorowicz et Minea, 2015).	9
Figure 3 – Température du sous-sol à 150 m (Majorowicz et al., 2009).....	9
Figure 4 – Pompe à chaleur à l’air.	12
Figure 5 – Schéma de principe d’une PAC à absorption.....	14
Figure 6 – Bilan énergétique de DEHP (Lian et al., 2005).	16
Figure 7 – Température du sous-sol en profondeur (Majorowicz et Minea, 2015).....	18
Figure 8 – Systèmes de pompe à chaleur géothermique possibles d’opérer à basse température.	19
Figure 9 – Température de sol mesurées à Kangiqsualujuaq en 1998 (Centre d'études nordiques, 2017).....	20
Figure 10 – Températures et COP du projet du CCHRC (Cold, Climate Housing Research Center, 2016).....	21
Figure 11 – Températures du sol du projet CCHRC (Cold, Climate Housing Research Center, 2016).....	21
Figure 12 – Températures du sous-sol perturbées (Eskilson, 1987).....	22
Figure 13 – Circuits indépendants (Belzile <i>et al.</i> , 2016a).	22
Figure 14 – Puits indépendants (Belzile <i>et al.</i> , 2016b).....	23
Figure 15 – Inclinaison de l’axe de rotation de la Terre.....	24
Figure 16 – Rayonnement solaire sur plan incliné (Retscreen, 2009).....	25
Figure 17 – Capteur plat non vitré (Ressources naturelles Canada, 2016).....	26
Figure 18 – Capteur plat vitré (Ressources naturelles Canada, 2016).....	26
Figure 19 – Capteur sous vide (Ressources naturelles Canada, 2016).	26
Figure 20 – Dégradation d’efficacité de cellules photovoltaïques (Jordan et Kurtz, 2013).	27
Figure 21 – Efficacité de cellules PV en fonction de la température (Karki, 2016).....	28
Figure 22 – Potentiel éolien au Québec.	28
Figure 23 – Réservoir d’eau chaude stratifié.....	31
Figure 24 – Système hybride solaire stockage thermique (CCHRC, 2016a).	32

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Climat des villes du Nord québécois (Ashrae, 2009).	8
Tableau 2 – Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec.	10
Tableau 3 – Génératrices au diesel des réseaux autonomes (Deslauriers, 2008).	11
Tableau 4 – Consommation d'énergie au Nunavut (Government of Nunavut, 2016).	11
Tableau 5 – Manufacturiers de refroidisseurs au Canada (Natural Resources Canada, 2013).	14
Tableau 6 – Description du procédé d'une PAC à absorption.	15
Tableau 7 – Comparaison des technologies.	17
Tableau 8 – Comparaison des technologies.	24
Tableau 9 – Caractéristiques de capteurs solaires (The worlds of David Darling, 2016).	25
Tableau 10 – Point de fusion de mélange propylène-glycol/eau.	27
Tableau 11 – Épaisseur et résistance thermique de matériaux isolants.	30
Tableau 12 – Épaisseur et résistance thermique de matériaux isolants.	33



1. Introduction

Dans le nord du Québec, la production de chaleur pour le chauffage de bâtiments et l'eau chaude domestique se fait en grande partie avec la combustion d'hydrocarbures. En effet, sur le territoire du Plan Nord, au nord du 49° parallèle, on dénombre 19 localités qui sont alimentées par des réseaux autonomes au moyen de génératrices au diesel. En réseaux autonomes, le chauffage se fait majoritairement par combustion de diesel. Une exception est la ville de Schefferville, où le chauffage se fait principalement à partir de source électrique.

Hydro-Québec vend l'électricité produite par les réseaux autonomes du Québec environ au même taux que pour le reste de la province. La différence pour le producteur est que le coût de production hydroélectrique est d'environ 0,03\$/kWh pour le réseau distribué, alors qu'il est de plus de 0,40\$/kWh pour les réseaux autonomes. Toutefois, il n'est pas réaliste de brancher toutes les communautés nordiques isolées sur le réseau hydroélectrique. En effet, développer un projet de transport d'électricité de plusieurs dizaines de millions de dollars pour une communauté de quelques centaines d'habitants n'est pas envisageable d'un point de vue économique. C'est ainsi qu'il faut penser à des solutions décentralisées. Une autre problématique est que malgré qu'Hydro-Québec ne permette pas d'utiliser l'électricité comme source de chauffage pour les bâtiments et l'eau chaude, des résidences du Nunavik semblent équipées de chauffage auxiliaire électrique (Hydro-Québec Distribution, 2014).

Le secteur industriel est confronté à des problématiques énergétiques semblables à celles des communautés. Le secteur minier demande une puissance de génératrices diesel installée importante et la consommation énergétique a compté pour 18,4% des dépenses d'opération minières en 2011 (Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, 2016). Pour donner un ordre de grandeur, chauffer les galeries d'une mine peut coûter entre 0,06\$ et 0,29\$ par tonne de minerais extrait, alors que le coût énergétique total de 5,07\$/tonne extrait (Natural Resources Canada, 2005).

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) donne une perspective sur la diminution des gaz à effet de serre de pays nordiques de l'Europe, soit le Danemark, la Suède, la Finlande, la Norvège et l'Islande) (International Energy Agency, 2016). Les plus gros défis discutés dans cette étude se trouvent du côté de l'industrie, du transport et des bâtiments. L'efficacité énergétique et la décarbonisation à l'aide d'énergies renouvelables sont des fers de lance pour atteindre les

objectifs. La cible de réduction de la demande énergétique pour le chauffage des bâtiments est de passer d'une moyenne de 126 kWh/m² à 60 kWh/m² par an d'ici 2050. La rénovation de bâtiments existants est l'action la plus importante à entreprendre pour atteindre cet objectif.

Au Québec, des analyses de projets de récupération de chaleur sur des centrales thermiques afin d'en faire du chauffage urbain ont conclu à une non-rentabilité pour deux communautés. Des mesures d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables ont également été étudiées pour les réseaux isolés. En Basse-Côte-Nord, les communautés sont principalement chauffées par l'électricité venant des centrales hydroélectriques. Les pompes à chaleur à climat froid pourraient permettre des économies d'énergie de l'ordre de 598 MWh et celles géothermiques de 345 MWh dans cette région. (Hydro-Québec Distribution, 2013). La récupération de chaleur s'effectue plus fréquemment pour les projets miniers dans le nord du Québec. Les mines Stornoway Diamond (Poirier, 2015b), Raglan (Glencore, 2017) et plusieurs autres (Sbarba, 2012) montrent que ce type de technologie est utilisé par des entreprises privées.

L'objectif principal de cette revue de littérature est d'identifier les technologies d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables potentielles face au contexte énergétique du Nord. Plusieurs sources d'énergie et technologies pour chauffer les bâtiments et procédés industriels sont présentées pour évaluer leur potentiel d'implémentation pour réduire la consommation d'énergie fossile dans le nord du Québec.

Le nord du Québec

1.1. Climat

Les données météorologiques de plusieurs localisations sont disponibles sur le globe, surtout aux aéroports. Des statistiques sont faites sur ces données et sont utilisées pour concevoir des bâtiments. Le Tableau 1 présente les données pour quelques localités du Nord québécois.

Les températures de conception de bâtiments en hiver sont très basses et, malgré une température de conception élevée en été, les degrés-jours de climatisation restent marginaux. La température de surface moyenne demeure près du point de congélation. En effet, la température de sol non perturbée varie selon la latitude. Un modèle a été développé par (Ouzzane et al., 2015) pour évaluer ces températures à partir des données de température atmosphérique. Le modèle empirique tient compte de certains facteurs tels que la température ambiante, le point de rosée, la vitesse du vent et l'énergie solaire. Par exemple, à Montréal, cette température de sol non perturbée serait de 10,9°C alors qu'elle serait de 0,9°C à Schefferville (Figure 1).

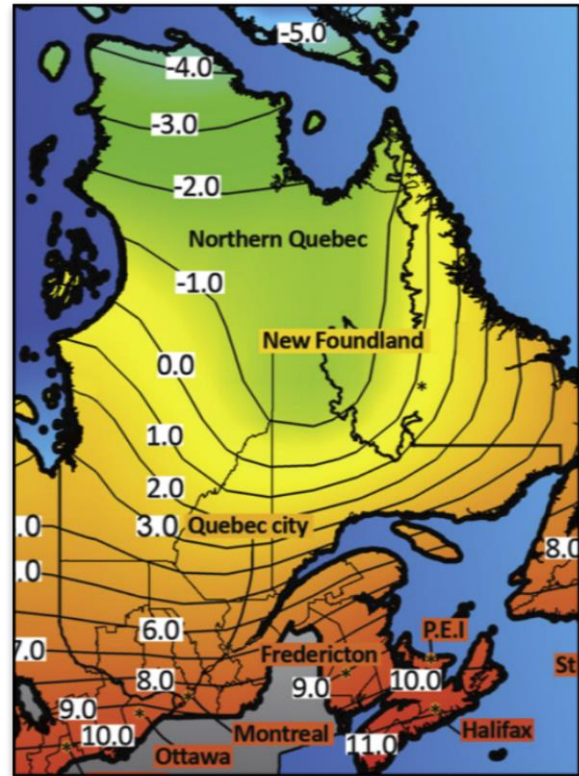


Figure 1 – Température du sol non perturbée calculée selon Ouzzane et al. (2015).

Tableau 1 – Climat des villes du Nord québécois (Ashrae, 2009).

Localisation	Kuujuaq	Schefferville	Sept-Îles
No. de station	719060	718280	718110
Latitude (°N)	58,1	54,8	50,22
Longitude (°E)	-68,42	-66,82	-66,27
Élévation (m)	37	521	55

Températures de conception

Hiver 99,6% (°C)	-37,1	-36,9	-28
Été 0,4% (°C)	23,8	23,5	22,8
Degrés-jours de chauffage à 18,3°C	8564	8339	6252
Degrés-jours de climatisation à 18,3°C	6	7	8
Temp. moyenne de sol en surface (°C)	-2	-1,5	3

La distribution de température du sous-sol près de la surface a également été évaluée en interpolant les données de température mesurées dans des forages superficiels (Figure 3; (Majorowicz et al., 2009). Toutefois, un seul forage était disponible pour les mesures dans le nord du Québec. Les triangles

montrent la localisation approximative des points de mesure.

Les températures sont du même ordre de grandeur que celles évaluées avec le modèle empirique de (Ouzzane et al., 2015). Le pergélisol est en effet présent sur une partie du territoire nordique (Figure 2).

La quantité de chaleur qui pourra être extraite du sol par des pompes à chaleur géothermiques sera limitée par la température du sol et les spécifications des pompes à chaleur. Extraire de la chaleur du sol peut se faire à des températures plus basses que le point de congélation de l'eau. La chaleur spécifique de l'eau sous forme liquide est de 4,18 KJ/kg-K. Lorsque le point de congélation est atteint, l'énergie nécessaire pour le changement de phase, soit la chaleur latente, est de 333 KJ/kg d'eau. La température reste constante à 0°C durant tout le changement de phase. Par la suite, la chaleur spécifique de l'eau sous forme solide est de 2,1 KJ/kg-K.

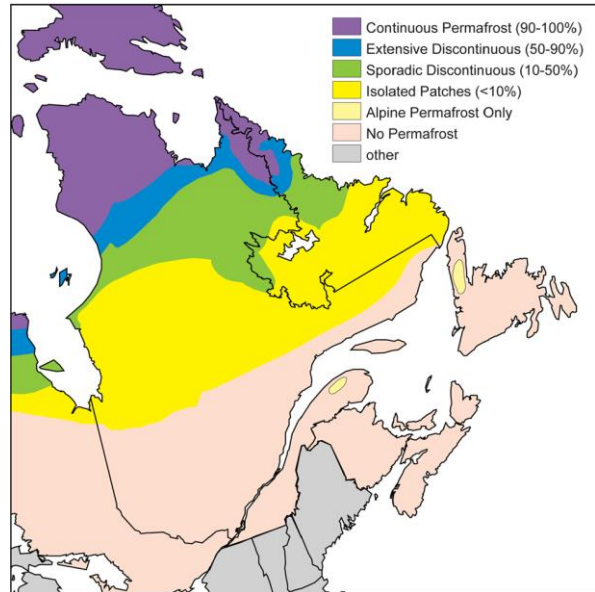


Figure 2 – Carte du pergélisol (Majorowicz et Minea, 2015).

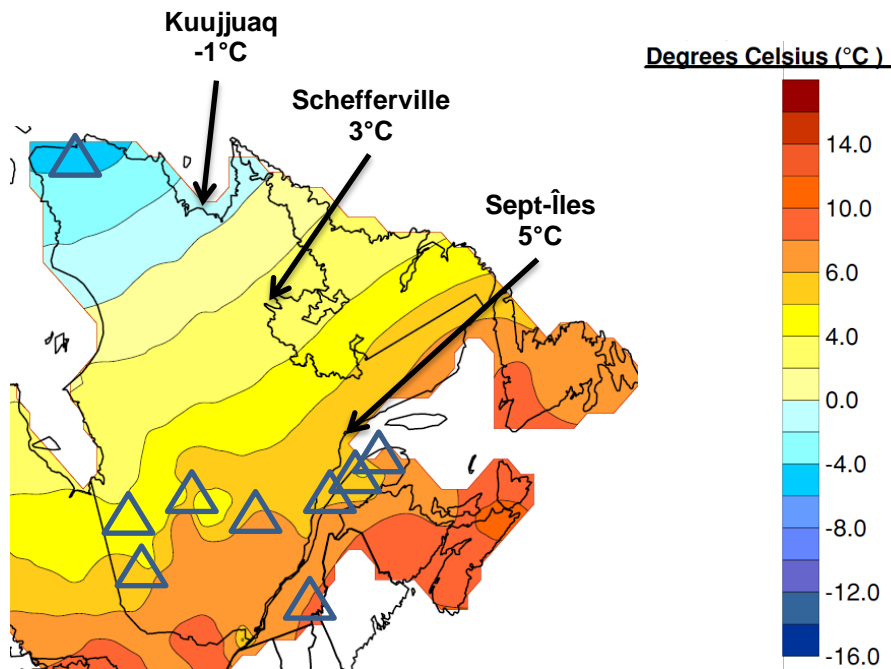


Figure 3 – Température du sous-sol à 150 m (Majorowicz et al., 2009).

1.2. Coûts énergétiques

La tarification électrique de base est la même que pour tout le Québec, soit les tarifs D, DM et M, à l'exception des pénalités qui sont plus élevées pour les

réseaux autonomes. Les coûts énergétiques pour les secteurs résidentiels et de moyenne puissance sont présentés au Tableau 2 (Hydro-Québec, 2016).

Tableau 2 – Tarifs d’électricité d’Hydro-Québec.

Tarif	Description	Réseau distribué	Réseau autonome
D	Tarif résidentiel et agricole	5,71 ¢ le kWh jusqu’à 30 kWh mensuels 8,68 ¢ le kWh pour le reste de l’énergie consommée	5,71 ¢ le kWh jusqu’à 30 kWh mensuels 37,62 ¢ le kWh pour le reste de l’énergie consommée
M	Tarif moyenne puissance d’au moins 50 kW	4,93 ¢ le kWh pour les 210 premiers MWh mensuels 3,66 ¢ le kWh pour le reste de l’énergie consommée	4,93 ¢ le kWh pour les premiers 390 MWh mensuels 15,22 ¢ le kWh pour le reste de l’énergie consommée plus 30,78 \$ le kW pour l’appel de puissance

1.3. Coût de génération de puissance par diesel

Le coût de la génération de puissance par génératrices au diesel est estimé :

- entre 0,30\$ et 1,00\$/kWh avec une moyenne de 0,43\$/kWh au Québec en 2010 (Hydro-Québec, 2011a)
- 0.75\$/kWh au Nunavik (Hydro-Québec, 2011b)
- entre 0.60\$ et 1.14\$/kWh au Nunavut (Nunatsiaq News, 2015)

En 2015, le diesel arctique se vendait à (Cherniak *et al.*, 2015) :

- 1.929\$/L (50.22\$/GJ) au Nunavik en 2015;
- Entre 1.08\$/L et 1.14\$/L au Nunavut en 2011
- Entre 1.06\$/L et 1.18\$/L au Yukon en 2015
- Entre 1.27\$/L et 1.90\$/L aux Territoires-du-Nord-Ouest en 2014
 - 1.28\$/L à Yellowknife
 - 1.90\$/L à Wekeeti, à 200 km au nord-est de Yellowknife

Les coûts augmentent généralement avec l’isolement des communautés et des projets miniers.

La puissance installée de génératrices au diesel des réseaux autonomes d’Hydro-Québec pour l’année 2006 totalise 45 MW (Tableau 3).

La moyenne de rendement des génératrices est de 33.2%. L’énergie produite en 2006 par ces centrales (Tableau 4; (Hydro-Québec Distribution, 2007)). On

peut déduire la consommation de diesel en tenant compte du rendement et y ajouter un coût de 1.40\$/L.

Un total de 37,2 millions de litres ont été consommés en 2006, pour une facture de diesel de 52 millions de dollars et des émissions de 93 000 tonnes de CO₂ équivalent. Pour donner un ordre de grandeur, une voiture moyenne qui se déplace sur 20 000 km par an émet 4 tonnes de CO₂ équivalent. Les émissions produites par la génération d’électricité en réseaux autonomes dans le nord du Québec représentent donc 23 240 voitures. De plus, en 2015, toutes les centrales thermiques d’Hydro-Québec ont émis un total de 232 424 t CO₂ équivalent (Hydro-Québec, 2015), dont les Iles-de-la-Madeleine comptent pour environ la moitié de ces émissions.

Les coûts énergétiques de l’industrie minière sont passés de 235.5 M\$ à 569.3M\$ de 2000 à 2013 à cause, notamment, de l’augmentation des coûts du pétrole (Ministère de l’Énergie et des Ressources naturelles, 2016). Les émissions de gaz à effet de serre du secteur minier sont passées de 1 Mt eq. CO₂ en 2007 à 1.9 Mt eq. CO₂ en 2013. La proportion d’émissions de cette industrie a augmenté de 6.3% à 12.7% du secteur industriel québécois durant la même période. La consommation d’énergie totale en 2013 du secteur minier au Québec était de 37.9 PJ (Ressources naturelles Canada, 2014). La proportion de consommation selon chaque source d’énergie était :

1) Électricité	34.4%
2) Diesel et mazout léger	31.1%
3) Mazout lourd	19.7%
4) Charbon	13.8%
5) Gaz naturel	0.9%

Des données sont disponibles sur le bilan de la

consommation en combustibles des communautés du Nunavut (Tableau 5; (Government of Nunavut, 2016)).

Tableau 3 – Génératrices au diesel des réseaux autonomes (Deslauriers, 2008).

Centrale	Rendement (kWh/litre)	Rendement (%)	Capacité totale de la centrale (kW)
Nunavik			
Kuujjuarapik	3.68	34.1%	3 405
Umiujaq	3.47	32.2%	1 050
Inukjuak	3.78	35.1%	2 990
Puvirnituk	3.75	34.8%	2 870
Akulivik	3.37	31.3%	900
Ivujvik	3.4	31.5%	1 015
Salluit	3.78	35.1%	2 960
Kangiqsujuaq	3.61	33.5%	1 520
Quaqtaq	3.42	31.7%	1 085
Kangirsuk	3.53	32.8%	1 360
Aupaluk	3.43	31.8%	780
Tasiujaq	3.36	31.2%	850
Kuujjuaq	3.78	35.1%	4 555
Kangiqsualujuaq	3.55	32.9%	1 975
Basse-Côte-Nord			
La Tabatière			6 800
Blanc Sablon			4 910
Saint-Augustin			400
La Romaine	3.77	35.0%	5 750

Tableau 4 – Consommation d'énergie au Nunavut (Government of Nunavut, 2016).

Électricité	12.0%
Chauffage	50.0%
Transport	38.0%

Le chauffage compte pour la moitié de la consommation en combustibles. Il est logique de penser que la situation est semblable au Nunavik. Certaines technologies sont disponibles pour remplacer le diesel comme source de chauffage. Plusieurs sont présentées dans cette étude comme les pompes à chaleur, la géothermie et les énergies renouvelables.

Il est plus difficile de trouver des références pour le coût de production d'électricité à partir de génératrices

diesel dans le nord du Québec. Les mines, opérées par des entreprises privées, ne partagent généralement pas cette information avec le public.

2. Pompes à chaleur

Une pompe à chaleur (PAC) est un équipement utilisé pour chauffer et/ou climatiser des bâtiments. La chaleur est absorbée du côté de l'évaporateur, puis rejetée du côté condenseur (Figure 4). De plus, le procédé peut être inversé afin de passer du mode chauffage au mode climatisation, ou pour dégivrer l'évaporateur. Le compresseur est généralement actionné par un moteur électrique.

Le procédé se déroule comme suit :

- 1) Un liquide réfrigérant absorbe la chaleur d'une source en s'évaporant.
- 2) Le réfrigérant à l'état gazeux est comprimé et se réchauffe encore plus à cause du travail du compresseur.

- 3) Ce gaz est envoyé vers un condenseur et rejette la chaleur vers une autre source.
- 4) Le liquide passe à travers une vanne d'expansion pour faire diminuer la pression.
- 5) Deux types de systèmes sont possibles : à expansion directe et indirecte.

Les systèmes à expansion directe laissent le réfrigérant circuler dans de la tuyauterie et s'évaporent ou se condensent directement dans le milieu qu'on veut refroidir ou réchauffer. Les systèmes indirects utilisent un fluide caloporteur pour circuler dans le milieu à chauffer ou refroidir et passe à travers un échangeur de chaleur qui condense ou évapore le réfrigérant.

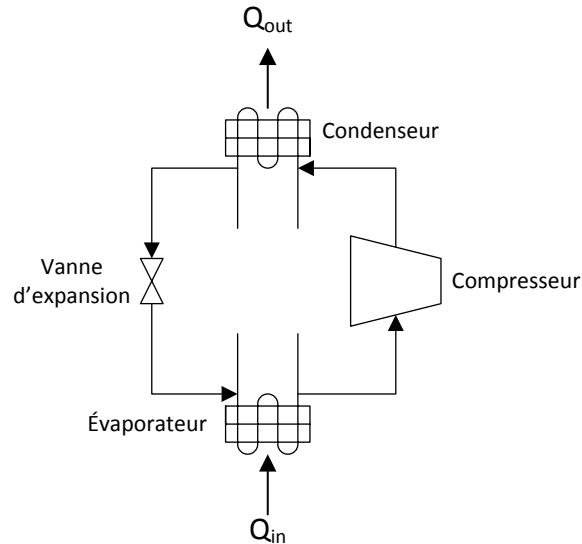


Figure 4 – Pompe à chaleur à l'air.

2.1. Air

Ce type de pompe à chaleur utilise l'air extérieur comme évaporateur en mode chauffage et condensateur en mode climatisation. Les coefficients de performance (COP) sont généralement entre 1 et 4 en fonction des températures extérieures et intérieures. Plusieurs des grands fabricants de pompes à chaleur (PAC) à l'air offrent des modèles à basse température qui ont des COP supérieurs à 1 avec une température d'air de -30°C . Certains affichent même une puissance de chauffage à 90% de la capacité nominale à cette température d'air.

Les PAC à air ont besoin d'un cycle de dégivrage lorsque la température de l'air descend sous le point de congélation et que la PAC fonctionne en mode de chauffage. Toutefois, la consommation d'énergie pour dégivrage n'est pas discutée dans la documentation des fournisseurs. Elle est toutefois considérée dans le calcul du *Heating Seasonal Performance Factor* (HSPF). Ce HSPF est basé sur la Région IV des États-Unis, qui se situe entre les états du Kentucky et la Floride (AHRI 210/240). Au Canada, la norme CSA C656 demande que le HSPF soit évalué pour la Région 5, soit Ottawa. Ces données météorologiques sont très différentes de celles du nord du Québec. Par exemple, à Montréal, la température est sous

les $-13,9^{\circ}\text{C}$ environ 6,3% du temps ; alors qu'à Schefferville, c'est 27,1% du temps.

Les données de HSPF et de SEER sont utilisées pour des fins de marketing et ne sont pas recommandées pour des calculs d'ingénierie (Kavanaugh, 2013). Une étude expérimentale montre que l'air intérieur contribue pour 71,8% de la chaleur fournie pour le dégivrage et que l'efficacité du cycle est d'environ 60% (Dong *et al.*, 2012). Une autre étude montre que le dégivrage était responsable de 10,2% de la consommation énergétique des PAC en période de chauffage, en excluant le chauffage auxiliaire (Baxter et Moyers, 1985). De plus, le *Department of Energy* des États-Unis démontre une pénalité entre 0.01 et 0.17 du COP de différents modèles de pompes à chaleur dépendant de la température extérieure (Winkler, 2011). La puissance d'un système *résidentiel* a été mesurée à 600 W avec des pointes de 1000 W (Davis, 2009).

Deux types de dégivrage sont disponibles : résistance électrique ou passage en mode refroidissement. Également, deux modes de fonctionnement sont possibles. Premièrement, le contrôleur est fixé en usine pour passer en mode refroidissement pendant 10 minutes toutes les 90 minutes de fonctionnement et peut être ajusté à 60 ou 30 minutes (AmericanHVACParts.com, 2016), appelé minuté (*timed*). Deuxièmement, un capteur de température est installé pour enclencher le système, appelé « à la demande » (*on-demand*), ce qui est plus efficace que le premier.

D'après des résultats expérimentaux obtenus au niveau de trois localités d'Alaska en hiver 2014-2015, un rapport conclut qu'installer une pompe à chaleur à l'air ne garantit pas d'économie d'énergie. La taille de l'échantillon ne permet pas d'en tirer des conclusions claires, mais les performances fournies dans les spécifications des manufacturiers étaient parfois plus basses, parfois plus hautes. Un autre facteur est que le bois est souvent utilisé comme source de chauffage alternative et qu'il est difficile de mesurer la quantité d'énergie consommée. Les performances de certaines PAC diminuaient à charge partielle, alors que d'autres augmentaient. Les COP moyens mesurés de trois PAC ont été de 1.6, 2.6 et 4.5. (CCHRC *et al.*, 2015).

2.2. Eau

Les pompes à chaleur à l'eau sont semblables à celles à l'air, sauf que la source d'échange de chaleur est l'eau plutôt que l'air. Une application commune des PAC à l'eau est la géothermie. Le COP typique d'une PAC à l'eau se situe entre 2 et 3 et la température d'entrée minimale en mode chauffage est de -6.7°C . La température d'entrée maximale en mode chauffage peut aller jusqu'à 35°C . Les systèmes géothermiques sont discutés au chapitre **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** Les pompes à chaleur au sol peuvent utiliser l'eau de surface ou les aquifères comme source d'échange de chaleur.

2.3. Refroidisseurs

Un refroidisseur est une pompe à chaleur de grande capacité. La température minimale du fluide entrant dans le système peut être plus basse que celle des PAC commerciales. Refroidir la glace d'un aréna est une application d'un refroidisseur. La température de la glace est habituellement entre -3°C et -9°C . Dépendant des conditions de conception, la température de la boucle de refroidissement peut être aussi basse que -17°C . Le réfrigérant utilisé peut être l'ammoniaque ou le CO_2 . Une application de refroidisseurs en mode chauffage serait les piscines et spas.

Certains manufacturiers de refroidisseurs sont présents au Canada et proposent différents réfrigérants (Tableau 5).

Les réfrigérants utilisés habituellement sont le R22, qui ne sera plus permis de vendre dans les pays industrialisés en 2020 et le R410a, moins dommageable pour l'environnement. Pour des applications plus froides, tels les arénas, l'ammoniaque (NH_3) est le plus souvent utilisée. L'ammoniaque a un point d'ébullition très bas, -33.3°C à pression ambiante. On voit de plus en plus de dioxyde de carbone (CO_2) utilisé comme réfrigérant de pompes à chaleur.

Les hydrofluorocarbures (HFC) sont utilisés comme réfrigérants, mais le protocole de Montréal propose d'éliminer leur production et consommation, qui devrait être interdite d'ici quelques décennies. L'ammoniaque est un produit inflammable, toxique si inhalé, très toxique pour la vie aquatique et corrosif pour les voies respiratoires. Des mesures de santé et sécurité importantes doivent être prises pour manipuler et utiliser ce gaz. L'ammoniaque peut être transportée par train, camion ou par barge réfrigérée. Le CO_2 est non toxique, mais offre des performances moindres que les deux autres types de réfrigérants.

Tableau 5 – Manufacturiers de refroidisseurs au Canada (Natural Resources Canada, 2013).

Entreprise	Localisation et site web	NH ₃	CO ₂	HFC
Carnot Réfrigération	Trois-Rivières (QC) http://www.carnotrefrigeration.com	X	X	
Cimco Réfrigération	18 Centres de service au Canada http://www.cimcorefrigeration.com	X	X	X
Fixair Inc.	Laval (QC), Dartmouth (N-É) http://www.fixair.qc.ca	X		X
Kube Solutions	Dartmouth (N-É) http://thekubesolutions.com			X
Mayekawa	Vancouver, Toronto, Ottawa http://www.mycomcanada.com	X	X	X
Trane	Montréal, Québec, Chicoutimi http://www.trane.com			X

2.4. Absorption

Contrairement aux pompes à chaleur à l'air et à l'eau qui utilisent l'électricité comme source d'énergie, une PAC à absorption permet d'utiliser une source de chaleur, comme un combustible, pour chauffer et/ou climatiser un bâtiment (Figure 5). Les pompes à chaleur à absorption utilisent généralement du gaz naturel ou du gaz de pétrole liquéfié (GPL) comme

source d'énergie. Aucune pompe à chaleur commerciale ayant pour source le diesel n'a été répertoriée durant cette recherche.

Des sources de chaleur et de refroidissement sont nécessaires. La différence majeure avec les autres types de PAC est que le réfrigérant n'est pas comprimé par un compresseur, mais absorbé dans l'eau. Le réfrigérant est ensuite évaporé par une source de chaleur (U.S. Department of Energy, 2016a).

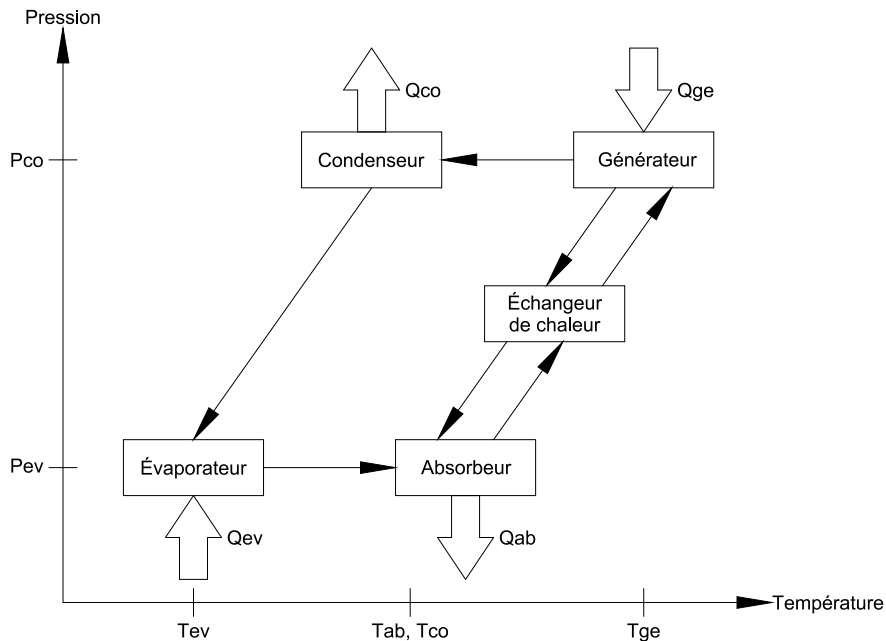


Figure 5 – Schéma de principe d'une PAC à absorption.

Des procédés plus complexes sont disponibles, celui-ci est appelé « pompe à chaleur à absorption simple ». Le Tableau 6 décrit le procédé et donne un exemple d'énergie et de température aux principales composantes (Qu et Abdelaziz, 2015).

Les coefficients de performances sont évalués de la même façon qu'une PAC électrique, soit :

$$COP_{chauffage} = \frac{Q_H}{W} = \frac{23.6 + 28.9}{30.1} = 1.74$$

$$COP_{refroidissement} = \frac{Q_C}{W} = \frac{22.3}{30.1} = 0.74$$

Ce COP est fonction de la demande de chauffage (Q_H), de refroidissement (Q_C) et de la puissance du compresseur (W).

Le mélange réfrigérant/solution le plus commun est l'ammoniac/eau suivi par l'eau/bromure de lithium.

L'ammoniaque est toxique et demande une salle mécanique de type « T » et du personnel qualifié pour l'opération et la maintenance. Ce produit serait donc difficile à utiliser dans le nord du Québec.

Une autre approche avec un cycle semblable à une PAC à absorption est la PAC à adsorption. La différence majeure est que l'absorption est un phénomène de volume alors que l'adsorption est un phénomène de surface. Un fluide est adsorbé par la porosité de surface d'un matériau. Des recherches sont effectuées sur le sujet depuis les années 1980 et des PAC commerciales semblent être disponibles chez deux fournisseurs allemands (Meyer, 2015). Le procédé est semblable à la PAC à absorption (Figure 5).

Le carbone activé est l'adsorbant et les adsorbants peuvent être l'ammoniaque et le méthanol.

Tableau 6 – Description du procédé d'une PAC à absorption.

	Énergie	Température
Générateur ex.: 30.1 MW	Une source d'énergie peut provenir d'un combustible ou d'un rejet de chaleur (Q_{ge})	La température (T_{ge}) est la plus élevée 98°C
Condenseur ex.: 23.6 MW	De l'énergie est dégagée par le condenseur (Q_{co})	Moyenne température (T_{co}) 50°C
Évaporateur ex.: 22.3MW	L'énergie est absorbée par l'évaporateur (Q_{ev})	Basse température (T_{ev}) 25°C
Absorbeur ex.: 28.9 MW	De l'énergie est dégagée par l'absorbeur (Q_{ab})	Moyenne température (T_{ab}) 45°C
Échangeur de chaleur		75°C

2.5. Pompes à chaleur au diesel

Une alternative serait d'utiliser un moteur diesel pour actionner le compresseur d'une PAC. Les pompes à chaleur au diesel (*Diesel Engine Heat Pumps*, ou DEHP; Figure 6) sont dans un marché plutôt marginal. Malgré le fait qu'elles émettent des GES, elles peuvent être utiles pour réduire l'appel de puissance électrique de fournisseurs (NN *et al.*, 2011). En tenant compte que le COP d'une PAC est entre 2 et 4 et que le moteur diesel est efficace à 30%, on pourrait espérer un rendement entre 60% et 120%. On peut toutefois récupérer les pertes de chaleur du moteur diesel pour chauffer l'espace.

Dans l'exemple du haut, 100 unités d'énergie sont nécessaires pour chauffer 146 unités d'énergie : 90 proviennent de la PAC avec un COP de 3 et 56 de la récupération de chaleur du moteur diesel. Dans l'exemple électrique du bas, 314 unités d'énergie sont nécessaires pour chauffer les 146 de la résidence. L'électricité est considérée comme étant produite à partir de combustible et il y a 223 unités de chaleur perdues. La récupération de chaleur peut se faire à partir du refroidisseur de l'enveloppe (*jacket*) avec des températures de l'ordre de 60°C et des gaz d'échappement (*stack*) avec des températures au-delà de 300°C.

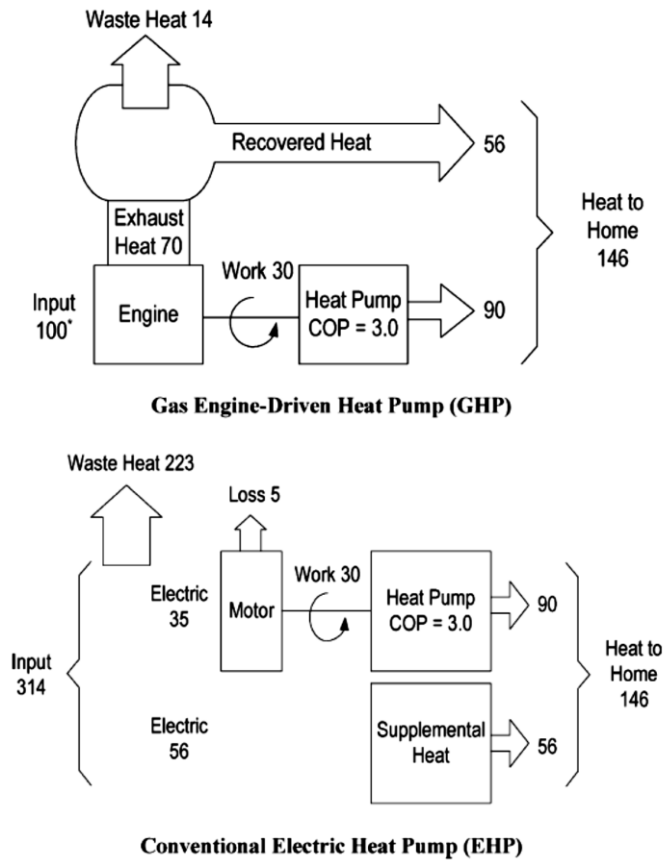


Figure 6 – Bilan énergétique de DEHP (Lian *et al.*, 2005).

2.6. Comparaison des pompes à chaleur

Les technologies de pompes à chaleur et de chaudière peuvent être comparées à partir d'une demande en chaleur de 10 000 kWh.

Les données utilisées pour la densité énergétique sont de :

- 38.3 KJ/L pour le diesel et
- 38.32 KJ/m³ pour le gaz naturel.

Le coût hypothétique des sources d'énergie est :

- Gaz naturel (GN)	1.20 \$/m ³
- Diesel	1.40 \$/L
- Génératrice diesel (Genset)	0.43 \$/kWh (Efficacité de 35%)
- Photovoltaïque (PV)	0.70\$/kWh

Le Tableau 7 présente les performances utilisées, la consommation par source d'énergie et le coût pour ces 10 000 kWh d'énergie thermique.

La chaudière au gaz naturel revient plus économique que celle au diesel, mais la PAC à air ne donne pas

d'économie par rapport à cette dernière. La PAC à eau géothermique permettrait des économies de 450\$ annuellement si l'on considère un COP de 3.6. Les meilleurs résultats ont été obtenus avec une PAC à absorption avec des économies de 767\$ annuellement en comparaison avec une chaudière au diesel.

La chaudière au diesel émet le plus de gaz à effet de serre (GES), avec 2.93 tonnes équivalentes de CO₂. Comme l'électricité est considérée produite par la génératrice diesel, la PAC en émet presque la même quantité avec 2.71 tonnes. La solution qui en émet le moins est la PAC à absorption, suivie de près par la PAC géothermique.

Comme les pompes à chaleur géothermiques typiques ont une température d'entrée minimale de -6.5°C et qu'il est fort probable que les températures d'opération soient plus basses que cette limite en milieu nordique, un autre type de pompe à chaleur devra être installé. Des pompes à chaleur sur mesure peuvent être conçues et fabriquées.

Malgré qu'un système photovoltaïque n'émet pas de GES durant son opération, le coût de production d'électricité élevé en fait la solution la plus coûteuse, autant pour une PAC à air qu'une géothermique. Les systèmes PV ne seraient utiles qu'une partie de l'année, car l'énergie solaire est peu présente, sinon inexistante, une certaine partie de l'année.

Tableau 7 – Comparaison des technologies.

	Technologie	COP	Diesel (l)	Gaz naturel (m ³)	Électricité (kWh)	Coût	t CO ₂ equiv.
GN	Chaudière au gaz naturel	0.8	0	1174	0	1 409 \$	2,23
Diesel	Chaudière au diesel	0.8	1175	0	0	1 645 \$	2,93
	PAC à absorption	1.5	627	0	0	877 \$	1,56
Genset	PAC à air	2.6	1033	0	3846	1 654 \$	2,71
	PAC géothermique	3.6	746	0	2778	1 194 \$	1,96
PV	PAC à air	2.6	0	0	3846	2 692 \$	0,00
	PAC géothermique	3.6	0	0	2778	1 944 \$	0,00

3. Géothermie nordique

3.1. Géothermie à haute enthalpie

Les systèmes géothermiques qui puisent les ressources profondes utilisent des puits d'environ 1 à 5 km de profondeur pour extraire la chaleur de la terre et produire de l'électricité ou de l'eau chaude. Les réservoirs hydrothermaux associés à ces systèmes sont classifiés selon leur enthalpie. Les systèmes à basse enthalpie ont un réservoir avec une température sous 90°C, à moyenne enthalpie entre 90 et 150°C et à haute enthalpie au-dessus de 150°C (Muffler et Cataldi, 1978).

Les puits forés en profondeur servent à capter le fluide souterrain qui, à haute température est décompressé en surface pour en extraire la vapeur, ou à moyenne température, est circulé dans un système d'échangeur de chaleur pour transférer son énergie à un fluide moteur. C'est la vapeur d'eau ou le fluide moteur vaporisé qui entraîne une turbine et permet de produire de l'électricité. Le coût d'installation de ce type de

centrale dépend fortement de la profondeur des forages et donc du gradient géothermique.

Au nord du Québec, à une latitude de 61°N, le pergélisol s'étend à des profondeurs entre 550 et 600 m (Figure 7). Dans ce contexte, les températures à 1 km de profondeur pourraient atteindre 6°C à 7°C si le gradient géothermique demeure constant. A moins d'identifier des zones de flux de chaleur plus élevée combinées à des roches isolantes qui engendreraient un gradient géothermique prononcé, il faudrait forer à des profondeurs de 7 km à 8 km dans le nord du Québec pour atteindre une température adéquate pour la génération d'électricité (Majorowicz et Minea, 2015). Les coûts de forages demeurent un obstacle au développement de projet de génération d'électricité dans le nord du Québec. Les coûts de forage géothermiques ont une augmentation exponentielle en fonction de leur profondeur. Un puits de 1000 m de profondeur a coûté près de 1M\$ US alors qu'un de 9000 m près de 30 M\$ US (Lukawski *et al.*, 2014). Une étude de préfaisabilité montre un coût de production électrique de l'ordre de 0.80\$/kWh (Richard, 2016).

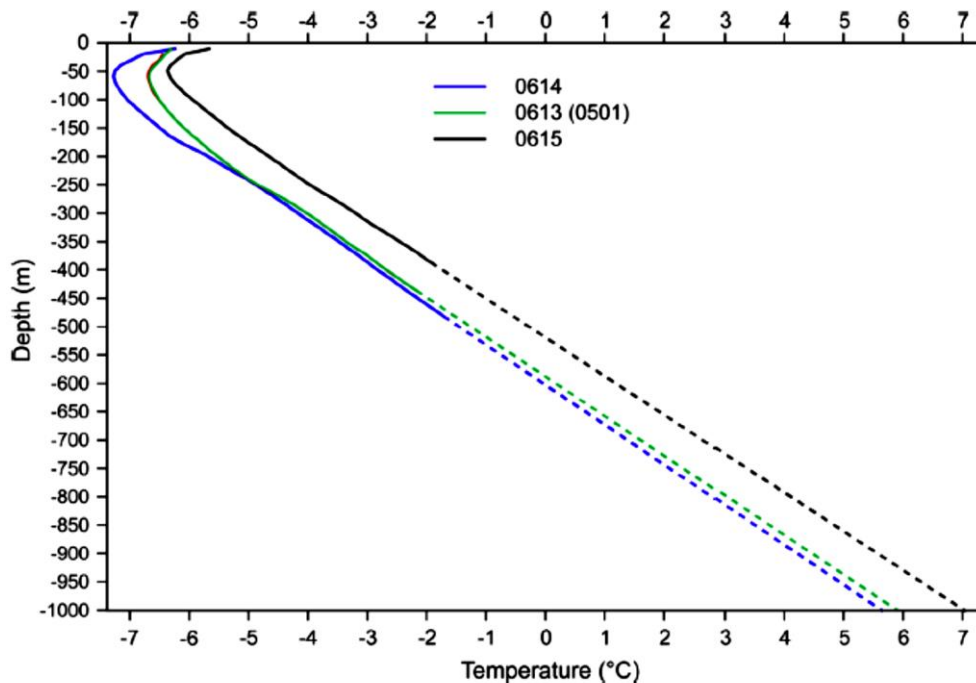


Figure 7 – Température du sous-sol en profondeur (Majorowicz et Minea, 2015).

3.2. Pompes à chaleur géothermiques

Les ressources géothermiques superficielles de très basse température peuvent être exploitées à l'aide

d'une pompe à chaleur géothermique. L'eau souterraine peut être captée pour alimenter les pompes à chaleur opérées légèrement au-dessus du point de congélation. Des tuyaux enfouis dans le sol peuvent alternativement être utilisés comme échangeur de

chaleur. Un mélange d'eau et d'antigel circule dans les tuyaux et le système est opéré sous le point de congélation. Les boucles de tuyaux horizontales sont enfouies dans le mort terrain ou dans des pieux ou des puits forés à des profondeurs typiques de 150 m, pouvant aller jusqu'à 200 m au Québec (Figure 8). Quelques exemples d'échangeurs de chaleur atteignant des profondeurs de 750 m ont été inventoriés en Suisse (Gehlin *et al.*, 2016). Au nord du 49° parallèle sur le territoire du Québec, les températures du roc à 150 m de profondeur sont entre 6°C et -4°C et diminuent allant plus au nord.

Les échangeurs de chaleur horizontaux sont installés dans des tranchées creusées entre 1.5 m et 2 m de profondeur. La température du sol à cette profondeur est affectée par les conditions de température atmosphérique, ce qui peut diminuer le coefficient de performance d'un système comparativement à ceux des systèmes avec échangeurs de chaleur verticaux. Le coût d'installation des échangeurs de chaleur horizontaux pourrait être moins élevé que celui de forages verticaux selon les équipements disponibles sur le territoire nordique.

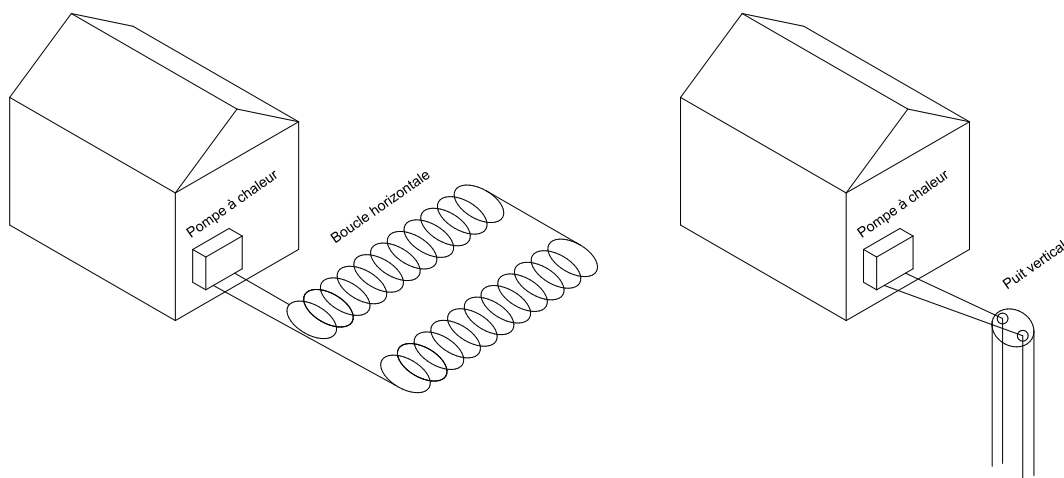


Figure 8 – Systèmes de pompe à chaleur géothermique possibles d'opérer à basse température.

La température du sous-sol près de la surface est perturbée par la température atmosphérique sur les premiers mètres (Figure 9). Ensuite, la température augmente avec la profondeur selon un gradient géothermique, causé par la chaleur qui provient du centre de la terre et de la désintégration des éléments radioactifs contenus dans le roc.

Deux défis se posent lors de la conception de pompes à chaleur géothermiques en milieu nordique : la chaleur est extraite d'un sous-sol plutôt froid et il n'y a pas ou peu de réinjection de chaleur en période estivale (Meyer *et al.*, 2011). Les pompes à chaleur géothermiques sont peu présentes dans le nord de l'Amérique, mais toutefois communes dans le nord de l'Europe.

En Suède, 20% des bâtiments utilisent l'énergie géothermique comme source de chauffage et climatisation (Gehlin *et al.*, 2015). Malgré le fait qu'une ville comme Stockholm se situe au nord du 59° parallèle, le climat est plus doux que ce que l'on

retrouve dans le nord du Québec. Le mois de janvier est le plus froid avec une température moyenne de -3°C, alors qu'à Montréal (45°N), elle est de -9°C et à Sept-Îles (50°N) de -15°C. En Alaska, les systèmes de pompes à chaleur géothermique ont été testés dans un environnement plus semblable à celui du Nord québécois. Les COP des systèmes géothermiques en Alaska inventoriés dans une revue de littérature varient entre 2 et 3.5 (Meyer *et al.*, 2011).

Le code CSA C448 recommande des températures de fluides à l'entrée de la PAC en fonction de la température du sous-sol. Par exemple, lorsque le sous-sol à une température de 12°C, la température minimale à l'entrée de la PAC serait de 0°C, alors qu'à 6°C, elle serait de -4°C. La limite basse de fonctionnement des PAC géothermiques est généralement autour de -6.7°C, sous cette limite, l'appareil arrête pour protéger ses composantes. Si la température du sous-sol se rapproche de cette limite, il faudra des puits plus longs pour combler la demande

de chauffage d'un bâtiment. Cette limite est fixée par les compresseurs et échangeurs de chaleur choisis par les manufacturiers. Des PAC construites sur mesures

ou des refroidisseurs sont une solution pour l'opération de systèmes géothermiques à très basse température (Gosselin, 2016).

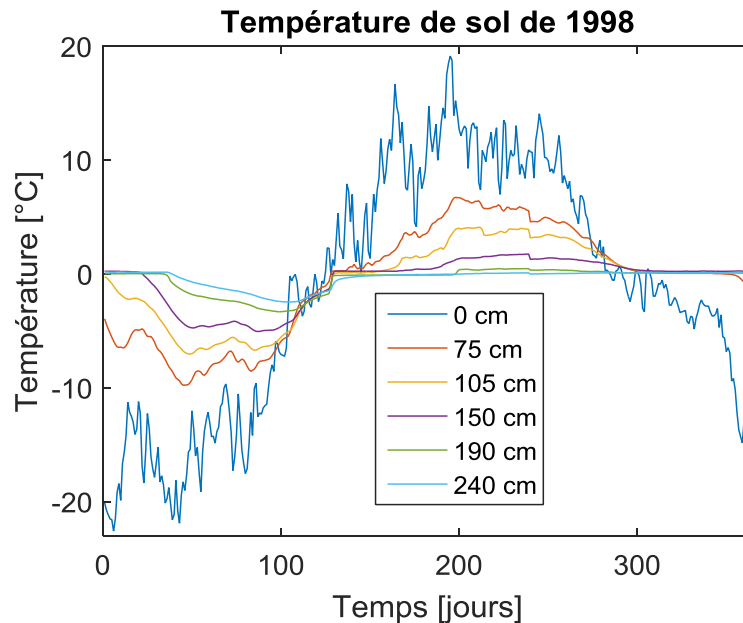


Figure 9 – Température de sol mesurées à Kangiqsualujjuaq en 1998 (Centre d'études nordiques, 2017)

3.3. Exemples de pompes à chaleur géothermiques nordiques

En novembre 2013, le *Cold Climate Housing Research Center* (CCHRC) a commencé l'opération d'un bâtiment en partie chauffé avec une PAC couplée à un échangeur de chaleur horizontal à Fairbanks, en Alaska. La température de fluide dans la boucle horizontale est constamment enregistrée. Le projet s'échelonne sur dix ans. Après deux ans de fonctionnement, le COP moyen annuel de la PAC est passé de 3.6 lors de la première année à 3.3 la deuxième. La température du sous-sol au centre de la boucle était de 34.5°F (1.4°C) en octobre 2013 et de 32.4°F (0.22°C) en octobre 2015 (CCHRC, 2016b) (Figure 10).

La température du fluide passe sous le point de congélation à quelques reprises à l'hiver 2014-2015 et beaucoup plus souvent à l'hiver 2015-2016. Les COP moyens des mois de décembre pour les années 2013 à 2015 sont respectivement de 3.5, 3.6 et 2.9. La température atmosphérique et l'utilisation du bâtiment ont un impact direct sur ces valeurs. Il faudra encore quelques années de fonctionnement avant d'en tirer des conclusions claires.

Lors de l'opération du système à Fairbanks, à une

profondeur de 11 pi (3.35 m), la température du sous-sol se rapprochait du point de congélation, avec une température maximale d'environ 35°C (1.6°C) au mois d'octobre de l'année 2013 (Figure 11). La température la plus froide était de 30°C (-1.1°C) en mars 2015. Le sol était sous le point de congélation au centre de la boucle en août 2014 et 2015.

Depuis 1992, une base aérienne norvégienne située près du cercle polaire utilise l'eau de mer profonde (7°C constante à 170 m) pour alimenter deux pompes à chaleur à l'ammoniaque de 2 MW, une chaudière électrique, ainsi que deux chaudières au diesel pour fournir de la chaleur à un réseau (*district heating*). Ce réseau de chaleur fournit 40 bâtiments et a une puissance thermique de conception de 5.4 MW (Underland, 2004). Comme l'eau de mer est corrosive, une attention particulière est nécessaire pour le choix des matériaux. Un matériau à utiliser pour les échangeurs de chaleur internes d'une PAC à eau de mer est de l'acier inoxydable austénitique de grade 316, qui offre un bon rapport qualité-prix. Les alliages de Nickel-Aluminium-Bronze sont aussi intéressants. Utiliser de l'acier au carbone, même recouvert d'un enduit, pour certaines composantes comme les colonnes et la tête de décharge réduit le coût, mais aussi la durée de vie de l'équipement (Morrow, 2010).

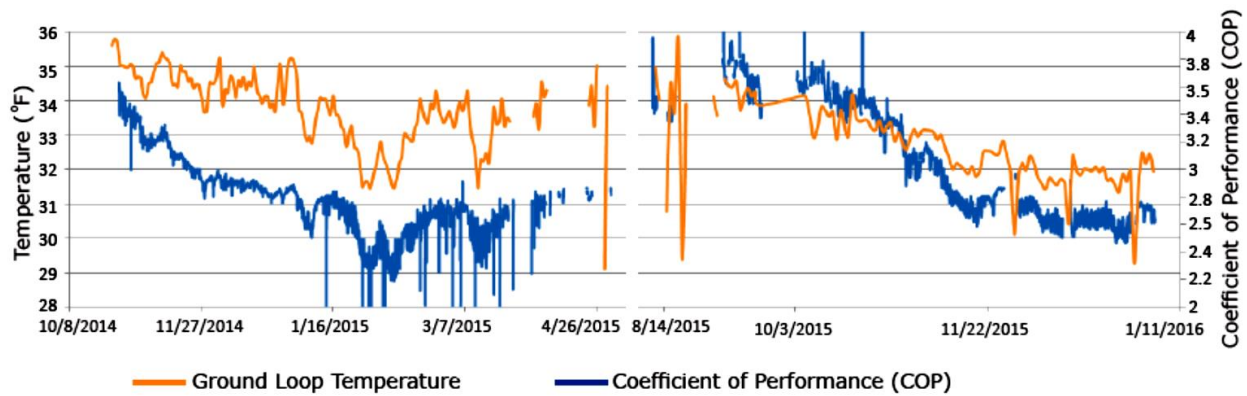


Figure 10 – Températures et COP du projet du CCHRC (Cold, Climate Housing Research Center, 2016).

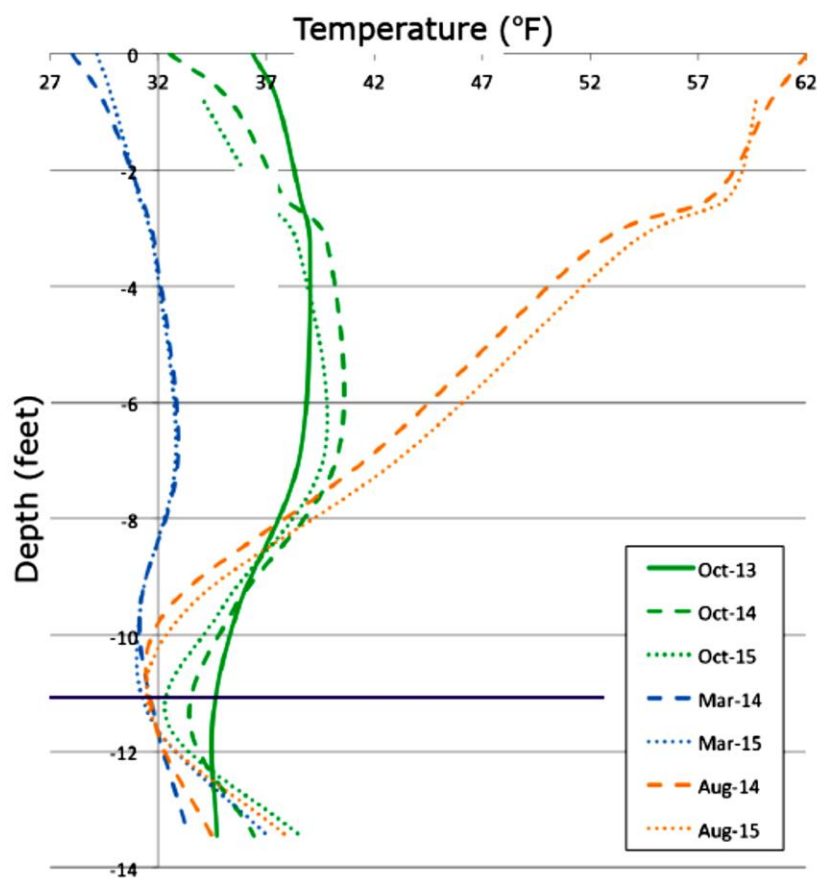


Figure 11 – Températures du sol du projet CCHRC (Cold, Climate Housing Research Center, 2016).

3.4. Extraction de chaleur dans le pergélisol

Geler et dégelé les dépôts meubles de nature argileuse qui contiennent un volume d'eau important peut endommager les structures avoisinant un champ d'échangeur de chaleur géothermique. Comme l'eau a un plus grand volume sous forme solide que liquide,

des gonflements suivis de tassements peuvent survenir lorsque les dépôts meubles sont gelés et dégelés. Il a été documenté qu'un puits sur 10 000 s'écrase sous la pression produite par le gel du sol en Suède (Nordell et Ahlström, 2007). En contrepartie, le phénomène des changements climatiques a un impact sur le pergélisol dont la température et l'étendue diminue (Garber-

Slaght, 2014). En conséquence, les bâtiments et autres structures sont construits sur un milieu pergélisolé peuvent s'enfoncer dans le mort terrain. Geler les dépôts meubles à l'aide d'un système d'échangeur de chaleur géothermique pourrait aider à maintenir les conditions de pergélisol et la stabilité des matériaux.

En Norvège, des échangeurs de chaleur géothermique ont été installés au tour d'une fondation d'un bâtiment pour chauffer le bâtiment, tout en maintenant la température du sol sous le point de congélation et assurer une stabilité du pergélisol. La capacité portante de la fondation était supérieure à celles des fondations sur pieux les plus couramment utilisés en Norvège (Instanes et Anisimov, 2008). Une autre étude a évalué la possibilité d'utiliser une PAC géothermique pour maintenir le pergélisol sous la fondation d'une maison à Fairbanks. La conclusion était que la chaleur extraite du sol pourrait maintenir le pergélisol et stabiliser la fondation (McFadden, 2000). Ce système de refroidissement conserve les fondations stables à Fairbanks depuis 1993 (Garber-Slaght, 2014). Des guides méthodologiques sont disponibles pour les fondations neuves (CCHRC, 2000) et la stabilisation de fondations (CCHRC, 2001) en milieu pergélisolé.

3.5. Stockage thermique dans le sol

La température du sol peut être perturbée par les puits géothermiques. Dans le cas du nord du Québec, on extrait de la chaleur du sol pour chauffer un bâtiment, mais, comme il n'y a pas de charge de climatisation, aucune chaleur ne serait injectée. Ce déséquilibre de charge thermique peut affecter la température du sol près des échangeurs de chaleur géothermique.

Des simulations effectuées sur un système d'échangeur de chaleur vertical montrent que la température du sous-sol après 25 ans d'opération a diminué jusqu'à une distance d'une dizaine de mètres en pétrifiant des forages (Figure 12; (Eskilson, 1987)). La situation inverse se peut se produire dans un système de stockage thermique avec injection de chaleur pour augmenter la température du sous-sol au centre du champ de puits.

Dans les climats froids, des systèmes hybrides permettent de balancer les charges au sol selon différentes configurations d'échangeur de chaleur (Belzile, 2016). Les puits peuvent être séparés pour le chauffage et la climatisation de façon à créer des zones chaudes et froides (Figure 14; (Belzile et al., 2016b)).

La chaleur est injectée au centre d'un champ géothermique et extraite en périphérie. Les circuits de tuyau dans un échangeur de chaleur peuvent être séparés (Belzile et al., 2016a).

La façon la plus typique d'opérer un système géothermique hybride est de coupler à l'aide d'un échangeur de chaleur les boucles chaudes et froides. Une autre méthode est d'utiliser des réservoirs de stockage de courte durée. Un projet au Yukon incluant un système géothermique horizontal couplé à des capteurs solaires pour chauffer un bâtiment de 2700 pi² (250 m²) (Partners, 2006). Une pompe à chaleur de 6 tonnes est couplée à 4 boucles de 1000 pi (305 m) de conduites enfouies de 8 pi (2.4 m) à 10 pi (3 m) de profondeur. Les capteurs solaires sont composés de 120 tubes sous vide inclinés à 60° de l'horizontal. Des réservoirs de stockage de 60 gallons lient les boucles géothermiques et de capteurs solaires.

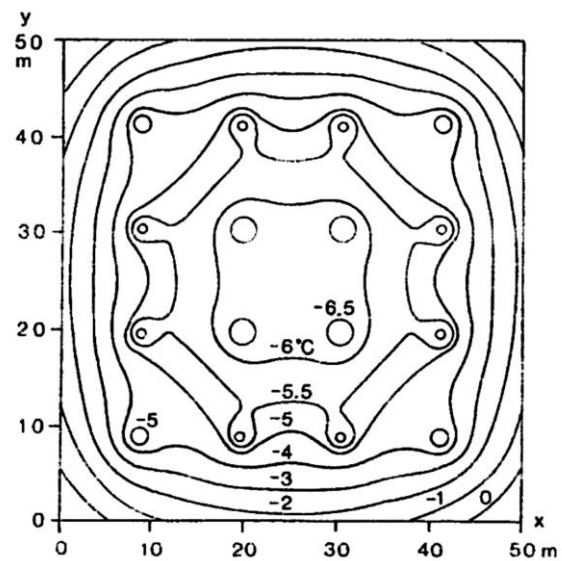


Figure 12 – Températures du sous-sol perturbées (Eskilson, 1987).

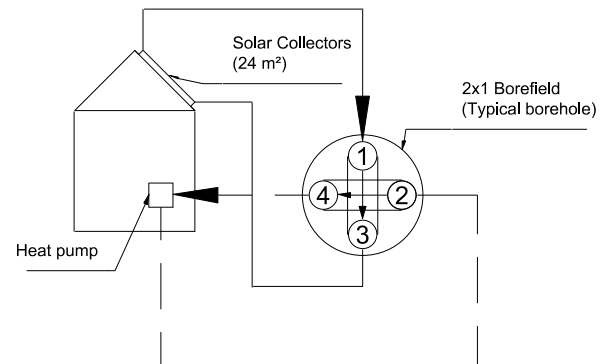


Figure 13 – Circuits indépendants (Belzile et al., 2016a).

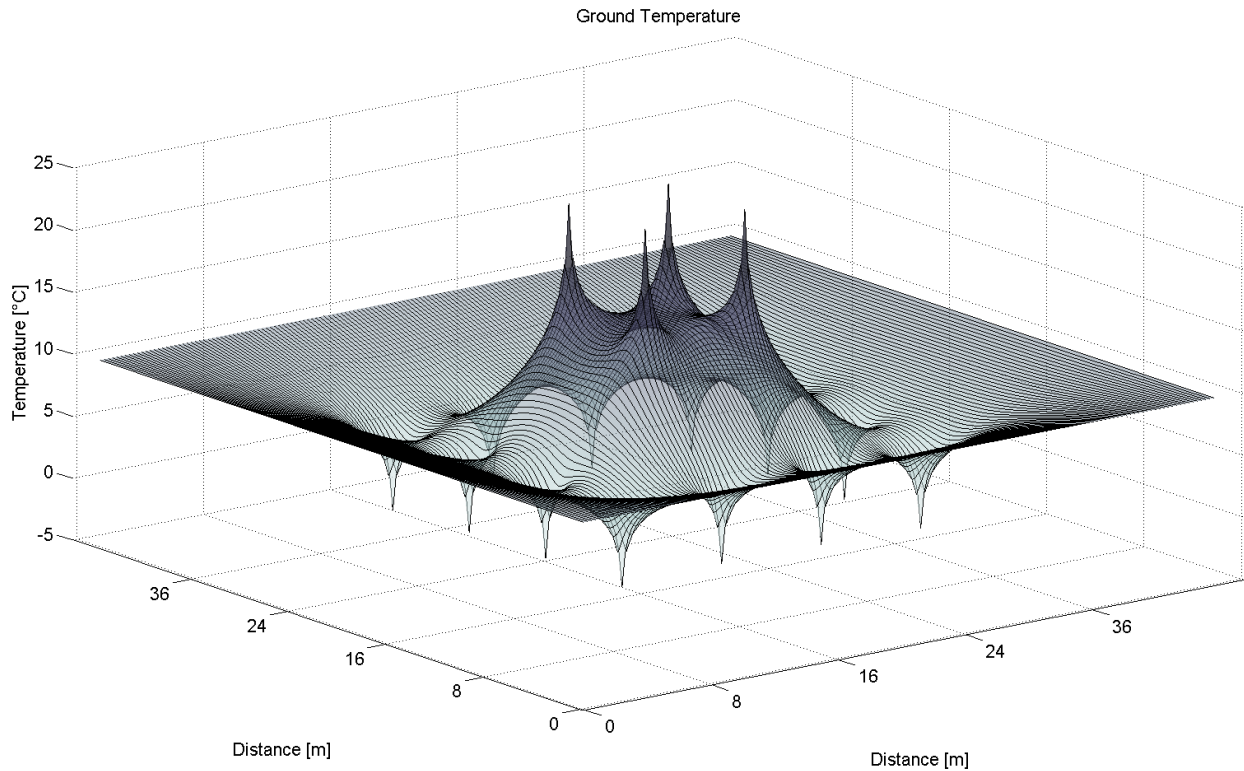


Figure 14 – Puits indépendants (Belzile *et al.*, 2016b).

L'utilisation d'un réservoir de stockage de courte durée peut avantageusement être couplée à une PAC en climat froid. La PAC est utilisée pour maintenir la température du réservoir de stockage et fournit la chaleur à un réseau de chauffage hydronique. Ceci permet de réduire le nombre de démarrage-arrêt de la PAC (Siegenthaler, 2011). Un réservoir de stockage d'eau peut également emmagasiner la chaleur pour une utilisation pendant les périodes de pointe de puissance, qui permettrait de bénéficier de tarifs électriques hors pointe (Meyer *et al.*, 2011) comme c'est le cas pour le tarif DT (biénergie) d'Hydro-Québec.

4. Énergies renouvelables

Une augmentation de production d'électricité par des sources d'énergie renouvelable est présente dans l'arctique Canadien. Les sources d'énergie sont surtout l'énergie photovoltaïque, éolienne et la biomasse. L'énergie solaire passive est parfois intégrée dans la conception de bâtiments, ainsi que le chauffage solaire de l'eau domestique (Cherniak *et al.*, 2015).

Un programme de la WWF tentera de démontrer dans les cinq prochaines années que l'énergie solaire et éolienne peuvent contribuer au développement durable du Nord canadien (Das et Canizares, 2016). Dans cette étude de préfaçabilité, 13 communautés du Nunavut ont été considérées. La pénétration d'énergies renouvelables possibles semble intéressante à Sanikiluaq avec 52,1 % pour une diminution de 53,2 % d'émissions de CO₂ et des économies sur

l'opération et la maintenance de 44,9 %. Cinq communautés ont été sélectionnées pour une prochaine étude de faisabilité détaillée : Sanikiluaq, Iqualuit, Rankin Inlet, Baker Lake et Arviat.

4.1. Solaire

Le Soleil est la source de plusieurs formes d'énergies renouvelables. Lorsque celui-ci frappe le sol, il le réchauffe. L'air chaud est moins dense que l'air froid, ce qui crée des mouvements d'air appelés « vents ». Le Soleil contribue aussi à la production de courants marins.

L'inclinaison de 23.5° de l'axe de rotation de la Terre par rapport à son orbite autour du soleil est à l'origine des variations saisonnières de l'heure du lever, du coucher et du zénith du soleil (Figure 15).

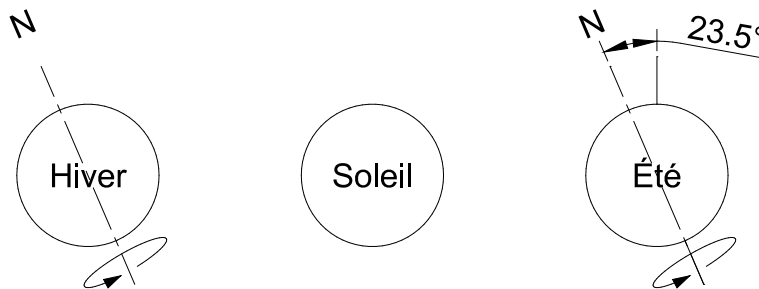


Figure 15 – Inclinaison de l'axe de rotation de la Terre.

À l'équateur, les journées et les nuits ont la même durée. Le soleil se lève à 6h00 et se couche à 18h00 tous les jours. Plus on s'éloigne de l'équateur, plus les effets de l'axe de rotation se font sentir. À Resolute au Nunavut (74.7°N), le soleil apparaît à l'horizon pour la dernière fois de la saison autour du 4 novembre, pour ne réapparaître qu'autour du 3 février. Le soleil ne se couche pas du 28 avril au 11 août (Sunrise-Sunset, 2016).

Il est bon d'incliner une surface pour capter une quantité optimale d'énergie. La valeur de cette inclinaison par rapport à l'horizontale se rapproche de la latitude de la localisation, tel que montré au Tableau 8.

La quantité d'énergie moyenne tombant sur une surface inclinée de 1 m² à tous les jours est de 2.95 kWh/m²/jour à Schefferville (Figure 16).

À Kuujuaq, la pointe haute d'énergie solaire sur une

surface à 55° se produit en avril, car les journées sont plus longues et le soleil est à un angle favorable. La pointe basse se trouve au mois de décembre, pour les raisons inverses. La même tendance est visible à Schefferville. À Sept-Îles, l'énergie moyenne est plus stable à l'année. Il est possible de modifier l'inclinaison de panneaux, ou d'y installer des systèmes de suiveur solaires à un ou plusieurs axes pour améliorer l'efficacité des systèmes.

Tableau 8 – Comparaison des technologies.

	Lat. N°	Incl. °
Schefferville	54.8	55°
Kuujuaq	58.1	55°
Sept-Îles	50.2	45°

Rayonnement solaire quotidien - incliné



Figure 16 – Rayonnement solaire sur plan incliné (Retcreen, 2009).

4.1.1. Capteurs solaires

Les capteurs solaires sont utilisés pour absorber l'énergie solaire et la transmettre à un fluide, comme l'eau et l'air (Tableau 9). Plusieurs types de

collecteurs solaires sont disponibles sur le marché : Capteurs plats vitrés ou non, tubes sous vide, concentrateurs solaires, etc. Leur choix dépend de la température de fluide requise.

Tableau 9 – Caractéristiques de capteurs solaires (The worlds of David Darling, 2016).

Type de capteur	Facteur de conversion	Pertes thermiques (W/m ² °C)	Température (°C)
Non-vitré, plat	0.82 - 0.97	10 – 30	jusqu'à 40
Vitré, plat	0.66 - 0.83	2.9 - 5.3	20 - 80
Plat sous vide	0.81 - 0.83	2.6 - 4.3	20 -120
Tube sous vide	0.62 - 0.84	0.7 - 2.0	50 - 120
Collecteur aéraulique	0.75 - 0.90	8 - 30	20 - 50

Les capteurs solaires non vitrés ont une grande capacité d'absorption de chaleur (Figure 17), mais ont

aussi de grandes pertes thermiques. La température de sortie escomptée est de l'ordre de 40°C.

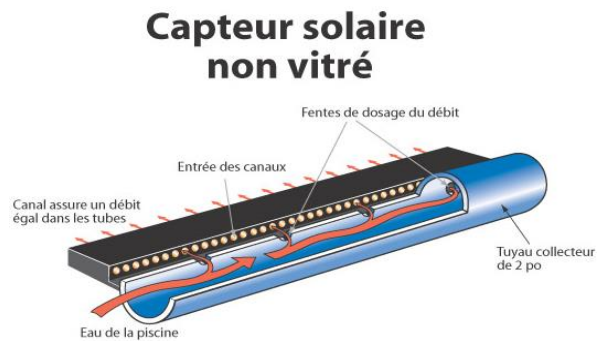


Figure 17 – Capteur plat non vitré (Ressources naturelles Canada, 2016).

Les capteurs solaires vitrés ont une moins bonne efficacité (Figure 18), mais ont aussi moins de pertes thermiques. Ceci leur permet d'atteindre une température de l'ordre de 80°C qui peut aller à plus de 150°C en période de stagnation.

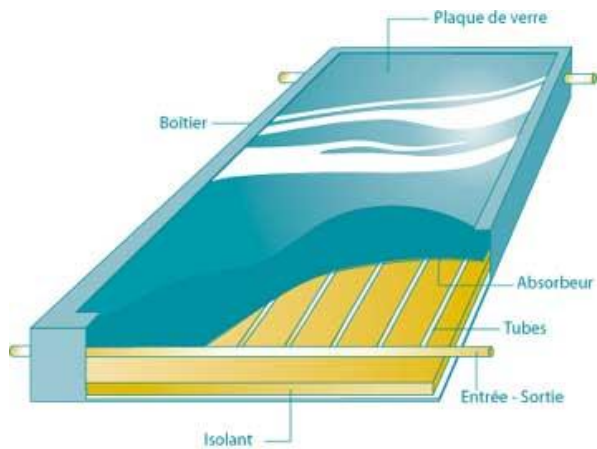


Figure 18 – Capteur plat vitré (Ressources naturelles Canada, 2016).

Un type qui a encore moins de déperditions thermiques est le capteur sous vide (Figure 19). Comme il y a très peu de matière pour transmettre la chaleur par convection et conduction, les températures escomptées sont élevées (de l'ordre de 100°C). Le point d'ébullition de l'eau peut être atteint selon de la pression du système.

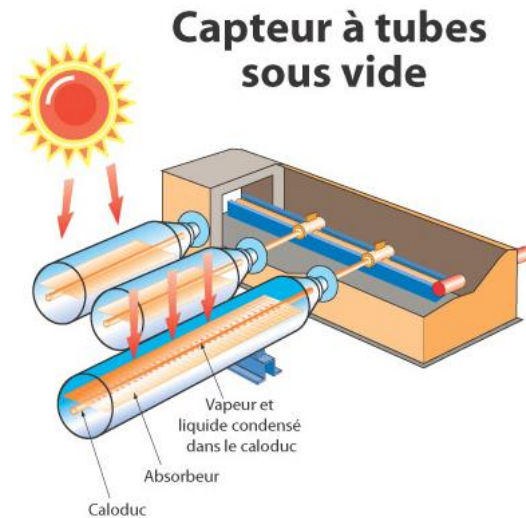


Figure 19 – Capteur sous vide (Ressources naturelles Canada, 2016).

Il est possible d'atteindre des températures plus élevées avec des concentrateurs solaires. Un exemple serait le projet Ivanpah, en Californie, où 173 500 miroirs sont dirigés vers une tour qui chauffe de l'eau à 565°C (1050°F). Cette chaleur est utilisée pour vaporiser de l'eau et faire tourner une turbine et produire de l'électricité. La puissance totale du système est de 377 MW électrique, de quoi alimenter 140 000 résidences (U.S. Department of Energy, 2016b).

Pour les climats froids, une plus faible déperdition thermique, comme celles retrouvées dans les systèmes sous vide, serait recommandée. La température froide dans le nord du Québec pourrait faire geler le fluide caloporteur. Il faut utiliser un liquide « antigel » dans ces conditions, comme du propylène-glycol utilisé dans le système de refroidissement d'une voiture (Tableau 10). Le point de fusion du propylène glycol est de -155°C. Comme sa viscosité est très élevée, on utilise un mélange de propylène-glycol et d'eau.

À 55% de mélange, le point de fusion du propylène-glycol est de -40.8°C, qui serait suffisamment bas pour combler les besoins à 99.6% du temps dans toutes les localisations du Tableau 10. Toutefois, si la température descend sous cette limite, les capteurs devraient être vidés manuellement. La température la plus basse enregistrée est de -50.6°C à Schefferville, ce qui demanderait un mélange à 61% de propylène-glycol.

Une alternative au fluide « antigel » serait un système de chauffe-eau solaire à vidange. Ce type de système permet de faire circuler de l'eau dans le capteur solaire à l'aide d'une pompe et cette eau se vide par gravité

lorsque les pompes ne fonctionnent pas (Dakhli, 2014).

Tableau 10 – Point de fusion de mélange propylène-glycol/eau.

	Fraction de propylène-glycol				
	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %
Point de fusion [°C]	-13.8	-22.3	-33.7	-48.6	-67.7

4.1.2. Panneaux solaires photovoltaïques

Un système photovoltaïque (PV) convertit la lumière en énergie électrique. Plusieurs matériaux peuvent être utilisés comme la silicone monocristalline et polycristalline, la silicone amorphe, à film mince, des matériaux organiques et des systèmes multi-jonction. Les panneaux solaires monocristalline et

polycristalline sont les plus répandus. Les meilleures efficacités de conversion de ces deux types se trouvent entre 20% de 25% (Green *et al.*, 2016). Les valeurs typiques d'efficacité se trouvent entre 10% et 15% (Dubey *et al.*, 2013).

Un des problèmes avec les cellules photovoltaïques est sa perte d'efficacité avec le temps (Figure 20).

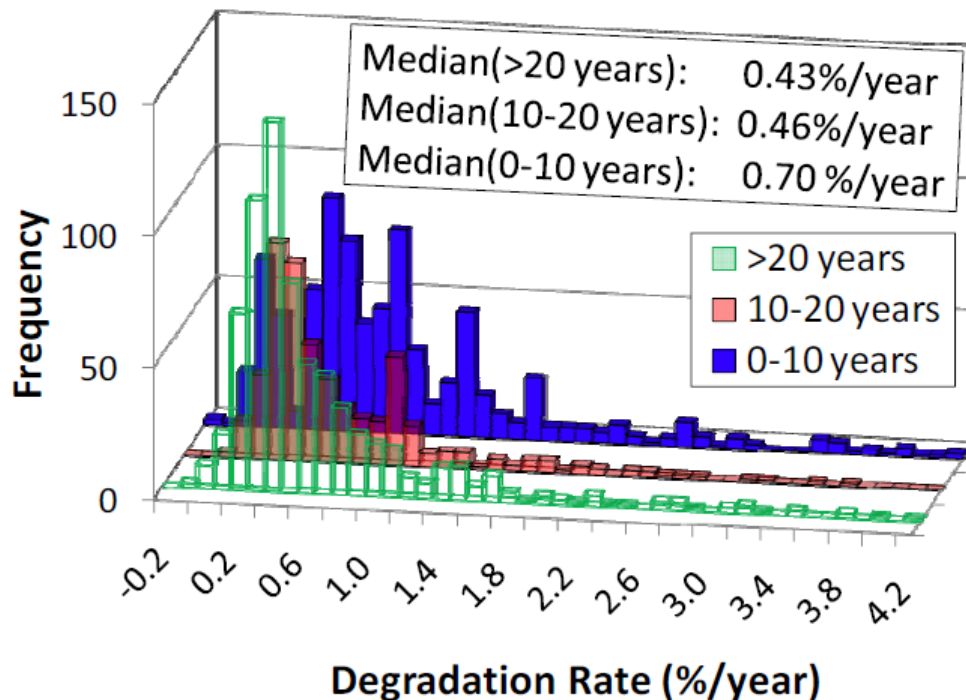


Figure 20 – Dégradation d'efficacité de cellules photovoltaïques (Jordan et Kurtz, 2013).

Selon (Jordan et Kurtz, 2013), 78% des échantillons de panneau PV sont dégradés à un rythme inférieur à 1%/an, la médiane étant à 0.5%/an et la dégradation est considérée forte à 0.8%/an. Ce qui implique qu'un panneau qui produit 1000 Watts de puissance la première année n'en produira que 905 Watts la 20^e année.

Les cellules PV étant des semi-conducteurs, leur efficacité diminue avec l'augmentation de température. Les données d'efficacité sont évaluées à

des températures de 25°C. Une valeur typique de diminution d'efficacité pour les silicones monocristallines et polycristallines est de -0.5%/°C (Figure 21).

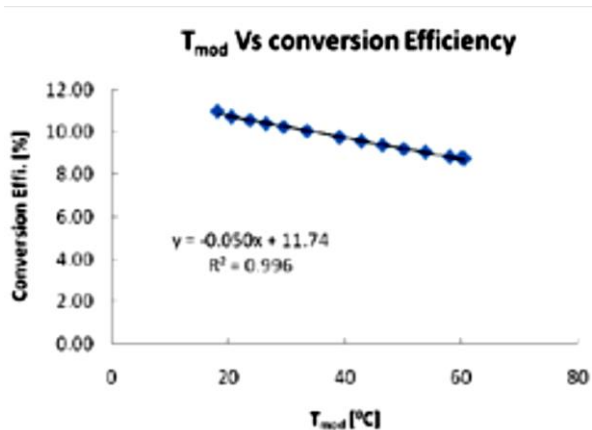


Figure 21 – Efficacité de cellules PV en fonction de la température (Karki, 2016).

Si l'efficacité des panneaux PV augmente avec une température plus froide, la capacité de stockage des piles diminue. Malgré que les résistances internes augmentent la température des batteries, une perte d'efficacité est observable à basse température. À -20°C , la majorité des batteries cessent de fonctionner. Les piles NiCd et Li-ion peuvent fonctionner à des températures de -40°C , mais à une capacité réduite et la recharge n'est pas à considérer (Buchmann, 2016).

En 1994, le centre Canmet Énergie de Varennes ont effectué un projet éolien/solaire PV à la réserve du parc national de l'Île-d'Ellesmere (81°) pour alimenter une station de gardien. Le système alimente des appareils électriques tels des lumières, une radio, une laveuse, un téléviseur et un four à micro-onde. Le système remplace une génératrice diesel, qui n'est en fonction que très rarement. Les accumulations de neige et de glace sont inhabituelles et il existe des technologies passives pour pallier au problème (Ross *et al.*, 1997).

Des systèmes PV sont couplés au réseau électrique depuis 15 ans au Yukon. Trois systèmes PV sont installés à l'Energy Solution Center (ESC). Les prix sont passés de 17,10\$/kW installé en 2008 à 8,20\$/kW installé en 2010 et enfin à 4,88\$/kW installé en 2012. Pour un système de plus de 50 kW, le coût installé a été de 3\$/kW en 2014 à Edmonton. Les conclusions de l'étude montrent que l'hydroélectricité demeurera la solution la plus compétitive au Yukon. Un gros problème avec le PV dans cette province est le décalage entre les périodes de production d'électricité et les périodes de consommation. Le plus grand avantage au niveau de la rentabilité se trouve dans les réseaux isolés où l'électricité est produite à partir de diesel. Le PV serait moins avantageux avec le coût

actuel du GNL, mais le demeurerait dans le cas d'une augmentation du prix du GNL de 6 à 9% par an (Energy Solutions Centre (YK), 2014).

D'autres projets ont été chiffrés entre 200\$ et 600\$/MWh au Yukon (excluant le stockage); entre 550\$ et 1100\$/MWh pour des systèmes résidentiels; et entre 460\$ et 920\$/MWh pour des installations commerciales (20 kW) (Cherniak *et al.*, 2015).

4.2. Éoliennes

C'est dans le nord du Québec que l'on retrouve les plus grands potentiels de forces des vents au Québec (Figure 22; (KPMG, 2012).

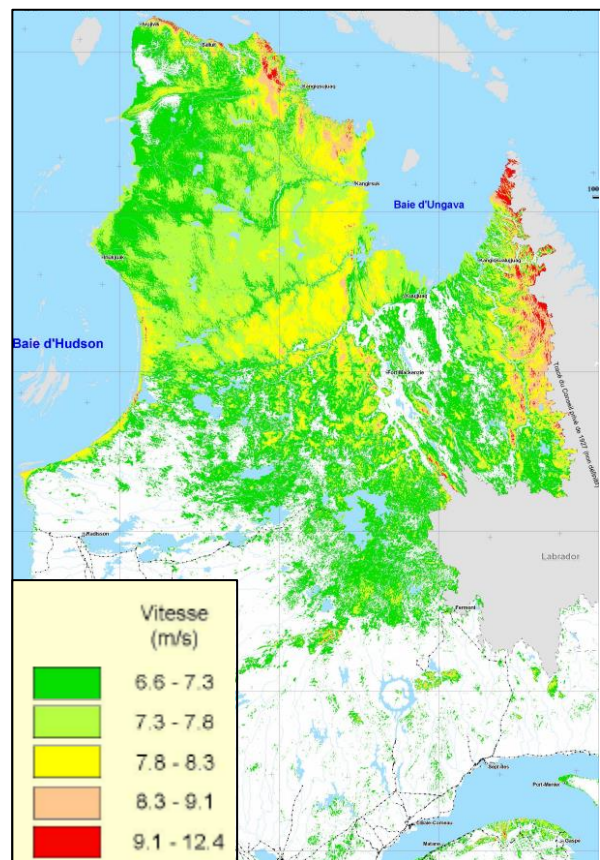


Figure 22 – Potentiel éolien au Québec.

Des éoliennes sont présentement installées sur des sites miniers dans le nord du Canada. La mine Diavik compte 4 éoliennes pour une puissance installée de 9.2 MW. Le coût du projet était de 30 M\$ et 4,3 M de L de diesel sont économisés chaque année, soit un coût de 6 à 8 M\$ (KPMG, 2012). La mine Raglan consomme de 50 à 60 M de L de diesel par an. Une éolienne de 3 MW y est installée et en quelques mois,

1 M de L de diesel ont été économisés, ainsi que 2600 T de gaz à effet de serre (Radio-Canada, 2015). Trois technologies de stockage électrique sont à l'essai : des volants d'inertie, des batteries et des piles à combustible à hydrogène (Natural Resources Canada, 2016).

Ce potentiel est toutefois couplé à un risque : le gel. Les pales des éoliennes doivent être chauffées pour éviter de trop grandes périodes d'arrêt des éoliennes. Ces pales sont chauffées avec de l'air chaud soufflé à l'intérieur. La température basse peut aussi être un facteur de risque de bris. Un contrôleur arrête les pales de tourner sous -40°C .

Un frein majeur au développement de l'énergie éolien dans les Territoire-du-Nord-Ouest est lié à l'économie d'échelle. Les profils de charge électriques des communautés sont trop petits pour pouvoir profiter d'économies d'échelle de projets d'éolienne. De plus, les investissements capitaux et d'opération et de maintenance sont plus élevés qu'ailleurs dus au pergélisol, transport et grues de haute portée (Cherniak *et al.*, 2015).

Le coût estimé de la production d'énergie électrique par éoliennes au Yukon, pour un réseau couplé à un réseau hydroélectrique, est de 148\$/MWh pour un champ d'éolienne de 21 MW et de 155\$/MWh pour un champ de 10.5 MW (Cherniak *et al.*, 2015).

4.3. Hydroélectricité

L'hydroélectricité utilise l'eau comme source d'énergie. Deux types majeurs sont possibles : l'énergie potentielle et l'énergie cinétique. L'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau peut être transformée en énergie cinétique en activant des turbines hydrauliques et générer de l'électricité. Plus la hauteur de la colonne d'eau est grande, plus il y a de puissance. Ensuite, le débit d'eau peut activer directement une turbine, qu'on appelle « au fil de l'eau ». Ce deuxième cas n'utilise pas de réservoir de stockage et est dépendant du débit d'un cours d'eau.

Dans le nord du Québec, on peut s'attendre à trouver l'eau sous forme solide en hiver. Les réservoirs d'eau ne sont toutefois pas complètement gelés. L'épaisseur de glace dans le nord du Canada a été modélisée et des simulations ont été faites pour les données météo de Yellowknife. Les résultats ont montré une épaisseur jusqu'à 180 cm (Seidou *et al.*, 2005).

Les coûts de développement hydroélectriques ont été

évalués pour différentes provinces (Cherniak *et al.*, 2015) :

- Yukon : entre 100\$ et 150\$/MWh pour des projets de moyenne à grande envergure et de 200\$ à 230\$/MWh pour des projets plus petit que 10 MW;
- T.-N.-O. : entre 375\$ et 625\$/MWh pour des projets plus petits que 1 MW; entre 85\$ et 135\$/MWh pour des projets moyens (échelle de 10 MW); et 50\$/MWh pour des projets majeurs (échelle de 100 MW);
- Nunavut : entre 230\$ et 310\$/MWh pour un projet moyen (10 MW); entre 370\$ et 320\$/MWh pour un projet de 6 MW;
- Newfoundland-Labrador : entre 80\$/MWh et 4 430\$/MWh (\$ de 2009); 25 sites étudiés sur 44 ont un coût énergétique inférieur à 370\$/MWh.

4.4. Biomasse

Comme il y a peu de résidus forestiers dans l'extrême nord du Québec, la biomasse n'est pas une solution envisageable, à moins d'avoir une source plus au sud et d'en faire le transport. Une étude a comparé une chaudière au diesel avec une chaudière à condensation, un poêle à granules et un système hybride solaire, stockage thermique, géothermique, granules, diesel. Le retour sur investissement de systèmes à granules est de 2 ans, en comparaison à 10.8 ans pour la chaudière à condensation et 17.2 ans pour le système hybride, en tenant compte de la valeur actualisée nette (CCHRC, 2015).

Le coût de système de biomasse au Yukon a été évalué à 166\$/MWh pour un système de 25 MW couplé au réseau électrique (sans cogénération) et à 158\$/MWh avec cogénération. Des installations entre 10 et 15 MW à Minto coûteraient entre 158\$ et 175\$/MWh (Cherniak *et al.*, 2015).

5. Autres technologies d'efficacité énergétiques

5.1. Enveloppe de bâtiments

Les mesures possibles pour améliorer l'efficacité énergétique de bâtiments incluent l'installation d'équipement de chauffage plus performant, améliorer l'enveloppe (incluant les murs, les fenêtres, le contrôle et la récupération de chaleur) et éliminer les chaudières qui fonctionnent aux énergies fossiles (International Energy Agency, 2016).

L'amélioration de l'enveloppe de bâtiment est une mesure passive qui ne nécessite pas de maintenance ni

d'entretien. Un exemple de cette mesure serait sur un bâtiment typique préfabriqué dans un camp minier. Les dimensions extérieures des bâtiments sont généralement limitées par les restrictions légales pour le transport sur route. Si on veut une meilleure résistance thermique, on doit soit mettre plus d'isolant ou changer de type d'isolant. L'augmentation de l'épaisseur d'isolant se fait au prix de la perte d'espace intérieure. Une valeur type d'isolation des murs de R-22 peut être atteinte avec de la laine minérale d'une épaisseur de 150 mm (6 po) (Tableau 11).

Diminuer la demande de chauffage de bâtiments avec une meilleure isolation est une solution à cette situation.

Tableau 11 – Épaisseur et résistance thermique de matériaux isolants.

Épaisseur [po] [mm]		Valeur de résistance thermique			
		3.5 89	5.9 150	7.2 184	8.0 203
Laine minérale	R [ft ² ·°F·hr/Btu]	13	22	27	30
	RSI [m ² -K/W]	2	4	5	5
Polystyrène	R [ft ² ·°F·hr/Btu]	18	30	36	40
	RSI [m ² -K/W]	3	5	6	7
Polyuréthane (mousse)	R[ft ² ·°F·hr/Btu]	21	35	43	48
	RSI [m ² -K/W]	4	6	8	8
Aérogels	R [ft ² ·°F·hr/Btu]	35	59	72	80
	RSI [m ² -K/W]	6	10	13	14
Panneaux sous vide	R [ft ² ·°F·hr/Btu]	140	236	290	320
	RSI [m ² -K/W]	25	42	51	56

5.2. Chauffage radiant

Dans un bâtiment, on chauffe l'air jusqu'à une température confortable pour les occupants, par exemple à 21°C. L'utilisation de panneaux radiants permet de réduire la température de l'air, par exemple à 15°C, tout en ayant le même confort qu'avec de l'air à 21°C.

Les systèmes radiants sont alimentés soit par un système de fluide chaud, un combustible ou une résistance électrique. On peut les installer au plafond, au plancher, sur les murs ou les suspendre. Un grand avantage de ces systèmes se trouve lorsqu'il y a des entrées et sorties fréquentes d'un espace. L'air froid de l'extérieur peut être chauffé à une plus basse

température avec un système radiant. Un autre cas serait lorsque l'occupation d'un espace est limitée à une petite superficie dans un grand espace. On peut localiser la production de chaleur dans une certaine zone. En combinant le chauffage de l'air et radiant, on peut avoir un meilleur contrôle du confort, tout en permettant des économies d'énergie (ASHRAE, 2008).

5.3. Réservoirs d'eau

La chaleur n'est pas toujours disponible lorsqu'on en a besoin. Un exemple serait l'énergie solaire qui est disponible de jour seulement. Lorsque les périodes de production de chaleur ne sont pas en phase avec les périodes de consommation, le stockage thermique est

une solution. Le stockage thermique peut être sur une courte période et s'échelonner sur des saisons. Le stockage thermique est utilisé couramment. Le réservoir d'eau chaude résidentiel en est le meilleur exemple. L'eau froide entre au bas du réservoir et sort par le haut. Il y a une séparation de température entre le chaud et le froid appelée stratification. La Figure 23 représente cette stratification.

Si on utilisait des résistances électriques pour chauffer directement l'eau d'une douche, on aurait besoin d'environ 11 kW de puissance. Pourtant, les réservoirs d'eau ne sont généralement munis que de deux éléments de 2 kW, un seul qui fonctionne à la fois. Ce qui montre un autre avantage du stockage thermique : diminuer la puissance des appareils.

Ces réservoirs de stockage sont conçus pour fournir de la chaleur sur une courte période. Si on veut stocker de l'énergie sur une plus grande période, plus de matériel de stockage est nécessaire. Les systèmes géothermiques offrent une immense quantité de

matière pour stocker de la chaleur : le sous-sol. L'eau a une capacité de stockage de chaleur (chaleur spécifique) de 4.18 KJ/kg-K alors que celle des dépôts meubles, selon le type, est de l'ordre de 0.5 à 2 KJ/kg-K.

Le Cold Climate Housing Research Center (CCHRC), en Alaska a passé neuf mois sans brûler de diesel pour chauffer un bâtiment de 22 000 pi² (2043 m²). Un système de collecteurs solaire, une chaudière à la biomasse et de réservoir de stockage de 21 000 Gal US fournissent la chaleur pour ce bâtiment (Figure 24). Une aile du bâtiment est chauffée à partir d'une PAC géothermique en boucle horizontale, qui a fourni un COP moyen de 3.3 en hiver. En 2015, le système solaire composé de 16 capteurs a fourni 13 millions de BTU. Le système de biomasse a fourni l'équivalent de 635 Gal US de diesel. L'enveloppe du bâtiment est très performante avec 6 à 8 po de polystyrène donnant une résistance entre R-40 et R-45. Il y a 12 po d'isolant au plafond et sous le plancher (CCHRC, 2016a).

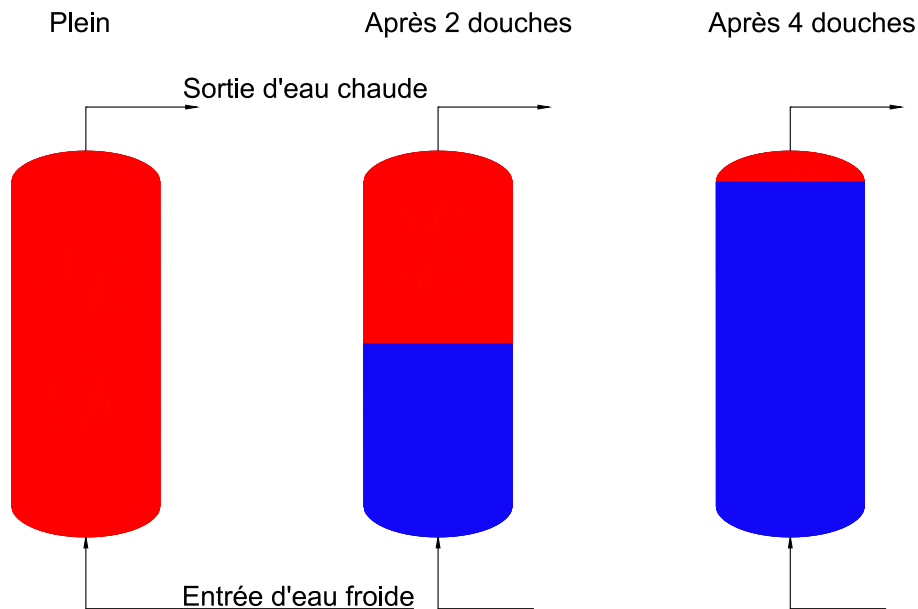
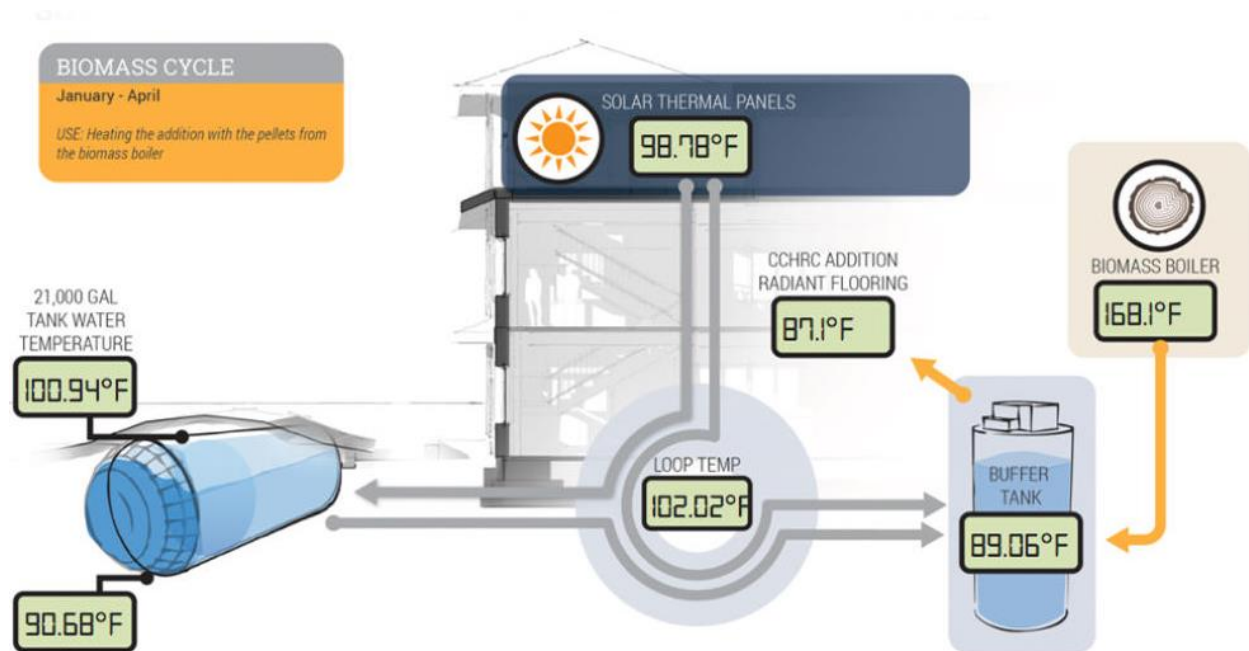


Figure 23 – Réservoir d'eau chaude stratifié.



We are getting closer and closer to a future without fossil fuels at the Research and Testing Facility. Last year we made it nine months without burning oil. During that time, we heated our entire 22,000 square foot building with energy from the sun, the earth, and the forest.

Figure 24 – Système hybride solaire stockage thermique (CCHRC, 2016a).

5.4. Gaz naturel liquide

L'avantage de liquéfier le gaz naturel est qu'il est 600 moins volumineux que sous forme gazeuse (à pression ambiante, 2.4 fois à 250 bar ou 3 600 psi). Il faut toutefois le refroidir à des températures cryogéniques (-168°C) pour le liquéfier et les matériaux deviennent plutôt fragiles à ces températures. Le GNL peut être transporté par bateaux, trains ou camions. Le coût de génération de puissance à l'aide de GNL a été évalué entre 120\$ et 145\$/MWh pour un système couplé au réseau électrique au Yukon (Cherniak *et al.*, 2015).

La mine Renard de Stornoway Diamond est située à la Baie-James. Sa source d'énergie est le gaz naturel liquide, transporté par camions. De génératrices totalisant 21.6 MW fournissent l'électricité pour la mine. La consommation de GNL prévue est de 26 millions de litres par an, soit 10 à 11 camions par semaine. Les émissions sont de 46 656 m³ de CO₂ annuellement, une économie de 42% par rapport au diesel. Une ligne de transmission d'Hydro-Québec a été évaluée à 175 M\$ et considérée comme non viable économiquement (Poirier, 2015).

5.5. Incinérateur à déchets

L'incinération transforme la matière organique en énergie thermique. Ce procédé permet de réduire le volume déchets de 95 à 96%, dépendant de la quantité matériaux récupérés des cendres comme le métal (Ramboll, 2010). Les principaux produits de l'incinération sont la chaleur, des cendres et des gaz d'échappement. L'énergie produite par la combustion peut être récupérée et pourrait être utilisée pour produire de la vapeur, qui peut faire tourner une turbine et produire de l'électricité.

Un exemple de procédé d'incinérateur est la gazéification de matières organiques, qui se produit à des températures de plus de 700°C, sans combustion, qui produit un gaz de synthèse. D'autres types sont la dépolymérisation thermique, qui produit de l'huile synthétique ; la pyrolyse, qui permet d'obtenir des solides carbonisés, de l'huile et du gaz et la gazéification au plasma qui permet de produire un gaz de synthèse avec une source électrique.

Un incinérateur minier dans le nord est installé à Hope Bay Mining Ltd., au Nunavut (69°N), Canada (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) (SRK Consulting (Canada) Inc., 2009). Les déchets doivent être déplacés sur une distance de plus de 900 km.

Tableau 12 – Épaisseur et résistance thermique de matériaux isolants.

Type de déchet	Pourcentage de déchet par poids (%)	
	Boston Camp	Windy Camp
Nourriture	70	65
Papier	25	28
Plastique	3	4
Inorganique	2	3

Les matières plastiques doivent être séparées des autres déchets entrant dans l’incinérateur, car ils produisent des émissions qui sont potentiellement nocives pour la santé et l’environnement. C’est-à-dire que 93% à 95% des déchets organiques peuvent être utilisés comme source d’énergie. L’incinérateur proposé pour ce projet a une capacité de 100 kg/h et utilise le diesel comme source d’énergie auxiliaire.

La moyenne typique d’énergie produite par des incinérateurs de déchets municipaux par tonne de déchet est de 0.66 MWh d’électricité et de 2 MWh de chaleur (Waste Management Ressource, 2009). Avec 100 kg/h de déchets, on a donc un potentiel de production de 66 kW d’électricité ou 200 kW de chaleur.

Au Nunavik, le potentiel énergétique à partir des déchets est faible avec 227 kW thermique par 1000 habitants. Il est plus intéressant à Schefferville avec 434 kW thermique par 1000 habitants. La mine de Raglan a un potentiel estimé de 1.40 MW thermique par 1000 employés et celle de Québec-Cartier de 1.55 MW thermique par 1000 employés (Laflamme, 2016).

5.6. Chauffage urbain ou centralisé

Le chauffage urbain (*district heating*) compte pour la majorité des types de chauffage dans quatre des cinq pays inclus dans l’étude de l’AIE (International Energy Agency, 2016). Dans cette étude, il est noté que les entreprises de chauffage urbain et de cogénération considèrent comme un défi la diminution de la demande énergétique des bâtiments et la compétition des pompes à chaleur. Les plus grandes centrales de cogénération ne devraient pas être remplacées au profit d’autres sources de chaleur. Les sources énergétiques les plus importantes pour les réseaux de chauffage urbains sont l’énergie fossile, la biomasse et les rejets de chaleur industriels. Des alternatives à l’énergie fossile sont les pompes à chaleur d’envergure de district, les rejets de chaleur en basse température et l’énergie solaire, ainsi que les rejets de chaleur industriels près des communautés. Diminuer la température des réseaux de chauffage est aussi à envisager.

Le chauffage urbain peut se classer en quatre catégories (Wiltshire, 2012):

- 1^{re} génération : Vapeur;
- 2^e génération : Haute température (120°C);
- 3^e génération : Moyenne température (90°C);
- 4^e génération : Basse température (55°C).

Les systèmes à basse température réduisent l’investissement capital du système, les pertes de chaleur et les contraintes thermiques. Ils sont aussi plus propices à l’utilisation d’énergies renouvelables comme l’énergie solaire. Dans une étude de cas, les radiateurs résidentiels ont été conçus pour une température d’alimentation de 50°C et de sortie de 25°C. Les pertes de chaleur ont été de 25% inférieures à un système 80°C/40°C.

6. Conclusions

Le nord du Québec est caractérisé par un climat très froid. Malgré que de l'hydroélectricité y est produite, l'isolement et la taille des communautés ne permettent pas de rendre envisageable économiquement la connexion au réseau d'Hydro-Québec. C'est aussi le cas pour certaines industries comme l'industrie minière. L'électricité y est donc produite à partir de génératrices au diesel, avec environ 33% d'efficacité. Le chauffage des espaces se fait par la combustion de diesel, qui compte pour environ 50% des besoins énergétiques des communautés. L'industrie minière a besoin de chaleur pour le séchage de minerais, le chauffage de galeries souterraines et le chauffage de bâtiments. Cette chaleur est aussi produite par combustion de diesel. Avec les politiques actuelles de réduction d'émission de gaz à effet de serres, des solutions doivent être étudiées. Cette revue de littérature en présente certaines qui pourraient diminuer la consommation de diesel dans le nord du Québec.

Les pompes à chaleur à l'air à basse température ont été étudiées en Alaska. Malgré la documentation des manufacturiers qui donnent des performances intéressantes à -30°C , l'énergie requise pour le dégivrage n'est pas incluse et les coefficients qui en tiennent compte (*SHPF*) sont basés sur un climat très différent du nord du Québec. Les systèmes ne semblent pas adaptés au climat du nord du Québec à cause de l'énergie nécessaire au dégivrage. Les essais en Alaska n'ont pas montré des résultats concluants sur la rentabilité de ce type de pompe à chaleur. Des pompes à chaleur à l'eau, couplées à un système géothermique horizontal donne toutefois des résultats intéressants. Plusieurs systèmes géothermiques sont installés en Alaska, surtout dans la partie sud de cet état. Comme Hydro-Québec interdit l'utilisation de l'électricité comme source de chauffage et de production d'eau chaude domestique, les pompes à chaleur à absorption seraient donc un choix intéressant. Dans une analyse énergétique sommaire, ce type de pompe à chaleur donnerait les meilleures économies en comparaison avec les autres. Un inconvénient de cette technologie est que certains mélanges de fluides réfrigérants contiennent de l'ammoniac, qui est toxique et demanderait des salles mécaniques spécifiques, ainsi que du personnel qualifié. Les systèmes géothermiques ont aussi donnés de bons résultats. Utiliser une pompe à chaleur avec un compresseur électrique dans le nord du Québec pourrait être plus intéressant que d'utiliser des sources de chauffage d'appoint électriques. Toutefois, il faut considérer que générer de l'électricité à partir d'alternateur au diesel est efficace à environ 30% et

qu'il y a des pertes dans le réseau de transmission électrique. Le rendement global est moins intéressant que des chaudières et fournaies au gaz. De plus, changer les systèmes de chauffage au diesel pour les remplacer par des PAC électriques augmenterait l'appel de puissance du côté du fournisseur. Utiliser un moteur diesel pour actionner le compresseur serait une autre solution pour réduire la consommation électrique.

La géothermie peut fonctionner sous deux modes : en extraction de chaleur et en stockage thermique. On peut utiliser ce type de système pour conserver le sol gelé, ce qui pourrait être utile comme élément structural pour les fondations de bâtiments. Le réchauffement climatique cause des problèmes dans certaines régions du Nord.

L'énergie solaire est utilisée au Yukon en autre. Cette solution devient de plus en plus compétitive, car les prix des panneaux photovoltaïques ne cessent de diminuer. Des capteurs solaires peuvent être utilisés pour chauffer de l'eau. Toutefois, comme le Soleil est peu présent pour une bonne partie de l'année dans les hautes latitudes, du stockage saisonnier serait nécessaire pour chauffer des espaces. Un bâtiment peut utiliser un réservoir cylindrique horizontal enfoui dans le sol pour stocker la chaleur pour toute l'année. De plus, les cellules photovoltaïques sont plus efficaces par temps froid.

Les éoliennes sont présentes dans le Nord et des projets miniers en sont munis. Les éoliennes ont besoin d'un système de chauffage pour dégivrer les pales. Avec une source d'énergie alternative comme le vent, du stockage électrique est nécessaire. Les piles peuvent être utilisées, mais leur capacité diminue avec la température froide.

Améliorer l'efficacité de l'enveloppe de bâtiments est un moyen passif de diminuer la consommation d'énergie pour le chauffage. Pour un confort thermique dans les espaces, le chauffage radiant est plus efficace que chauffer de l'air. Incinérer des déchets et récupérer la chaleur permettraient de diminuer la quantité de déchets des communautés isolées.

Plusieurs de ces solutions peuvent être appliquées dans un contexte climatique semblable au nord du Québec. Une étude de faisabilité pourrait être faite à l'aide de simulations détaillées de bâtiment sur certaines technologies, soit :

- 1) Une pompe à chaleur à l'air, qui devrait tenir compte de l'énergie de dégivrage pour évaluer les économies potentielles par rapport aux chaudières au diesel;

-
- 2) Un système géothermique horizontal, qui devrait être dimensionné en tenant compte de la température du sol et d'une température minimale à l'entrée de la PAC plus froide que -6.7°C ;
 - 3) Plus le sol est à une température froide, plus la longueur de puits géothermiques doit être importante et les systèmes hybrides solaires/géothermiques ont montré un avantage considérable pour diminuer la longueur de puits;
 - 4) Comme le soleil est disponible en grande quantité sur une partie de l'année et absent une autre, le stockage saisonnier pourrait combler le manque en période hivernale.

7. Remerciements

Ce travail de recherche a été possible grâce à l'aide de plusieurs collaborateurs, dont Marc-André Richard de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.

Références

- AmericanHVACParts.com. *Heat Pump Defrost Control Circuit Board (BDP, Bryant, Carrier)* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.americanhvacparts.com/p-8922-heat-pump-defrost-control-circuit-board-bdp-bryant-carrier.aspx>.
- ASHRAE (2008) *2008 ASHRAE Handbook - Heating, Ventilating, and Air-Conditioning Systems and Equipment (I-P Edition)*. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., ISBN: 978-1-933742-33-5
- Baxter, V.D. et Moyers, J.C. (1985) *Field-measured cycling, frosting, and defrosting losses for a high-efficiency air-source heat pump*. ; Oak Ridge National Lab., TN. Medium: X; Size: Pages: 537-554 pages, ISBN: CONF-850606-; Journal ID: CODEN: ASHTA United States Journal ID: CODEN: ASHTA NOV English
- Belzile, P. (2016) Analysis of shared geothermal borefield configurations. *Département de mécanique*, École de technologie supérieure. Ph.D.
- Belzile, P., Lamarche, L. et Rousse, D.R. (2016a) Geothermal heat exchange in boreholes with independent sources. *Applied Thermal Engineering*,
- Belzile, P., Lamarche, L. et Rousse, D.R. (2016b) Semi-analytical model for geothermal borefields with independent inlet conditions. *Geothermics*, 60, 144-155,
- Buchmann, I. *BU-502: Discharging at High and Low Temperatures* [en ligne]. Disponible sur: <http://batteryuniversity.com/learn/article/discarging-at-high-and-low-temperatures>.
- CCHRC (2000) Permafrost Technology Foundation: Design Manual for New Foundations on Permafrost.
- CCHRC (2001) Permafrost Technology Foundation: Design Manual for Stabilizing Foundations on Permafrost.
- CCHRC (2015) Solar Hybrid Thermal Storage System at CCHRC.
- CCHRC (2016a) Annual Report 2015.
- CCHRC (2016b) Ground Source Heat Pumps in Cold Climates: Year Two.
- CCHRC, Campus, U.o.A.F.B.B. et Power, W.M.L. (2015) Air Source Heat Pump Potential in Alaska.
- Centre d'études nordiques. *Nordicana D* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.cen.ulaval.ca/nordicanad/index.aspx>.
- Cherniak, D., Dufresne, V., Keyte, L., Mallett, A. et Schott, S. (2015) Report on the State of Alternative Energy in the Arctic.
- Dakhli, M. (2014) Étude expérimentale d'un chauffe-eau solaire à vidange récupérée sous les conditions météorologiques nordiques, École de technologie supérieure.
- Das, I. et Canizares, C. (2016) Renewable energy deployment in canadian arctic Phase I.
- Davis, B. (2009) Mini-Split Ductless Heat Pump Bench Test Results—Final Progress Report.
- Dong, J., Deng, S., Jiang, Y., Xia, L. et Yao, Y. (2012) An experimental study on defrosting heat supplies and energy consumptions during a reverse cycle defrost operation for an air source heat pump. *Applied Thermal Engineering*, 37, 380-387, <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.11.052>
- Dubey, S., Sarvaiya, J.N. et Seshadri, B. (2013) Temperature Dependent Photovoltaic (PV) Efficiency and Its Effect on PV Production in the World – A Review. *Energy Procedia*, 33, 311-321, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>
- Energy Solutions Centre (YK) (2014) YG Solar PV Pilot: Performance Monitoring Summary.
- Eskilson, P. (1987) *Thermal analysis of heat extraction boreholes*. Department of Mathematical Physics, University of Lund. ISBN: 9179002986
- Garber-Slaght, R. (2014) Ground Source Heat Pump Efficiency in Cold Climates. *Conference Paper Session-Ground Source Heat Pump System*. Seattle.
- Gehlin, S., Andersson, O., Bjelm, L., Alm, P.-G. et Rosberg, J.-E. (2015) *Country update for Sweden*. Dans: Proceedings of the World Geothermal Congress,
- Gehlin, S.E., Spitler, J. et Hellström, G. (2016) *Deep boreholes for ground source heat pump systems—scandinavian experience and future prospects*. Dans: ASHRAE Winter Meeting, Orlando, Florida, 23-27,
- Gosselin, M. (2016) Géothermie nordique. Courriel. Government of Nunavut. *Communities* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.nunavutenergy.ca/communities>.
- Green, M.A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. et Dunlop, E.D. (2016) Solar cell efficiency tables (version 48). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 24 (7), 905-913, 10.1002/pip.2788
- Hydro-Québec (2011a) Réseaux autonomes.
- Hydro-Québec (2011b) Réseaux autonomes- Portraits d'ensemble et perspectives d'avenir.

- Hydro-Québec (2015) Rapport sur le développement durable.
- Hydro-Québec (2016) TARIFS D'ÉLECTRICITÉ.
- Hydro-Québec Distribution (2007) PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 DES RÉSEAUX AUTONOMES ANNEXES.
- Instanes, A. et Anisimov, O. (2008) Climate change and Arctic infrastructure. Dans: Proceedings Ninth International Conference on Permafrost, 779-784,
- International Energy Agency (2016) Nordic Energy Technology Perspectives.
- Jordan, D.C. et Kurtz, S.R. (2013) Photovoltaic degradation rates—an analytical review. Progress in photovoltaics: Research and Applications, 21 (1), 12-29,
- Kavanaugh, S. (2013) HVAC Equipment Ratings SEER, HSPF, EER, COP, kW/ton, and System Efficiency.
- KPMG (2012) Perspectives éoliennes en climat froid...
- Laflamme, C. (2016) Valorisation des matières résiduelles – Déchets nordiques.
- Lukawski, M.Z., Anderson, B.J., Augustine, C., Capuano Jr, L.E., Beckers, K.F., Livesay, B. et Tester, J.W. (2014) Cost analysis of oil, gas, and geothermal well drilling. Journal of Petroleum Science and Engineering, 118, 1-14, <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.03.012>
- Majorowicz, J.A. et Minea, V. (2015) Shallow and deep geothermal energy potential in low heat flow/cold climate environment: northern Québec, Canada, case study. Environmental Earth Sciences, 74 (6), 5233-5244,
- McFadden, T. (2000) Final Report on Foundation Stabilization using a Heat Pump Cooling System, Fairbanks: Permafrost Technology Foundation.
- Meyer, F. (2015) Heating with gas adsorption heat pump.
- Meyer, J., Pride, D., O'Toole, J., Craven, C. et Spencer, V. (2011) Ground source heat pumps in cold climates. Alaska Center for Energy and Power, Cold Climate Housing Research Center, Inc, 92,
- Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (2016) Vision stratégique du développement minier au Québec.
- Morrow, S.J. (2010) Materials selection for seawater pumps. Dans: Proceedings of the twentysixth international pump symposium,
- Muffler, P. et Cataldi, R. (1978) Methods for regional assessment of geothermal resources. Geothermics, 7 (2-4), 53-89,
- Natural Resources Canada (2005) Benchmarking the energy consumption of canadian underground bulk mines.
- Natural Resources Canada (2013) Comparative study of refrigeration systems for ice rinks.
- Natural Resources Canada (2016) Glencore RAGLAN Mine Renewable Electricity Smart-Grid Pilot Demonstration.
- NN, S., NJ, H. et MJ, H. (2011) A review of diesel engine driven heat pumps (DEHPs) and their potential in the UK domestic sector.
- Nordell, B. et Ahlström, A.-K. (2007) Freezing problems in borehole heat exchangers. Dans: Thermal Energy Storage for Sustainable Energy Consumption. Édité par. Springer: 193-203, ISBN: 140205288X,
- Nunatsiaq News. Nunavik faces electricity rate hikes, again [en ligne]. Disponible sur: http://www.nunatsiaqonline.ca/stories/article/65674nunavik_faces_electricity_rate_hikes_a_gain/.
- Partners, L.M. (2006) Residential Hybrid Heating System.
- Poirier, G. (2015) Implementing an LNG power plant for Renard Project. Energy and Mines Toronto summit. Toronto.
- Qu, M. et Abdelaziz, O. (2015) Improving Water and Energy Efficiency of Power Plant through Absorption Heat Pump. Oak Ridge National Laboratory (ORNL), Oak Ridge, TN (United States). Building Technologies Research and Integration Center (BTRIC),
- Radio-Canada (2015) Arctique : l'éolienne de tous les défis. Découverte.
- Ramboll (2010) Waste-to-energy in Denmark. Group, R.
- Ressources naturelles Canada (2014) Base de données nationale sur la consommation d'énergie.
- Richard, M.-A. (2016) Enhanced geothermal systems for electricity generation in the Quebec province: a plausible option? Colloque sur la géothermie au Québec. Quebec.
- Ross, M.M.D., Martel, S. et Usher, E. (1997) Photovoltaics in Canada's North. Electrical Business,
- Seidou, O., Hessami, M., Ouarda, T.B., St-Hilaire, A., Bilodeau, L., Bruneau, P. et Bobée, B. (2005) Modélisation de la croissance de glace de lac par réseaux de neurones artificiels et estimation du volume de la glace abandonnée sur les berges des réservoirs hydroélectriques pendant les opérations d'hiver. Québec: INRS-ETE. ISBN: 2891465075
- Siegenthaler, J. (2011) Modern hydronic heating: for residential and light commercial buildings. Nelson Education. ISBN: 1133417264
- SRK Consulting (Canada) Inc. (2009) Hope Bay Mining Limited Incinerator Management

-
- Plan Hope Bay, Nunavut, Canada.
- Sunrise-Sunset. *Sunrise and sunset times in Resolute, NU, Canada* [en ligne]. Disponible sur: <http://sunrise-sunset.org/search?location=Resolute%2C+NU%2C+Canada>.
- U.S. Department of Energy. *Absorption heat pumps* [en ligne]. Disponible sur: <http://energy.gov/energysaver/absorption-heat-pumps>.
- U.S. Department of Energy. *Ivanpah Solar Electric Generating System* [en ligne]. Disponible sur: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=62.
- Underland, H. (2004) ON TOP OF THE WORLD: ARCTIC AIR BASE WARMED WITH HEAT PUMP TECHNOLOGY. GHC BULLETIN,
- Waste Management Ressource. *Incineration* [en ligne]. Disponible sur: <http://www.wrfound.org.uk/articles/incineration.html>.
- Wiltshire, R. (2012) Low Temperature District Heating.
- Winkler, J. (2011) *Laboratory test report for Fujitsu 12RLS and Mitsubishi FE12NA mini-split heat pumps*.