Microréseaux – Analyse de faisabilité

Volet 2

(version caviardée)

Mandat Microréseaux – 150.20 Microréseaux

Analyses de faisabilité

Lot #2

Système énergétique de l'avenir

Préparé par [redacted] [redacted]

Émissions		
Révision	**Date**	**Titre de l'émission**
00	26 juillet 2024	Émission préliminaire pour commentaires
01	17 janvier 2025	Émission de la révision 01
01	7 mars 2025	Émission de la révision 01 pour signature

Table des matières

Révision 1 : À lire **1**

Contributeurs à l'émission du rapport **2**

1 Sommaire exécutif **3**

2 Introduction et contexte **4**

3 Modèles technologiques **5**

3.1 Architecture générale des microréseaux 5

3.2 Optimisation 8

4 Analyse des secteurs potentiels **9**

4.1 Grille d'analyse des sites 9

4.2 Résultats d'analyses 11

4.3 Sites retenus 12

5 Architecture et système de contrôle **14**

5.1 Architecture des microréseaux potentiels 14

5.2 Système de contrôle 15

5.3 Autres considérations 16

6 Méthodes d'analyse technique **17**

6.1 Processus d'analyse technique 17

6.2 Choix des périmètres îlotables 17

6.3 Critères de sélection des bâtiments et des clients 18

6.4 Obtention des données pour l'analyse des clients 18

6.5 Obtention des données pour l'analyse de charges 22

6.5.1 Les intrants : 22

6.5.2 Les extrants : 22

6.5.3 Les hypothèses : 23

6.5.4 Méthodologie : 23

6.5.4.1 Étape 1 : Délimitation du périmètre et identification des bâtiments 23

6.5.4.2 Étape 2 : Méthode d'obtention des charges par compteurs avec l'outil [redacted] 23

6.5.4.3 Étape 3 : Traitement [redacted] 26

6.5.4.4 Étape 4 : Insérer les données dans le fichier maître 31

6.5.4.5 Étape 5 : Validation et vérification des données 31

6.5.4.6 Étape 6 : Assurer le suivi et la mise à jour des documents 31

6.5.5 Méthode d'obtention des charges par regroupement par transformateur (fondation analytique) : 32

6.6 Obtention des données pour l'analyse de pannes 36

6.7 Identification des mesures de gestion de l'énergie et d'efficacité énergétique aux bâtiments pour l'optimisation 37

6.7.1 Évaluation énergétique et bilan énergétique des charges motrices 38

6.7.2 Potentiel de gestion de l'énergie et d'optimisation avec Hilo/CEV 38

6.7.3 Accumulateur thermique 39

6.8 Évaluation du potentiel de production solaire 39

6.9 Dimensionnement global de la solution de microréseau 39

6.10 Autres cas d'utilisation (GDP) 40

6.11 Études électriques à réaliser pour chaque secteur 40

6.12 Analyse des coûts 40

7 Secteur 1 : [redacted] 42

7.1 Périmètre îlotable 42
7.2 Projets en cours ou à venir sur réseau 44
7.3 Analyse des clients 45
7.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 46
7.3.2 Mode de chauffage principal 47
7.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 47
7.4 Analyses de charges 48
7.4.1 Profil de charges 48
7.4.2 Fréquences des appels de puissance 51
7.4.3 Puissance selon la température extérieure 52
7.4.4 Répartition de la consommation d'énergie 53
7.5 Analyses de pannes 54
7.5.1 Fréquence des pannes 55
7.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 56
7.5.3 Comparaison de l'indice de continuité 57
7.5.4 Bilan de l'analyse de pannes 58
7.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique 58
7.7 Potentiel de production solaire 59
7.7.1 Hypothèses de travail 59
7.7.2 Spécifications 59
7.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges 63
7.9 Dimensionnement global 66
7.10 Estimation des coûts 67
7.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service 68
7.12 Études électriques exploratoires 70
7.13 Opportunités et recommandations 72

8 Secteur 2 : [redacted] 73

8.1 Périmètre îlotable 73
8.2 Projets en cours ou à venir sur réseau 74
8.3 Analyse des clients 74
8.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 75
8.3.2 Mode de chauffage principal 76
8.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 76
8.4 Analyses de charges 76
8.4.1 Profil de charges 76
8.4.2 Fréquences des appels de puissance 78
8.4.3 Puissance selon la température extérieure 79
8.4.4 Répartition de la consommation d'énergie 80
8.5 Analyses pannes 81
8.5.1 Fréquence des pannes 82
8.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 83
8.5.3 Comparaison de l'indice de continuité 85

8.5.4 Bilan de l'analyse de pannes 85
8.6 Potentiel de production solaire 86
8.7 Dimensionnement global 86
8.8 Estimation des coûts 86
8.9 Impact du dimensionnement sur la qualité de service 88
8.10 Études électriques exploratoires 90
8.11 Opportunités et recommandations 91
9 Secteur 3 : [redacted] 92
9.1 Périmètre îlotable 92
9.2 Projets en cours ou à venir sur réseau 93
9.3 Analyse des clients 94
9.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 94
9.3.2 Mode de chauffage principal 95
9.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 96
9.4 Analyses de charges 97
9.4.1 Profil de charges 97
9.4.2 Fréquences appels de puissance 99
9.4.3 Puissance selon la température extérieure 100
9.4.4 Répartition de la consommation d'énergie 101
9.5 Analyses de pannes 102
9.5.1 Fréquence des pannes 102
9.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 103
9.5.3 Comparaison de l'indice de continuité 105
9.5.4 Bilan de l'analyse de pannes 106
9.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique 106
9.7 Potentiel de production solaire 106
9.7.1 Hypothèses de travail 106
9.7.2 Spécifications 107
9.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges 113
9.9 Solution mobile et ses avantages 115
9.10 Dimensionnement global 115
9.11 Estimation des coûts 116
9.12 Impact du dimensionnement sur la qualité de service 118
9.13 Études électriques exploratoires 119
9.14 Opportunités et recommandations 122
10 Secteur 4 : [redacted] 123
10.1 Périmètre îlotable 123
10.2 Projets en cours ou à venir sur réseau 125
10.3 Analyse des clients 127
10.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 127
10.3.2 Mode de chauffage principal 128
10.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 129
10.4 Analyses de charges 130
10.4.1 Profil de charges 130

10.4.2 Fréquences des appels de puissance 133
10.4.3 Puissance selon la température extérieure 134
10.4.4 Répartition de la consommation d'énergie 136
10.5 Analyses de pannes 136
10.5.1 Fréquence des pannes 137
10.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 138
10.5.3 Comparaison de l'indice de continuité 140
10.5.4 Bilan de l'analyse de pannes 141
10.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique 141
10.7 Potentiel de production solaire 142
10.7.1 Hypothèses de travail 142
10.7.2 Spécifications 142
10.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges 144
10.9 Dimensionnement global 147
10.10 Estimation des coûts 148
10.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service 149
10.12 Études électriques exploratoires 151
10.13 Opportunités et recommandations 153
11 Secteur 5 : [redacted] 154
11.1 Périmètre îlotable 154
11.2 Projets en cours ou à venir sur réseau 156
11.3 Analyse des clients 156
11.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 156
11.3.2 Mode de chauffage principal 157
11.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 158
11.4 Analyses de charges 159
11.4.1 Profil de charges 159
11.4.2 Fréquences des appels de puissance 162
11.4.3 Puissance selon la température extérieure 163
11.4.4 Répartition de la consommation d'énergie 165
11.5 Analyses de pannes 166
11.5.1 Fréquence des pannes 166
11.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 167
11.5.3 Comparaison de l'indice de continuité 169
11.5.4 Bilan de l'analyse de pannes 170
11.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique 170
11.7 Potentiel de production solaire 171
11.7.1 Hypothèses de travail 171
11.7.2 Spécifications 171
11.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges 175
11.9 Dimensionnement global 178
11.10 Estimation des coûts 179
11.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service 180
11.12 Études électriques exploratoires 182

11.13 Opportunités et recommandations 182
12 Secteur 6 : [redacted] 183
12.1 Périmètre îlotable 183
12.2 Analyse des clients 185
12.2.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client 186
12.2.2 Mode de chauffage principal 188
12.2.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures 189
12.3 Analyses de charges 191
12.3.1 Profil de charges 191
12.3.2 Fréquences des appels de puissance 192
12.3.3 Puissance selon la température extérieure 193
12.3.4 Répartition de la consommation d'énergie 194
12.4 Analyses de pannes 194
12.4.1 Fréquence des pannes 195
12.4.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 196
12.4.3 Comparaison de l'indice de continuité 199
12.4.4 Bilan de l'analyse de pannes 200
12.5 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique 200
12.6 Potentiel de production solaire 202
12.7 Études électriques exploratoires 202
13 Identification et l'analyse des risques 204
13.1 L'approche préconisé et la méthodologie 204
13.2 Registre de risques 204
13.3 Priorisation des risques 204
14 Conclusions et recommandations 207
15 Révision 1 208
15.1 Caractérisation des différents types de microréseaux 208
15.2 Impact ajout des REDs derrière le compteur 212
15.3 Mise-à-jour site [redacted] 212
15.3.1 Études électriques exploratoires 212
15.4 Mise à jour site Sutton 214
15.4.1 Liste des bâtiments ciblés 214
15.4.2 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment 214
15.4.3 Tableau récapitulatif 220
15.4.4 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes 220
15.5 Mise-à-jour site [redacted] 221
15.5.1 Liste des bâtiments ciblés 221
15.5.2 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment 221
15.5.3 Tableau récapitulatif 227
15.5.4 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes 227
15.6 Ajout site [redacted] 228
15.6.1 Analyse des pannes 228
15.6.2 Liste des bâtiments ciblés 228
15.6.3 Dimensionnement solaire préliminaire 228

15.6.4 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment 229
15.6.5 Tableau récapitulatif 233
15.6.6 Planification transport distribution 233
15.6.7 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes 234
15.7 Secteur 7: ajout site [redacted] 235
15.7.1 Périmètre ciblé et charge 235
15.7.2 Analyses de charges 239
15.7.3 Profil de charges 239
15.7.4 Addition future à [redacted] 239
15.7.5 Fréquences des appels de puissance 241
15.7.6 Puissance selon la température extérieure 242
15.7.7 Répartition de la consommation d'énergie 243
15.7.8 Potentiel de production solaire 243
15.7.8.1 Hypothèses de travail 243
15.7.8.2 Spécifications 243
15.7.9 Impact de la production solaire sur le profil des charges 246
15.7.10 Analyse des pannes 248
15.7.11 Fréquence des pannes 249
15.7.12 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause 250
15.7.13 Comparaison de l'indice de continuité 252
15.7.14 Bilan de l'analyse de pannes 253
15.7.15 Dimensionnement préliminaire 254
15.7.16 Planification transport distribution 254
15.7.17 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes 254

Annexes 255

Annexe 1 : États de la situation sociopolitique des secteurs 255
Annexe 2 : Étude exploratoire [redacted] 255
Annexe 3 : Étude exploratoire [redacted] 255
Annexe 4 : Étude exploratoire [redacted] 255
Annexe 5 : Étude exploratoire [redacted] 255
Annexe 6 : Étude exploratoire [redacted] 255
Annexe 7 : Étude exploratoire Réseau de transport 255
Annexe 8 : Grille d'analyse et résultats de la grille 255
Annexe 9 : Évaluations préliminaires 255
Annexe 10 : Étude exploratoire [redacted] 256
Annexe 11 : Étude environnementale 256
Annexe 12 : Potentiel solaire [redacted] 256

Révision 1 : À lire

La révision 0 émise en août 2024 visait à présenter l'état d'avancement pour les 5 sites ciblés.

Grâce aux appris de la V0, **2 sites ont été écartés, soit [redacted] et [redacted], et 2 sites ont été ajoutés :**

- [redacted]
- [redacted]

La recommandation d'avant-projet a été déposée en décembre 2024 pour les 2 premiers sites.

Il n'y a donc pas de requis d'émettre une V1 aussi détaillée que la V0, donc la version actuelle (V1) se veut une mise-à-jour des points suivants :

- Définition des différents types de microréseaux ou zones de résilience
- Ajout d'information sur les modifications réseaux requises pour le secteur [redacted]
- Scénario retenu [redacted]
- Scénario retenu [redacted]
- Nouveau site : [redacted]
    - L'ajout de ce site se situe dans le chapitre 15, mais un chapitre dédié a également été ajouté (Chapitre 12). Au chapitre 12, on présente la solution initiale étudiée, soit la solution microréseau moyenne tension, qui a ensuite été écartée. Au chapitre 15, on présente la solution retenue pour le dépôt de la recommandation d'avant-projet, soit la solution de zone de résilience derrière le compteur.
- Nouveau site : [redacted]

L'ensemble des ajouts de se trouvent dans le chapitre 15.

Contributeurs à l'émission du rapport

- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]

1 Sommaire exécutif

L'étude de faisabilité a considéré 5 sites, comme étant des sites prometteurs pour l'intégration d'un microréseau. L'étude a démontré, que la priorité pour lancer des avant-projets devrait être :

- 1. [redacted] | 2. [redacted] | 3. [redacted] | 4. [redacted] | 5. [redacted]

Pour le site 3, tel que mentionné à la section respective, il est recommandé d'un point de vue technique de ne pas prioriser le site de [redacted] pour un déploiement de microréseau. Si toutefois le site était retenu pour des considérations autres que techniques, il est recommandé de renommer le nom du projet pour éviter la confusion avec le but initial de « Microréseau pour la résilience communautaire », car le secteur est déjà résilient, qu'il ne contribue pas à une résilience de bâtiments à vocations communautaires et que l'indice de défavorisation combiné tend à une favorisation (à contrario d'un milieu très défavorisé).

Pour les sites 4 et 5, tel que mentionné dans leur sections respectives, l'impact d'autres interventions réseaux à venir pourrait rendre non pertinent l'intégration d'un microréseau dans ces secteurs.

Il a été démontré, que si l'on veut des microréseaux 100% renouvelable, sans génératrice, l'impact sur la qualité de service ne sera pas significatif, puisque pour chaque secteur, il y a des pannes de plus longue durée qui sont recensées. Le Tableau 1 présente le résumé pour chacun des sites, et le détail se trouve dans les sections 7 à 11.

Secteur	Pointe Maximale annuelle	CHI (Basé sur 2022)			Batterie		Panneaux solaire	Coûts estimés MR incluant exploitation et maintenance sur 15 ans
		Avant MR	Après MR sans génératrice	Après MR avec génératrice	Gen Mobile	Gen Fixe		*Coûts actualisés et en fonction des coûts EVLO*
[redacted]	763 kW	2 798 h	1 336 h	Théorique 0	2,5MW/4,6MWh	1MW/4MWh	363 kW	13,2M$
[redacted]	742 kW	*Voir section 8.9*		Théorique 0	2MW/5MWh	1MW/4MWh	250 kW	12,7M$
[redacted]	926 kW	8 727 h	5 906 h	Théorique 0	3MW/6MWh	1MW/4MWh	312 kW	15,2M$
[redacted]	983 kW	6 768 h	1 136 h	Théorique 0	3MW/6,5MWh	1MW/4MWh	600 kW	16,6M$
[redacted]	1 161 kW	1 861 h	106 h	Théorique 0	3,5MW/8MWh	1,5MW/6MWh	600 kW	18M$

Tableau 1: Résumé du dimensionnement et des coûts

À noter que les coûts du tableau n'incluent pas les coûts liés aux investissement réseau à prévoir, par suite des études exploratoires, tel que présenté en annexe. Ces coûts devront être évalués en avant-projet et s'ajouteront au total présenté ici.

2 Introduction et contexte

Prendre note qu'il s'agit d'une version préliminaire du livrable complet qui sera livré à l'automne 2024

Le présent document vise à présenter les analyses de faisabilité de 5 sites potentiels pour y implanter des microréseaux. La solution de microréseau, qui consiste à intégrer de la production et du stockage d'énergie à même une communauté, répond directement à 2 des 5 priorités du plan d'action 2035 d'Hydro-Québec :

Priorité 1 : *Améliorer la qualité du service*

Priorité 3 : *Augmenter la production d'électricité*

L'équipe projet a donc eu le mandat d'établir une liste de critères permettant d'évaluer et de comparer différents sites potentiels où on pourrait déployer la solution de microréseau. Des évaluations préliminaires ont ensuite été réalisées sur 5 sites afin d'établir une solution potentielle pour chaque site. Le présent livrable vise donc à approfondir ces analyses et donner les recommandations pour les prochaines étapes de chaque de ces sites.

Les analyses de faisabilité s'appuient sur plusieurs hypothèses, lesquelles sont présentées tout au long du présent rapport, et les solutions proposées ne constituent pas des solutions définitives (des études d'avant-projet seront requises pour chaque site retenu).

Les 5 sites étudiés sont les suivants :

1. [redacted]
2. [redacted]
3. [redacted]
4. [redacted]
5. [redacted]

Le rapport est divisé en différentes sections et les sections spécifiques aux 5 sites peuvent être lues indépendamment du reste du document. La séquence est la suivante :

- Description de la solution de microréseau
- Présentation de la grille d'analyse des sites potentiels
- Description de l'architecture de contrôle visée
- Présentation de la méthodologie pour récupérer et analyser les données
- Présentation de l'analyse des 5 sites

L'objectif final est de recommander la poursuite, ou non, vers une étude d'avant-projet pour chacun des 5 sites.

3 Modèles technologiques

Nous allons d'abord présenter la solution de microréseau, telle qu'elle a été définie par l'équipe projet. Un microréseau est basé sur 4 éléments clés, soient :

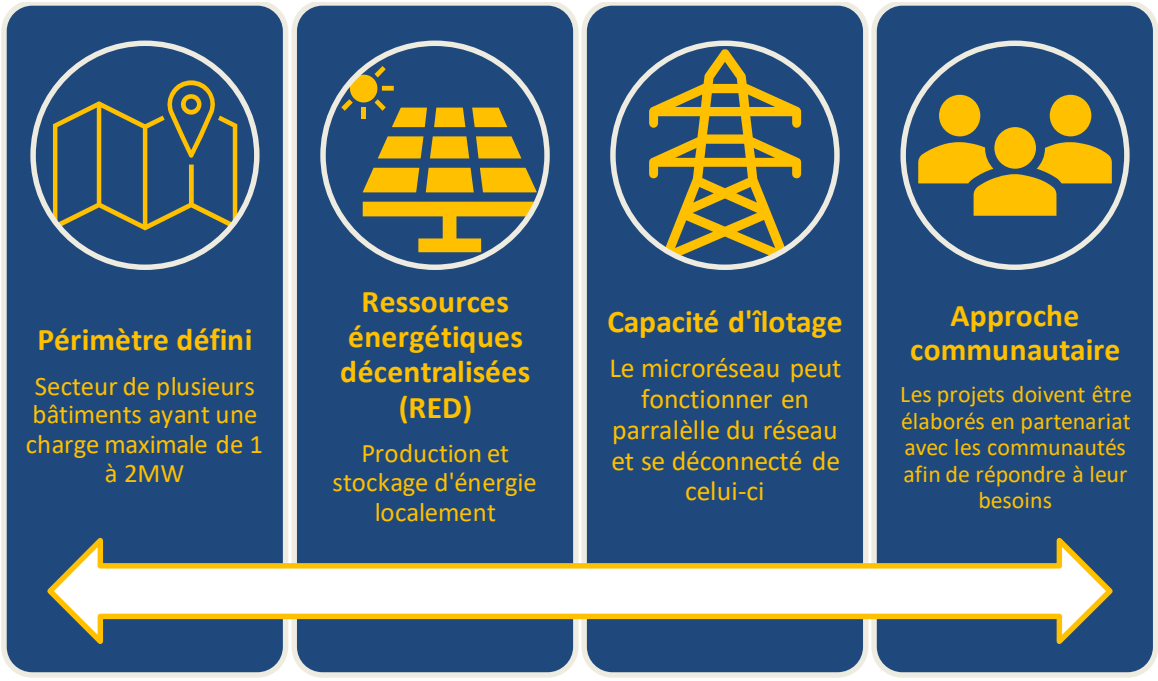


Figure 1: Éléments composants un microréseau

Ces 4 éléments forment la base des scénarios étudiés pour les 5 sites ciblés.

3.1 Architecture générale des microréseaux

Au niveau technique, la figure qui suit présente l'architecture générale d'un microréseau :

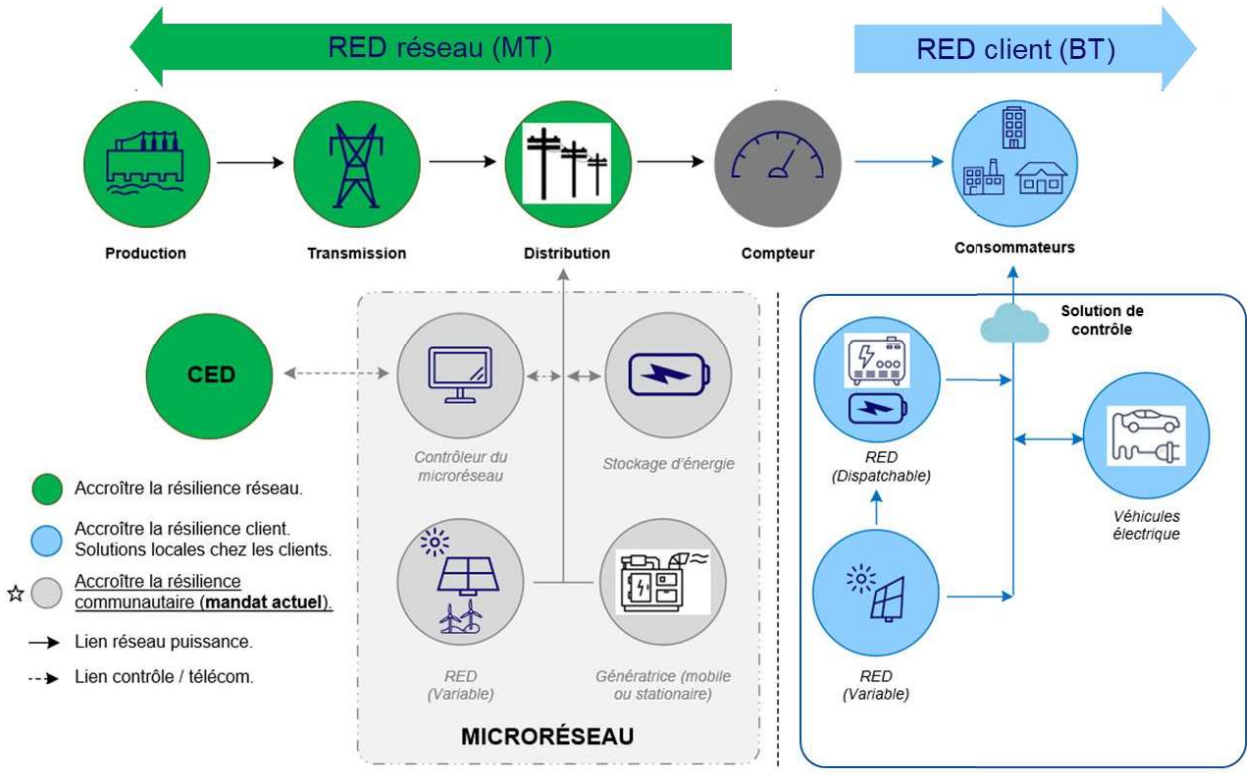


Figure 2: Architecture générale microréseau

La portion microréseau de la figure est composée de 4 composantes, soit :

1- Contrôleur de microréseau

Le contrôleur de microréseau permet de gérer l'ensemble des sources de production et de stockage d'énergie en plus de gérer les transitions entre le mode raccordé au réseau de distribution et le mode îloté (déconnecté du réseau principal)

2- RED

Les RED permettent de produire de l'énergie localement. La technologie principale envisagée pour les microréseaux est le solaire, mais on pourrait également voir des microréseaux avec d'autres sources de production comme de la biomasse, de l'éolien, une hydrolienne, etc.

3- Stockage d'énergie

Afin d'assurer une résilience et un fonctionnement en mode îloter, l'ajout de systèmes de stockage d'énergie est essentiel au microréseau. Le stockage d'énergie chimique centralisé permet de stocker l'énergie produite localement, mais joue aussi le rôle de stabilisateur du réseau lorsque le microréseau est en mode îloté. Il existe également d'autres types de stockage d'énergie qui peuvent jouer un rôle important dans un microréseau, notamment le stockage thermique, qui permet d'emmagasiner de la chaleur et limiter les appels de puissance en période de pointe.

4- Génératrice

Il sera démontré plus loin dans le présent rapport qu'afin d'offrir une résilience de longue durée, une génératrice est nécessaire dans l'architecture du microréseau. Avec les RED,

incluant le stockage, il est possible d'offrir une résilience d'environ 6 à 10 heures pour un périmètre donné, mais si on souhaite aller au-delà de cette durée, l'ajout d'une génératrice, peu importe son carburant, est nécessaire. De plus, la génératrice permet de contribuer au courant de court-circuit et ainsi limiter le surdimensionnement du convertisseur de batterie nécessaire dans le dimensionnement final. La génératrice peut-être fixe et disponible en tout temps ou être mobile et déployer au besoin. Dans cette deuxième option, celle-ci ne peut pas être calculée dans le calcul du courant de court-circuit.

Il y a également une distinction à faire entre les installations centralisées pour le microréseau et les installations derrière le compteur. Les installations de production et de stockage derrière le compteur permettent de contribuer au besoin du microréseau, mais de façon plus limitée et ils sont moins facilement contrôlable. Le scénario retenu prévoit un poste de microréseau, derrière lequel un système de stockage d'énergie centralisé sera déployé, afin d'agir comme référence en mode îloté. De la production solaire centralisée pourrait également se retrouver derrière le poste de microréseau, mais ce n'est pas un requis; la production solaire pourrait se retrouver totalement derrière le compteur des clients du périmètre du microréseau. La génératrice, quant à elle, se retrouvera également au poste de microréseau.

Au niveau des équipements connectés à des onduleurs (batteries, solaire, etc.) il faut noter que deux modes différents d'opération sont possibles pour ces équipements :

1- **Suivi de réseau -** *Grid following*

Dans ce mode, les onduleurs suivent le réseau électrique et si celui-ci tombe (panne), les onduleurs se déconnecte automatiquement du réseau et ne peuvent se reconnecter tant que le réseau électrique principal n'est pas de retour. C'est le mode typique d'utilisation des onduleurs, notamment pour tous les onduleurs derrière le compteur.

2- **Formation de réseau -** *Grid forming*

Dans ce mode, l'onduleur a la responsabilité d'être la référence en tension et fréquence du réseau. En mode îloté, l'onduleur principal (celui de la batterie centralisée) doit opérer dans ce mode. Les onduleurs derrière le compteur ne peuvent pas opérer dans ce mode.

Le ratio important à retenir pour les microréseaux est qu'il ne doit pas avoir davantage d'onduleurs en *grid following* qu'en *grid forming* s'il n'y a **pas** de génératrice d'incluse au concept. La puissance du système de stockage centralisé devient donc la puissance maximale d'onduleur qui peut être déployer dans le microréseau, incluant la portion de production solaire centralisée, s'il y en a une.

En termes de fonctionnement, l'objectif du microréseau est d'abord d'améliorer la qualité de services des clients du microréseau et ensuite d'offrir des services au réseau principal.

Le microréseau devra donc identifier rapidement une panne sur le réseau de distribution afin d'effectuer une remise en charge du réseau (*blackstart)* pour réalimenter le périmètre du microréseau. Cette opération doit s'effectuer en l'espace de maximum 2 minutes. Pour les clients du microréseau, l'interruption sera donc, au maximum, de 2 minutes. Le microréseau alimente donc le périmètre jusqu'à ce que le réseau électrique soit à nouveau disponible. Lorsque le réseau redevient disponible, le microréseau lancera une transition, fermée, vers le réseau principal. Le client ne verra aucune interruption pour cette transition de retour à la normale.

3.2 Optimisation

Pour l'ensemble des 5 sites sélectionnées, une étude de faisabilité a été réalisée afin d'identifier les besoins au niveau du dimensionnement à haut niveau pour améliorer la qualité de service des communautés. Les études se basent sur l'architecture présentée à la section 3.1, mais des pistes d'optimisation ont été identifiées, notamment :

- Permettre l'alimentation des charges prioritaires uniquement
    - Dans les présentes analyses, l'ensemble de la charge des périmètres est inclus dans la charge à relever, mais en alimentant uniquement les charges (ou bâtiments) prioritaires, le dimensionnement nécessaire pourrait être revu à la baisse.
- Utilisation d'HILO pour gérer ou contrôler la charge résidentielle en mode îloté
    - Si la solution HILO pouvait être utilisée pour effectuer du contrôle de charge chez les clients résidentiels, on pourrait réduire les appels de puissance durant les périodes d'ilotage afin de maximiser l'utilisation des ressources renouvelables et limiter l'utilisation de la génératrice.
- Démarche d'efficacité énergétique bout en bout
    - Une stratégie adaptée à la communauté en efficacité énergétique permettrait d'optimiser le dimensionnement pour répondre aux besoins énergétiques de base.

4 Analyse des secteurs potentiels

Afin d'établir une liste de priorisation des sites potentiels pour intégrer un microréseau ainsi que de pouvoir comparer différents sites entre eux, une grille d'analyse a été créée. La grille ainsi que les résultats des premiers sites évalués sont présentées dans la présente section.

4.1 Grille d'analyse des sites

La grille a été divisée en quatre (4) catégories de critères soit : **Contraintes réseau, Vulnérabilité, Faisabilité et Services réseau.** Pour chaque catégorie, des sous-critères ont été étudiés, tel que présenté au **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**. Une note a été attribuée p our chacun des sous-critères, pour chacun des sites, en fonction du barème (colonne *échelle*). Avec le poids de chaque sous-critères, la note finale de chaque site a ensuite été calculée. Une description complète de chacun des critères et sous-critères est disponible ici.

Critère	Sous-critère	Description	Note attribuée	Poids	Max	Échelle
Contraintes réseau	IC de la ligne	Indice de continuité brut moyen de la ligne sur les quatre dernières années comparé au IC standard d'une ligne de distribution comparable		12	**40**	IC < 10 = 3 | 10 ≤ IC < 25 = 6 25 ≤ IC < 50 = 8 | IC ≥ 50 = 12
	Fréquence des pannes	La fréquence des interruptions sur les quatre dernières années		8		IF < 3 = 2 | 3 ≤ IF < 10 = 4 10 ≤ IF ≤ 15 = 6 | IF >15 = 8
	Âge de la ligne	L'âge de la ligne /poteaux en amont alimentant le secteur. La note attribuée est plus basse lorsque l'âge de la ligne est élevé.		6		X < 10 = 2 X ≥ 31 = 4 10 ≤ X < 31 = 6
	Distance au poste	La distance du secteur par rapport au centre ou poste implique des délais considérables pour mobiliser la main-d'œuvre afin d'intervenir sur les pannes. La note attribuée est plus haute lorsque le secteur est plus éloigné.		8		X < 15 = 0 15 ≤ X < 30 = 3 30 ≤ X < 60 = 6 X ≥ 60 = 8
	Durée des pannes	Lorsqu'un secteur est frappé par des pannes de longues périodes (4 heures et plus), la note attribuée est élevée.		6		X < 4 hrs = 6 4 ≤ X < 12 hrs = 4 X ≥ 12 hrs = 2
Vulnérabilité et équité	Indice de défavorisation combiné	Indice de défavorisation combiné est composé de deux dimensions : - matérielle basée sur la scolarité, l'emploi et le revenu - sociale basée sur les caractéristiques		12	**30**	Très défavorisé = 12 Tendance à la défavorisation = 10 Favorisé sur

		personnelles, la santé physique et mentale et les connexions sociales				une dimension et défavorisé sur l'autre = 8 Tendance à la favorisation = 5 Très favorisé = 2
	Changements climatiques	Plus le secteur est touché par des évènements météorologiques résultants des changements climatiques, plus la note attribuée est élevée. Le secteur peut avoir subi des évènements majeurs dans le passé ou dans une zone cible d'évènements majeurs dans le futur (feux de forêt, innondations, verglas, derecho).		10		Très forte vulnérabilité = 10 Forte vulnérabilité = 8 Vulnérabilité moyenne = 6 Vulnérabilité modérée = 4 Faible vulnérabilité = 2 Très faible vulnérabilité = 0
	Premières nations	La présence de premières nations dans le secteur ciblé sera une occasion de partenariat et l'amélioration d'approvisionnement en électricité tout en améliorant la résilience.		8		26 à 100 % = 8 11 à 25% = 6 6 à 10 % = 4 0 à 5 % = 2
Faisabilité	Périmètre îlotable	Lorsque le nombre des clients dans le secteur le permet, le microréseau peut reprendre le secteur au complet en cas de panne. Dans le cas contraire, un périmètre îlotable à l'intérieur du secteur sera ciblé afin de créer un centre de repli.		10	**20**	**Charge totale < 2 MW = 10** **Charge total > 2 MW :** - Périmètre îlotable possible avec concentration de bâtiments critiques (>= 3) = 8 - Périmètre îlotable possible sans concentration de bâtiments critiques (<3) = 4 - Périmètre îlotable

						impossible = 1
	Raccordement réseau	La faisabilité de raccrodement du MR au réseau de distribution HQ incluant l'infrastructure nécessaire. À titre d'exemple, un secteur raccordé en fin de la ligne nécessitera moins d'infrastructure (disjoncteur réenclencheur, automatismes, etc.)		10		Un point de raccordement = 10 Deux points de raccordement = 4
Innovation et autres services réseau	Participation au bilan de puissance	La capacité limite de transformation (CLT) du poste donne une indication sur la santé du poste. Plus le % de CLT est atteinte plus la note attribuée sera élevée.		4		CLT < 85% = 1 85% ≤ CLT < 100% = 2 CLT ≥ 100% = 4
	Charge de la ligne	Le microréseau sera branché sur une artère du réseau. Plus cette artère est chargée, plus il est difficile de la reprendre en partie ou en totalité en cas de panne. Le microréseau permet de faire de la gestion de pointe et vient alléger la ligne en cas de reprise après panne de la ligne.		6	**10**	P.N. < 13 = 1 13 ≤ P.N. < 16 = 2 16 ≤ P.N. < 18 = 4 P.N. ≥ 18 = 6 P.N. = Pointe Normalisée en MVA
Note totale			0	/	100	

Tableau 2: Matrice d'analyse des sites

4.2 Résultats d'analyses

Au total, 45 sites ont été évalués. Les sites à évaluer ont été identifiées par les équipes de planification en distribution ainsi que par l'équipe RAM. Voici le classement des 45 sites :

ORDRE	CED	Municipalité	NOTE GRILLE MR
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	LAV	Manawan	72%
5	[redacted]	[redacted]	[redacted]
6	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	LAV	Thorne (M)	66%
8	LAV	Boileau (M)	64%

9	ORL	Trois-Rives	66%
10	LAV	Lac-des-Seize-Îles (M)	66%
12	LAV	Montpellier (M)	65%
13	LAV	Amherst (CT)	63%
14	LAV	Huberdeau (M)	63%
15	MAT	Métis-sur-Mer	61%
16	LAV	Val-des-Monts (M)	61%
17	ORL	Rivières-à-Pierre	60%
18	LAV	Mansfiekd-et-Pontefract	59%
19	LAV	Duhamel (M)	58%
20	LAV	La Macaza (M)	57%
21	[redacted]	[redacted]	[redacted]
22	LAV	Bristol (M)	56%
23	LAV	Arundel	56%
24	LAV	Montcalm (M)	56%
25	SEI	Kahnawake (Option 1)	56%
26	SEI	Kahnawake (Option 2)	56%
27	LAV	Lantier (M)	55%
28	LAV	Saint-Adolphe-d'Howard (M)	55%
29	LAV	Gore (CT)	55%
30	LAV	La Minerve (M)	55%
31	SEI	St-Rémi	55%
32	SEI	Kahnawake	55%
33	SEI	St-Rémi	53%
34	SEI	Ste-Catherine	53%
35	MAT	Saguenay	53%
36	LAV	Litchfield (M)	52%
37	MAT	Colombier	52%
38	MAT	Ste-Fulgence	52%
39	SEI	St-Michel	49%
40	SEI	St-Constant	48%
41	SEI	Mercier	47%
42	SEI	Varennes	47%
43	SEI	Varennes	47%
44	SEI	St-Mathieu	45%
45	ORL	Shawinigan	45%

Tableau 3: Classement des sites selon la matrice

Les résultats complets sont disponibles dans le livrable Grille de sélection.

4.3 Sites retenus

À la suite de la présentation des résultats, 6 sites ont été retenus pour aller en phase d'évaluation préliminaire et d'analyse de faisabilité. Le choix a été fait grâce aux résultats du Tableau 3, mais également en fonction des attentes de la gestion. Les sites retenus sont :

1- [redacted]

2- [redacted]

3- [redacted]

4- [redacted]

5- [redacted]

Pour ce secteur, il a été décidé de raffiner autour de la municipalité de [redacted]

6- [redacted]

5 Architecture et système de contrôle

5.1 Architecture des microréseaux potentiels

L'architecture cible des microréseaux est présentée dans le Guide d'intégration des microréseaux au réseau d'Hydro-Québec.

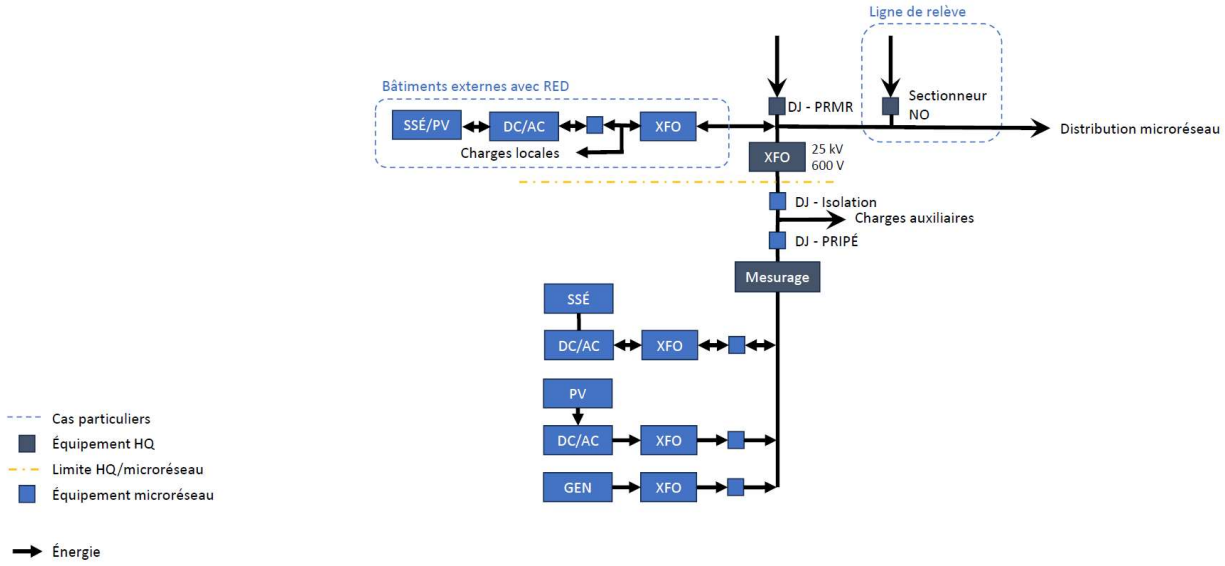


Figure 3: Architecture potentielle

Les principales caractéristiques sont reprises ici :

Point de raccordement unique entre le microréseau et le réseau principal

Démarcation claire de la propriété des équipements et des responsabilités entre HQ et le tiers propriétaire exploitant du microréseau

Installations de production d'électricité devant le compteur (solaire, stockage, génératrice) regroupées et soumises aux encadrements existants pour les producteurs privés

Les différents emplacements étudiés permettent a priori de respecter cette architecture. Par contre, dans les cas où les panneaux solaires seraient répartis sur plusieurs bâtiments relativement éloignés du poste de microréseau, il pourrait être économiquement préférable de les intégrer en tant que RED derrière le compteur. Ceci est un cas particulier considéré dans le Guide d'intégration des microréseaux au réseau d'Hydro-Québec.

Dans certains cas, il y a également présence de ligne de relève, particularité qui est également considérée dans le Guide.

5.2 Système de contrôle

L'approche préconisée quant au système de contrôle sera présentée dans le Guide d'intégration des microréseaux au réseau d'Hydro-Québec, dont l'illustration principale préliminaire est néanmoins présentée ci-dessous.

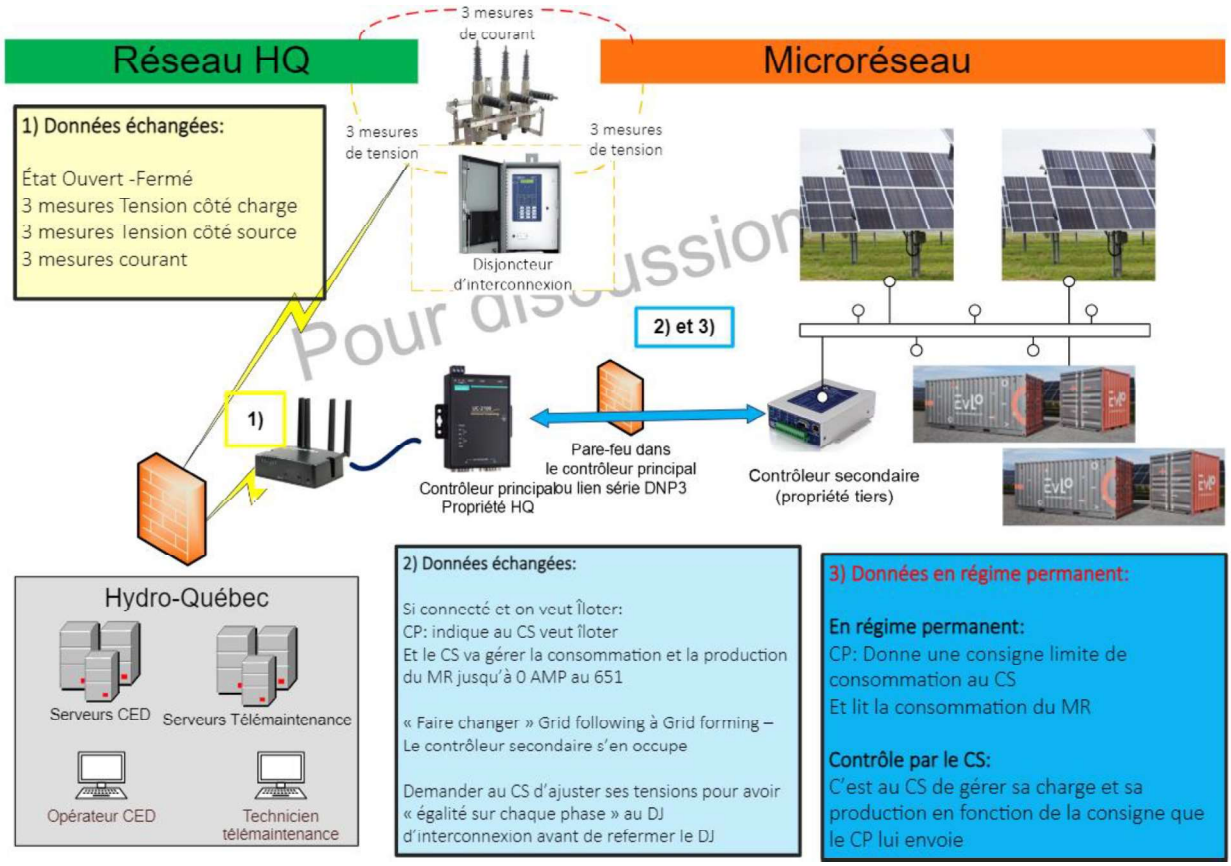


Figure 4: Architecture proposée pour le contrôle des microréseaux

Cette approche concrétise la démarcation claire des responsabilités entre HQ et le tiers propriétaire exploitant, en scindant le système de contrôle en deux entités. La première entité (« contrôleur principal » dans l'illustration) agit sur le point de raccordement lors des îlotages et raccordement, et en autorise les opérations en fonction de l'état du réseau. Il constitue également le point de contact unique avec les installations de production d'électricité du microréseau. La seconde entité (« contrôleur secondaire » dans l'illustration) agrège les équipements afin de présenter la somme des installations de production comme un équipement unique au réseau. Il coordonne, supervise et optimise les différents équipements afin d'offrir les services prévus au réseau tout en respectant les limites établies.

À ce stade-ci, cette approche quant au système de contrôle n'a aucune influence quant à la faisabilité des différents sites étudiés. Vu de l'autre côté, il n'y a pour le moment aucune raison de croire que les différents sites étudiés ne soient pas en mesure d'être réalisés en conformité avec cette approche proposée pour le système de contrôle.

5.3 Autres considérations

Les orientations d'implantation de nouvelles pratiques, telles que l'automatisation de la GDP pour les microréseaux, ou le contrôle des charges et ressources derrière le compteur par Hilo ou la Centrale électrique virtuelle (CÉV), demeure exploratoire à ce stade-ci.

En revanche, pour les sites où la majorité des RED serait derrière le compteur, l'approche quant à la solution de contrôle de ces équipements pourrait devenir déterminante pour des aspects techniques, opérationnels, économiques ou contractuels. Voudra-t-on privilégier que le tiers exploitant utilise les technologies de la CÉV de HQ, ou encore qu'il déploie ses propres solutions? Ces ressources seront-elles gérées par le « contrôleur secondaire », ou encore par un agrégateur indépendant des installations de production d'électricité centralisées?

Ces considérations seront sans doute à revoir dans une prochaine itération. Pour le moment, ce sont toutefois des alternatives d'implantation qui n'ont pas d'influence sur la faisabilité des différents sites étudiés ici.

6 Méthodes d'analyse technique

La présente section vise à présenter la méthodologie pour les analyses effectuées pour chacun des sites. Cette section, prise seule, permettra à une équipe de travail avec les bonnes expertises de réaliser d'autres analyses de faisabilité, sur les mêmes hypothèses et méthodes de travail que celles utilisées pour le présent mandat.

Les résultats qui seront ensuite présentés aux sections 7 à 11 seront tous basés sur la méthodologie expliquée ici.

6.1 Processus d'analyse technique

Le processus d'analyse technique permet d'approfondir les résultats obtenus provenant de la grille des sites à haut niveau. Le processus vise à orienter et préciser que la solution de microréseau convient techniquement aux sites, tout en jetant les bases d'un dimensionnement préliminaire avec une analyse des coûts.

Le processus suit les grands principes suivants :

- Choix des périmètres îlotables selon la densité des bâtiments, la configuration réseau et la charge approximative.
- La sélection des bâtiments et des clients au périmètre du microréseau dans une perspective de résilience communautaire.
- L'analyse des clients.
- L'analyse du profil de charge de la consommation électrique de l'année de référence.
- L'analyse des pannes.
- L'identification des mesures en gestion de l'énergie et d'efficacité énergétique.
- L'évaluation du potentiel de production d'énergie par l'énergie solaire photovoltaïque (PV).
- L'impact de la production d'énergie solaire sur le profil des charges.
- Le dimensionnement global.
- L'estimation des coûts.
- L'impact du dimensionnement global sur la qualité de service.
- Les opportunités et recommandations.

6.2 Choix des périmètres îlotables

La première étape d'analyse pour chacun des secteurs ciblés est d'identifier la zone où intégrer le microréseau. Le choix de la zone (du périmètre) proposé pour chacun des sites dépends des facteurs suivants :

- Densité de bâtiments d'intérêt en résilience pour une communauté[1]
- Configuration du réseau (idéalement un endroit en bout de ligne ou délimité par un interrupteur normalement ouvert)
    - Pour ce faire, on analyse le réseau de distribution avec une carte géomatique tel qu'HydroGlobe (Google Earth Enterprise est décommissionné et induit en erreur).
- Charge approximative (on cible des endroits avec une charge d'environ 1 MW)
    - Pour ce faire, une personne formée avec l'outil Cymdist (notamment un planificateur) peut estimer à haut niveau la charge de la portion du réseau identifié avant d'approfondir en détail le profil de charge.
- Situé au cœur de la ville ou du village

Dans la majorité des cas, en suivant ces critères, le site le plus prometteur pour chaque secteur est facilement identifiable. Cependant, dans certains cas, des modifications au réseau de distribution sont nécessaires afin d'intégrer les bons bâtiments ou bien de déplacer des automatismes de réseau afin de bien délimiter un périmètre acceptable.

Le choix des périmètres, dans le cadre de l'étude actuelle, est basé sur l'évaluation de l'équipe projet et ne considère pas les attentes ou besoins des communautés. Lorsque ceux-ci auront été obtenus, il est fort probable que les périmètres soient modifiés pour ajouter ou retirer certains bâtiments.

6.3 Critères de sélection des bâtiments et des clients

Les critères de sélection des bâtiments et des clients sont basés sur l'évaluation de l'équipe projet pour les besoins de précision de la présente étude. Or, les critères gagnent à intégrer une approche s'appuyant sur des références crédibles qui pourront être développé dans l'avant-projet.

6.4 Obtention des données pour l'analyse des clients

Lorsque la délimitation du périmètre électrique est établie, il est possible d'obtenir les données pour analyser les types de clients. Pour cela, à l'aide des cartes géomatiques et des outils disponibles, on construit la liste des transformateurs. Cela peut être fait en observant un à un les transformateurs au schéma du réseau avec soit la carte géomatique, soit l'outil « [redacted] » ou soit « [redacted] ». Toutefois, cette méthode est chronophage et il est préférable d'utiliser la méthode développée avec la fondation analytique, voir section 6.5.5 .

À la prochaine figure, on présente l'utilisation de l'outil [redacted] permettant de répertorier la liste des transformateurs une fois le CED et le code de ligne souhaité.

[1] Noter que l'évaluation de bâtiments d'intérêts en résilience a été réalisé à haut niveau dans cette étude. L'avant-projet précisera la méthode d'évaluation de bâtiments pour, par exemple, s'appuyer sur le Guide d'adaptation aux changements climatiques Élaborer un plan d'adaptation aux changements climatiques | Gouvernement du Québec (quebec.ca) de même que la valeur de résilience Value-of-Resiliency-Models_-Table.pdf (gridworks.org)



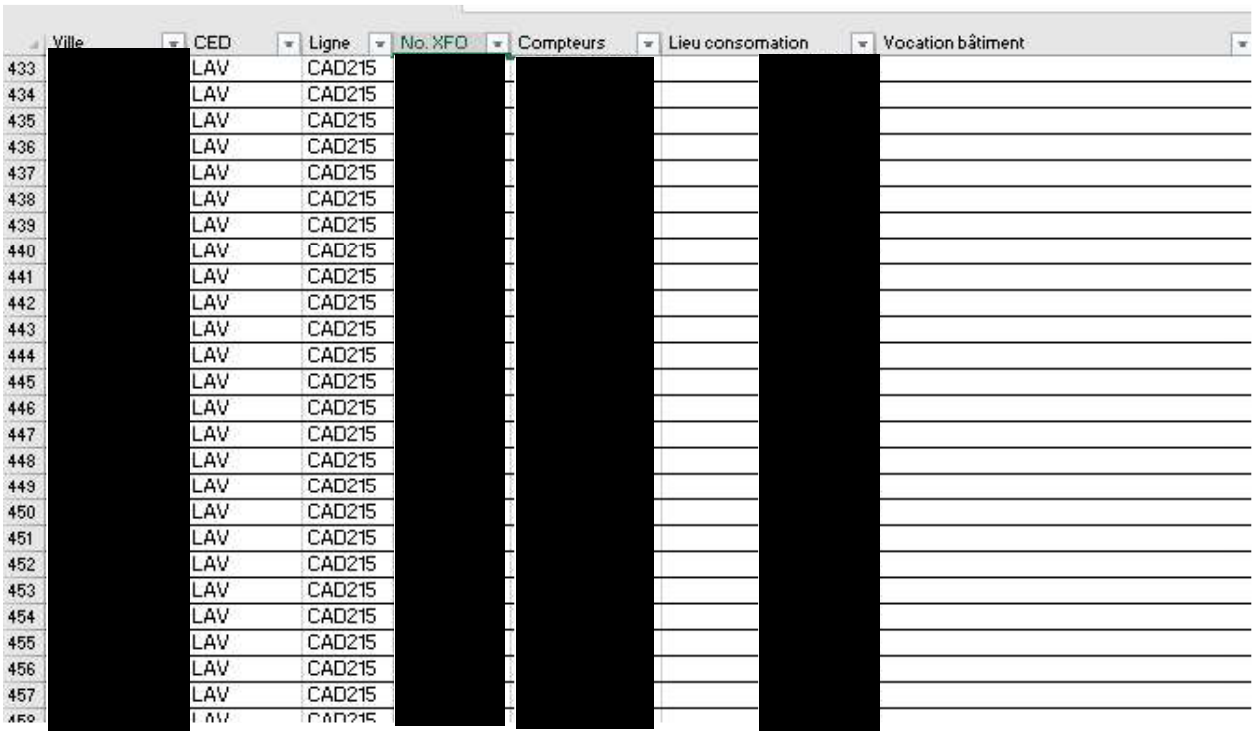
Figure 5: [redacted]



Figure 6: [redacted]

Cette application permet d'associer la liste des compteurs et des lieux de consommation pour chacun des transformateurs du périmètre du microréseau.

Ceci permet de renseigner le fichier de base de données de compteurs et de lieux de consommation pour chacun des transformateurs du microréseau. Voir exemple à la figure suivante.



	Ville	CED	Ligne	No. XFO	Compteurs	Lieu consomation	Vocation bâtiment
433	[redacted]	LAV	CAD215	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
434		LAV	CAD215				
435		LAV	CAD215				
436		LAV	CAD215				
437		LAV	CAD215				
438		LAV	CAD215				
439		LAV	CAD215				
440		LAV	CAD215				
441		LAV	CAD215				
442		LAV	CAD215				
443		LAV	CAD215				
444		LAV	CAD215				
445		LAV	CAD215				
446		LAV	CAD215				
447		LAV	CAD215				
448		LAV	CAD215				
449		LAV	CAD215				
450		LAV	CAD215				
451		LAV	CAD215				
452		LAV	CAD215				
453		LAV	CAD215				
454		LAV	CAD215				
455		LAV	CAD215				
456		LAV	CAD215				
457		LAV	CAD215				

Figure 7: Exemple des lieux de consommation

Puis, avec l'outil [redacted] il est possible de renseigner les informations pertinentes des clients qui mèneront à leur analyse.



Figure 8: [redacted]

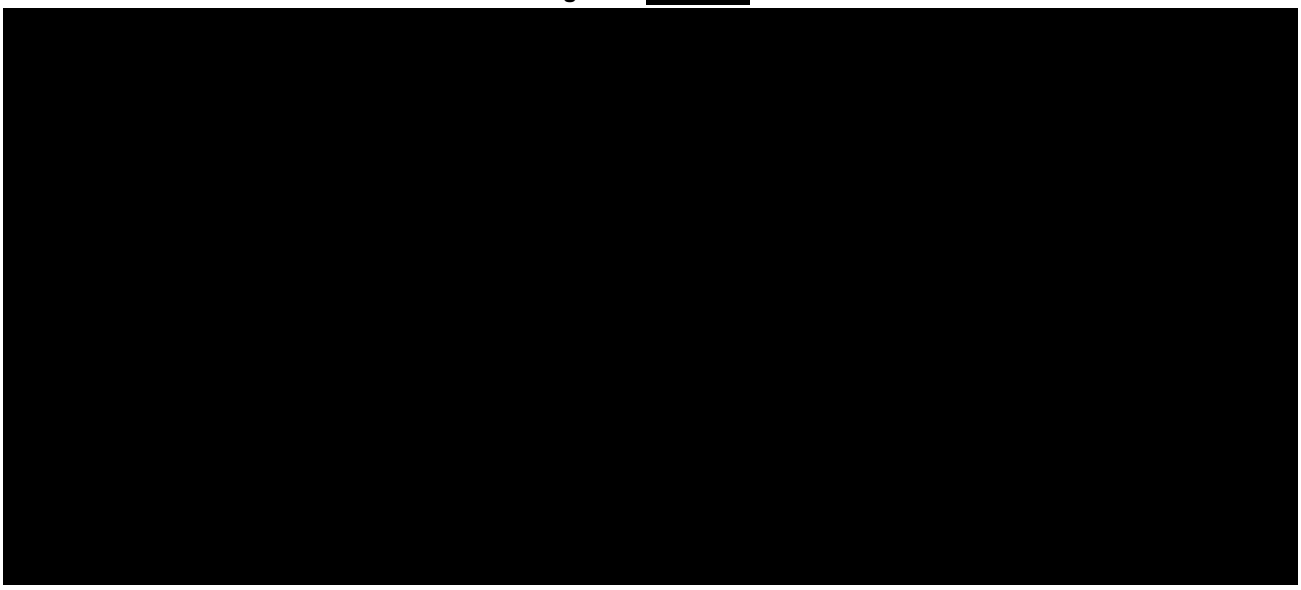


Figure 9: [redacted]

Il est requis d'introduire l'adresse électrique, soit le code LCLCL du transformateur tout en suivant les étapes 1 à 3 pour exporter les données clients vers Excel afin de poursuivre le renseignement de la base de données des compteurs pour analyser les clients. Une requête SIGA est requise pour accéder au code SCIAN et descriptif SCIAN des clients afin de connaître la vocation des bâtiments. La requête est « [redacted] ».

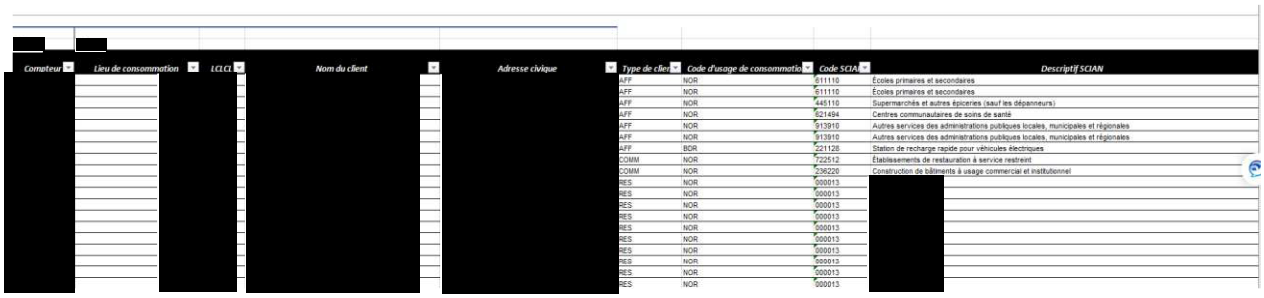


Figure 10: Tableau codes SCIAN

Une fois la base de données complétée, il est ainsi possible d'analyser les clients selon la vocation de bâtiment (description SCIAN), le type de client (Commercial, Affaires, Résidentiel), le type de tarif, le code de priorité de rétablissement en cas de pannes, le mode de chauffage principal, ainsi que l'ampérage de l'entrée électrique.

Le fichier de référence se trouve au lien ici : Profil de charge et des clients.xlsx

6.5 Obtention des données pour l'analyse de charges

Lors de l'étude d'un microréseau, il est requis de consolider les différentes charges électriques du périmètre identifié pour analyser le profil de consommation annuel afin de créer un profil de référence. L'objectif premier de cette section est d'expliquer la démarche de consolidation des charges à partir des données réelles de consommation électrique et des données synthétiques provenant d'hypothèses.

L'analyse des charges est importante et répond à plusieurs besoins, entre autres :

- Supporter la conception en ingénierie et produire les études associées (ex. étude d'écoulement de puissance);
- Élaborer les solutions personnalisées et un plan d'intervention pour chaque bâtiment ;
- Faire le choix d'équipement en fonction de la charge du microréseau.

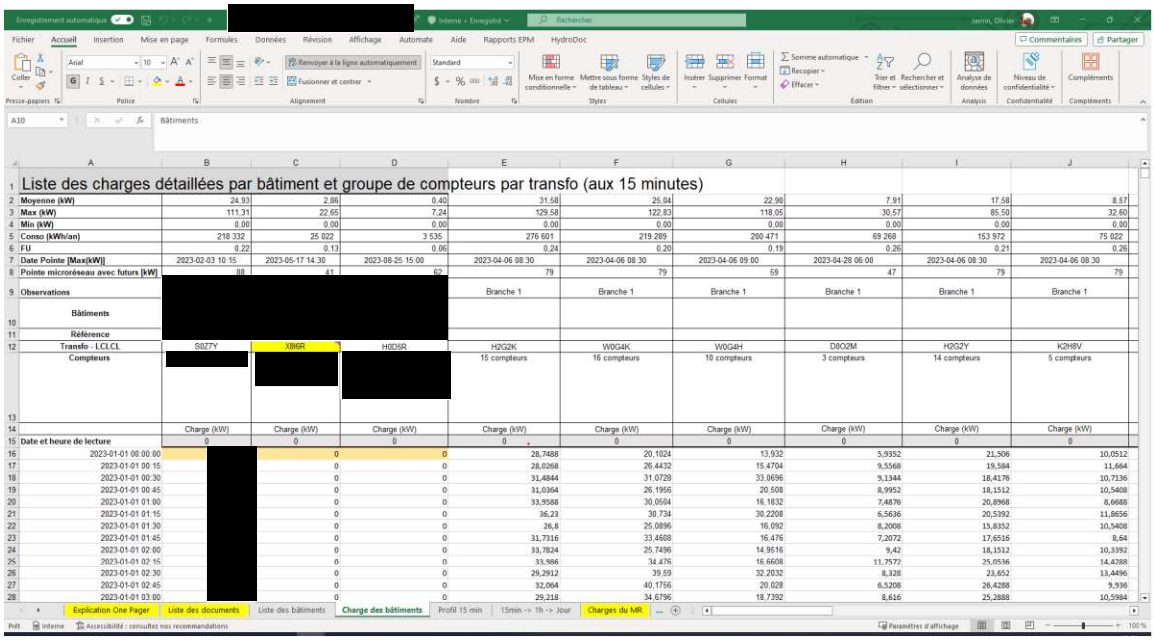
6.5.1 Les intrants :

- Les données de consommation des compteurs IMA d'Hydro-Québec;
- Liste des bâtiments et leur compteur associé;
- Autres charges estimées sur la base d'hypothèses ou de simulations;

6.5.2 Les extrants :

Les principaux extrants sont :

- Liste de tous les bâtiments ainsi que plusieurs paramètres (puissance en pointe, moyenne, FU, etc.).
- Tableau consolidé des charges des bâtiments et par compteurs regroupés par transformateur.



Liste des charges détaillées par bâtiment et groupe de compteurs par transfo (aux 15 minutes)

Moyenne (kW)	24,93	2,86	0,40	31,58	25,04	22,96	7,91	17,58	8,57
Max (kW)	111,31	22,65	7,24	129,58	122,83	118,05	30,57	85,50	32,60
Min (kW)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Conso (kWh/an)	218 332	25 022	3 535	276 601	219 289	200 471	69 268	153 972	75 022
FU	0,22	0,13	0,06	0,24	0,20	0,19	0,26	0,21	0,26
Date Pointe [Max(kW)]	2023-02-03 10:15	2023-05-17 14:30	2023-08-25 15:00	2023-04-06 08:30	2023-04-06 08:30	2023-04-06 09:00	2023-04-28 06:00	2023-04-06 08:30	2023-04-06 08:30
Pointe microréseau avec futurs (kW)	88	41	62	79	79	59	47	79	79
Observations	[redacted]			Branche 1	Branche 1	Branche 1	Branche 1	Branche 1	Branche 1
Bâtiments									
Référence									
Transfo - LCLCL	S0Z7Y	X8I6R	H0D5R	H2G2K	W0G4K	W0G4H	D0O2M	H2G2Y	K2H8V
Compteurs	[redacted]			15 compteurs	16 compteurs	10 compteurs	3 compteurs	14 compteurs	5 compteurs
	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)	Charge (kW)
Date et heure de lecture	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023-01-01 00:00:00	[redacted]	0	0	28,7488	20,1024	13,932	5,9352	21,506	10,0512
2023-01-01 00:15		0	0	28,0268	26,4432	15,4704	9,5568	19,584	11,664
2023-01-01 00:30		0	0	31,4844	31,0728	33,0696	9,1344	18,4176	10,7136
2023-01-01 00:45		0	0	31,0364	26,1956	20,508	8,9952	18,1512	10,5408
2023-01-01 01:00		0	0	33,9588	30,0504	16,1832	7,4876	20,8968	8,6688
2023-01-01 01:15		0	0	36,23	30,734	30,2208	6,5636	20,5392	11,8656
2023-01-01 01:30		0	0	26,8	25,0896	16,092	8,2008	15,8352	10,5408
2023-01-01 01:45		0	0	31,7316	33,4608	16,476	7,2072	17,6516	8,64
2023-01-01 02:00		0	0	33,7824	25,7496	14,9616	9,42	18,1512	10,3392
2023-01-01 02:15		0	0	33,986	34,476	16,6608	11,7572	25,0536	14,4288
2023-01-01 02:30		0	0	29,2912	39,59	32,2032	8,328	23,652	13,4496
2023-01-01 02:45		0	0	32,004	40,1756	20,028	6,5208	26,4288	9,936
2023-01-01 03:00		0	0	29,218	34,6796	18,7392	8,616	25,2888	10,5984

Figure 11: Exemple de fichier global

- Formules de calcul pour passer du profils 15 minutes vers le profil de charge du microréseau horaire (à l'heure).

6.5.3 Les hypothèses :

Idéalement, les données des charges proviennent des compteurs des bâtiments. Or, lorsque certains bâtiments viennent d'être construits ou qu'ils sont en voie de l'être, les données sont indisponibles en tout ou en partie et doivent donc être estimées selon des hypothèses. Il est important de documenter ces hypothèses.

6.5.4 Méthodologie :

Pour assurer un résultat adéquat et répondant aux exigences, voici la liste des actions à entreprendre.

6.5.4.1 Étape 1 : Délimitation du périmètre et identification des bâtiments

La première chose à faire est de savoir quels sont les bâtiments que l'on cherche à intégrer au microréseau. Il faut donc faire une liste des bâtiments que l'on cherche à extraire et surtout, identifier le compteur associé à ce bâtiment. **NOTE : les numéros de compteurs sont des informations sensibles et confidentielles. Il est important de prendre les mesures nécessaires pour assurer la confidentialité de ces données.**

6.5.4.2 Étape 2 : Méthode d'obtention des charges par compteurs avec l'outil [redacted]

- Démarrer [redacted] et sélectionner : Lectures de registres et profils



Figure 12: [redacted]

- Remplir :
    - Date et heure de début jusqu'à date et heure de fin de la période
    - Rechercher par : compteurs séparés par des virgules (vous pouvez entrer jusqu'à 9 compteurs à la fois)
    - Registres IMA : Total énergie livrée (kWh)
    - Profils IMA : Énergie livrée (kWh) et Énergie apparente livrée (kVA) aux 15 min ou au 5 min



Figure 13: [redacted]

- Préparer des fichiers (.xslx)

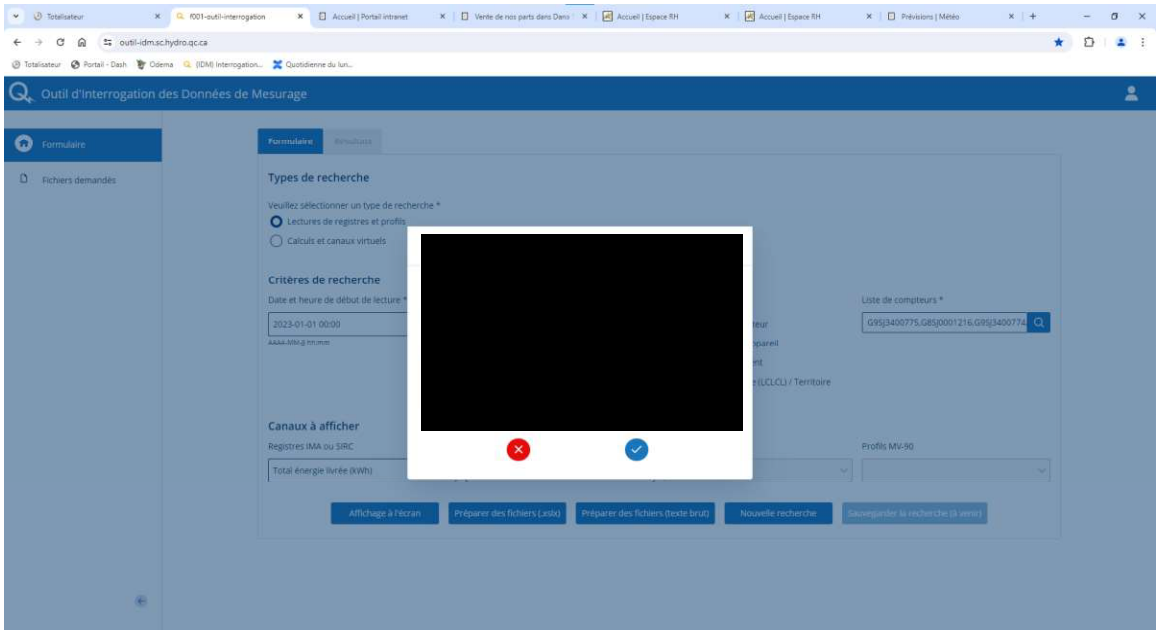


Figure 14: [redacted]

- Dans l'outil de départ : sélectionner Fichiers demandés

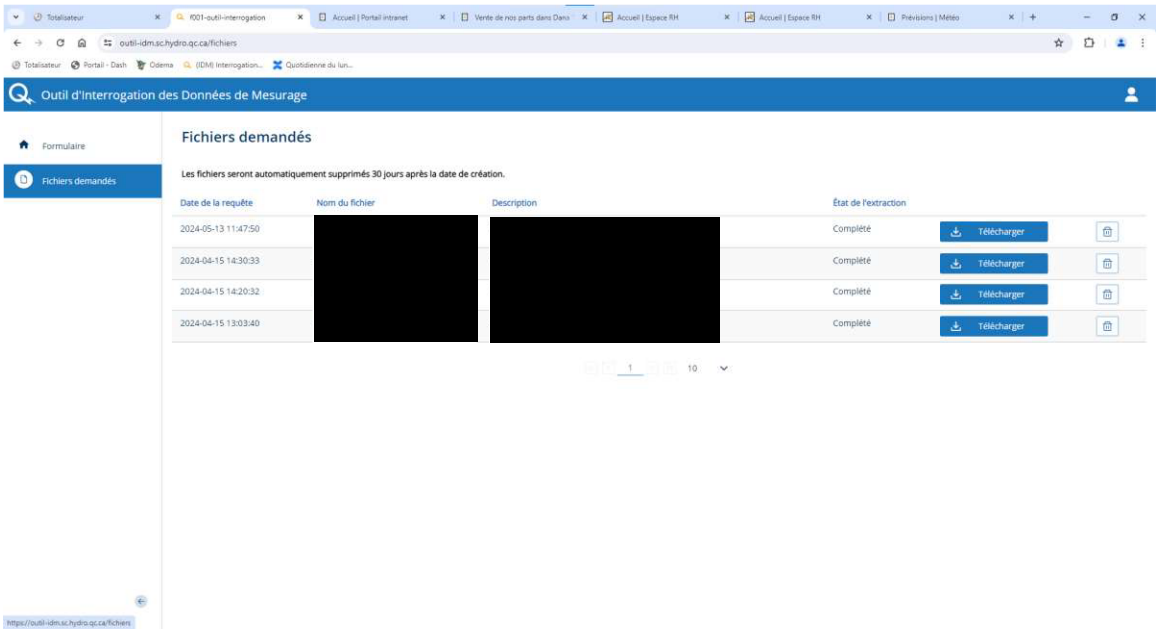


Figure 15: [redacted]

- Dans l'onglet des fichiers demandés vous pourrez retrouver le fichier *.zip à télécharger
- Dans ce fichier excel vous retrouverez un onglet des profils IMA aux 15 min pour chacun des numéros de compteur demandé

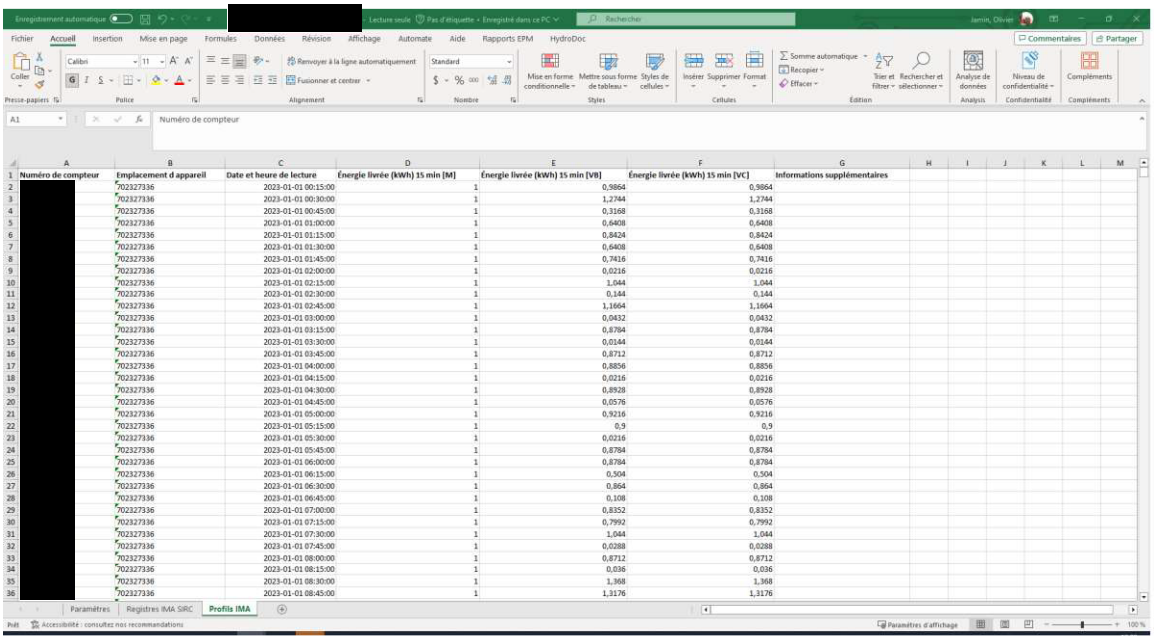


Figure 16: Extraction [redacted]

6.5.4.3 Étape 3 : Traitement [redacted]

Les compteurs extraits ont un défaut. Il manque des données. En effet, plusieurs sauts de date et des heures sont manquantes dans les registres et les profils. C'est là qu'il faut utiliser le

progiciel [redacted]. Il permet de combler ces vides et de générer des graphiques très utiles. Il faudra donc le faire pour chaque compteur extrait.

Il se peut que certaines données de compteurs soient répertoriées sur une base de mesures aux 5 minutes. Pour compiler les différentes données de compteurs sur une base de mesures aux 15 minutes, il existe une astuce pour éviter des calculs de conversion dans Excel. Dans [redacted] l'option de réaliser une « Analyse » et d'exporter le résultat sous Excel permet une économie de temps et d'effort très utile.

Il est fortement recommandé de faire une analyse peu importe le compteur, car les graphiques peuvent être pertinents pour la suite des analyses.

- Utiliser la Barre DNRJ

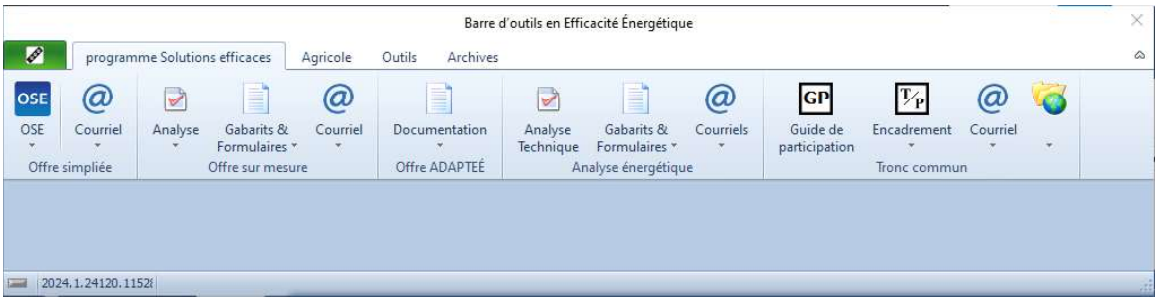


Figure 17: Barre DNRJ

- Outils
- [redacted]
- Fichier
- Ajouter une Installation
- Historique électrique – Importer

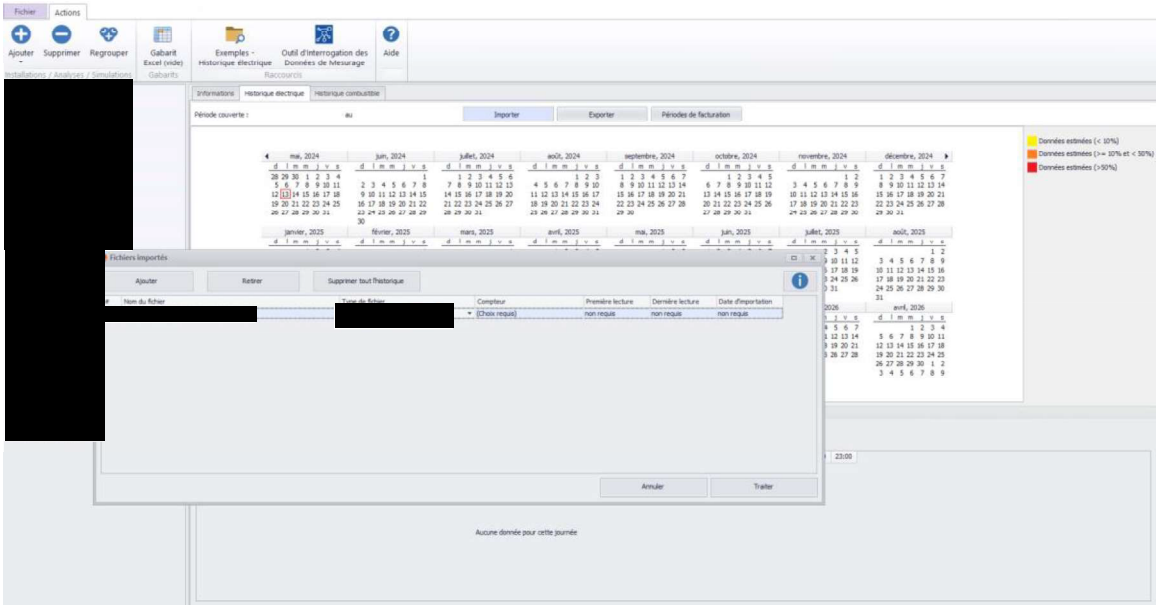


Figure 18: Outil [redacted]

- Choisir un compteur du lot dans le fichier *.zip et traiter

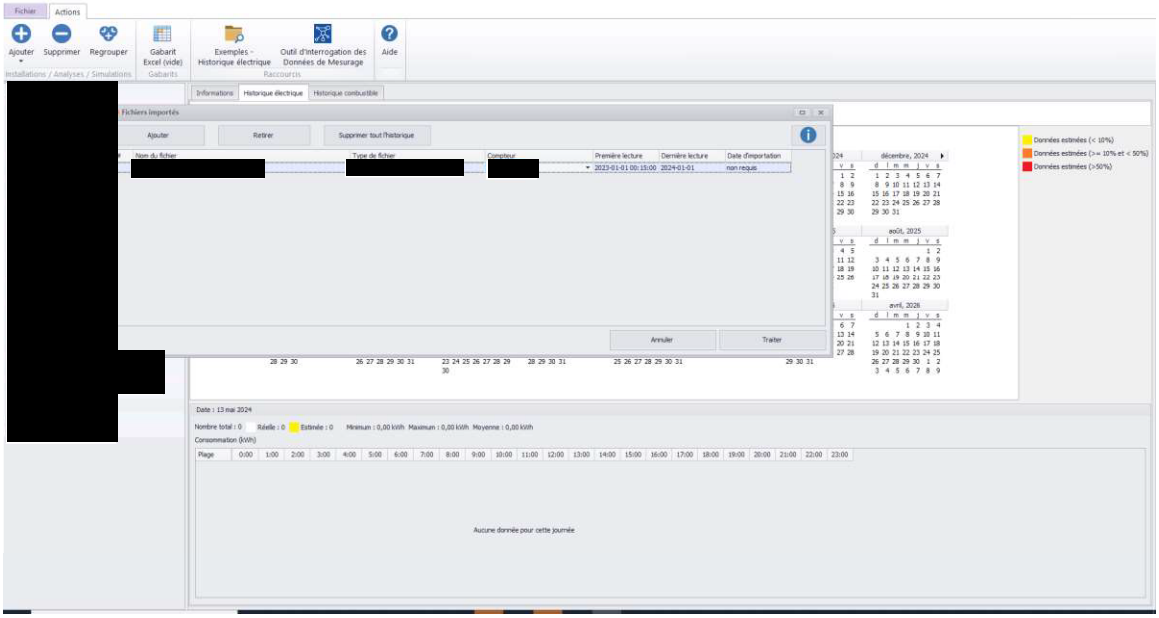


Figure 19: Outil [redacted]

- Ajouter une Analyse pour l'année 2023 avec les dates disponibles et le lieu de la station Météo la plus proche du site

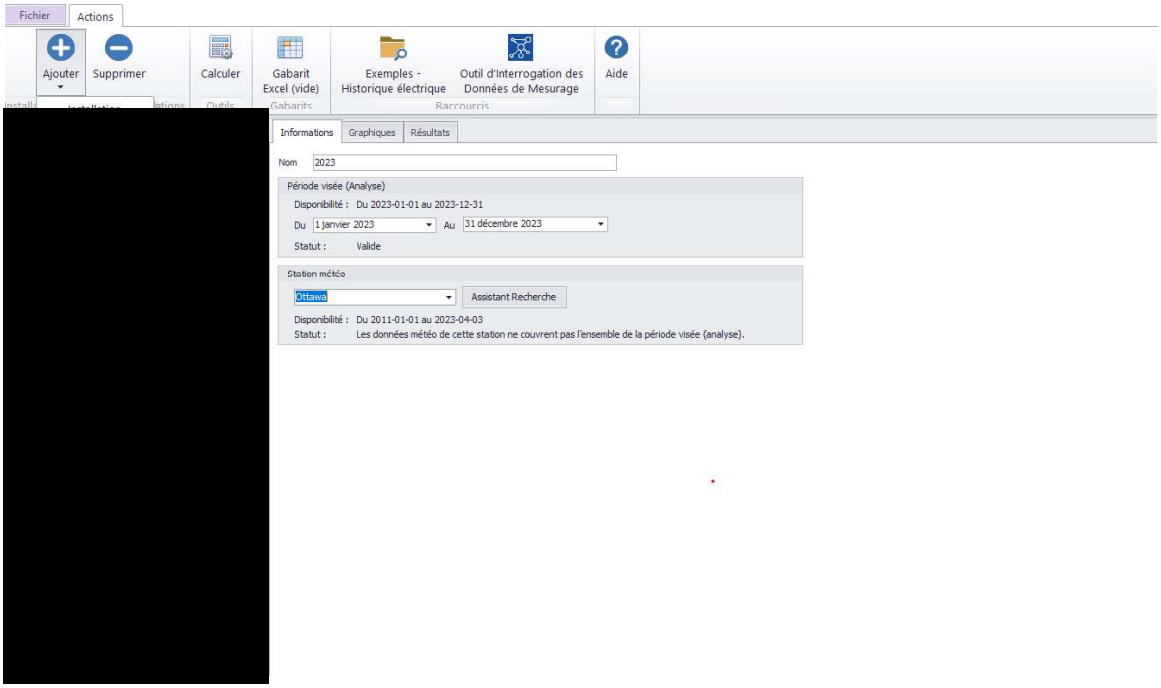


Figure 20: Outil [redacted]

- Calculer

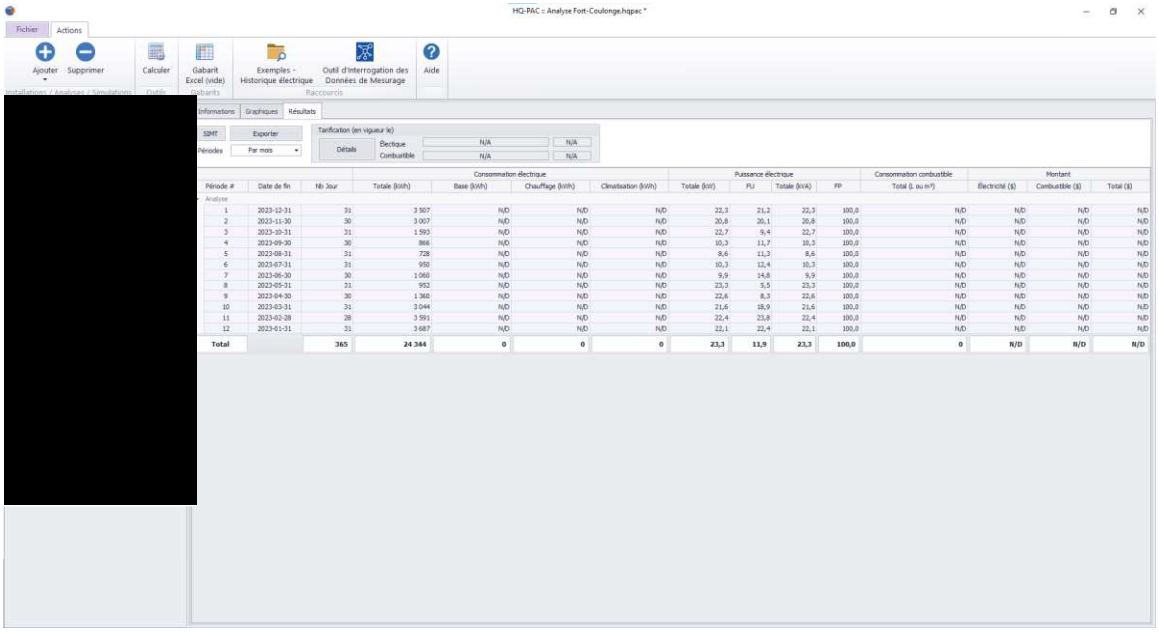
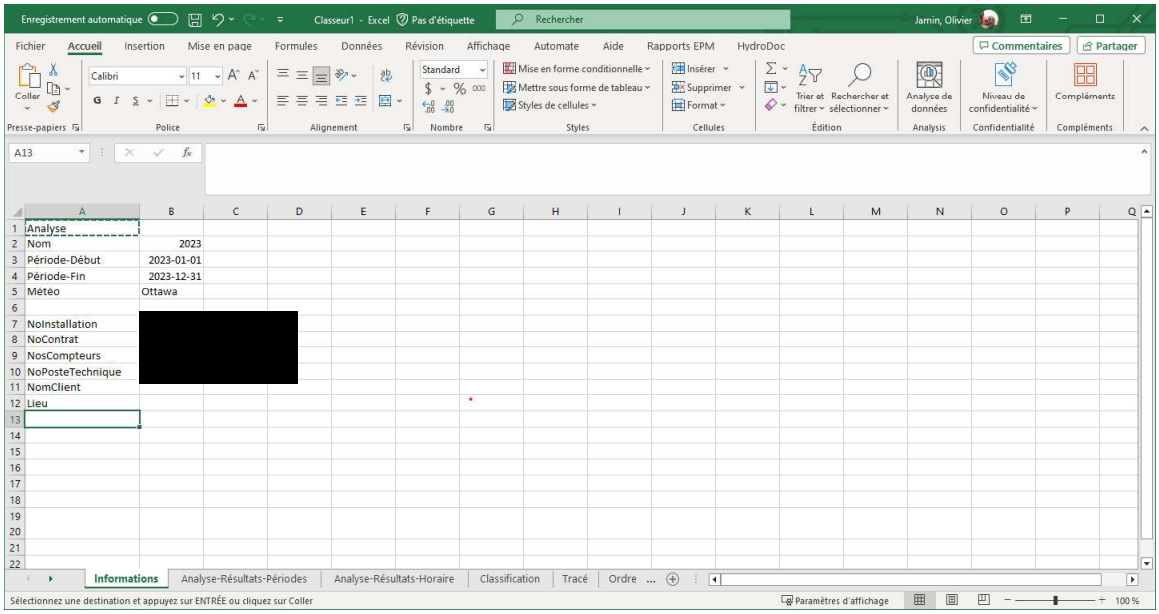


Figure 21: Outil [redacted]

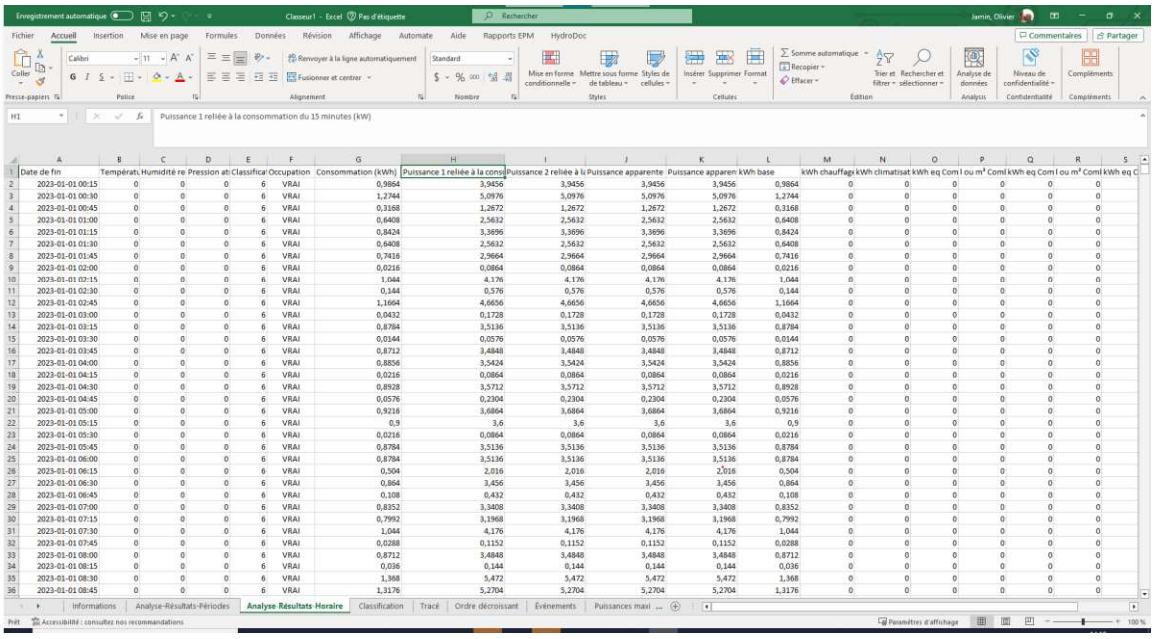
- Exporter



	A	B
1	Analyse	
2	Nom	2023
3	Période-Début	2023-01-01
4	Période-Fin	2023-12-31
5	Météo	Ottawa
6		
7	NoInstallation	[redacted]
8	NoContrat	
9	NosCompteurs	
10	NoPosteTechnique	
11	NomClient	
12	Lieu	
13		

Figure 22: Extraction [redacted]

- Aller à l'onglet : Analyse-Résultats-Horaire



Date de fin	Température	Humidité re	Pression at	Classifica	Occupation	Consommation (kWh)	Puissance 1 reliée à la cons	Puissance 2 reliée à la	Puissance apparente	Puissance apparen	kWh base	kWh chauffage	kWh climatisat	kWh eq Com	l ou m³ Coml	kWh eq Com	l ou m³ Coml	kWh eq C
2023-01-01 00:15	0	0	0	6	VRAI	0,9864	3,9456	3,9456	3,9456	3,9456	0,9864	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 00:30	0	0	0	6	VRAI	1,2744	5,0976	5,0976	5,0976	5,0976	1,2744	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 00:45	0	0	0	6	VRAI	0,3168	1,2672	1,2672	1,2672	1,2672	0,3168	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 01:00	0	0	0	6	VRAI	0,6408	2,5632	2,5632	2,5632	2,5632	0,6408	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 01:15	0	0	0	6	VRAI	0,8424	3,3696	3,3696	3,3696	3,3696	0,8424	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 01:30	0	0	0	6	VRAI	0,6408	2,5632	2,5632	2,5632	2,5632	0,6408	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 01:45	0	0	0	6	VRAI	0,7416	2,9664	2,9664	2,9664	2,9664	0,7416	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 02:00	0	0	0	6	VRAI	0,0216	0,0864	0,0864	0,0864	0,0864	0,0216	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 02:15	0	0	0	6	VRAI	1,044	4,176	4,176	4,176	4,176	1,044	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 02:30	0	0	0	6	VRAI	0,144	0,576	0,576	0,576	0,576	0,144	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 02:45	0	0	0	6	VRAI	1,1664	4,6656	4,6656	4,6656	4,6656	1,1664	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 03:00	0	0	0	6	VRAI	0,0432	0,1728	0,1728	0,1728	0,1728	0,0432	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 03:15	0	0	0	6	VRAI	0,8784	3,5136	3,5136	3,5136	3,5136	0,8784	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 03:30	0	0	0	6	VRAI	0,0144	0,0576	0,0576	0,0576	0,0576	0,0144	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 03:45	0	0	0	6	VRAI	0,8712	3,4848	3,4848	3,4848	3,4848	0,8712	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 04:00	0	0	0	6	VRAI	0,8856	3,5424	3,5424	3,5424	3,5424	0,8856	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 04:15	0	0	0	6	VRAI	0,0216	0,0864	0,0864	0,0864	0,0864	0,0216	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 04:30	0	0	0	6	VRAI	0,8928	3,5712	3,5712	3,5712	3,5712	0,8928	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 04:45	0	0	0	6	VRAI	0,0576	0,2304	0,2304	0,2304	0,2304	0,0576	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 05:00	0	0	0	6	VRAI	0,9216	3,6864	3,6864	3,6864	3,6864	0,9216	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 05:15	0	0	0	6	VRAI	0,9	3,6	3,6	3,6	3,6	0,9	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 05:30	0	0	0	6	VRAI	0,0216	0,0864	0,0864	0,0864	0,0864	0,0216	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 05:45	0	0	0	6	VRAI	0,8784	3,5136	3,5136	3,5136	3,5136	0,8784	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 06:00	0	0	0	6	VRAI	0,8784	3,5136	3,5136	3,5136	3,5136	0,8784	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 06:15	0	0	0	6	VRAI	0,504	2,016	2,016	2,016	2,016	0,504	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 06:30	0	0	0	6	VRAI	0,864	3,456	3,456	3,456	3,456	0,864	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 06:45	0	0	0	6	VRAI	0,108	0,432	0,432	0,432	0,432	0,108	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 07:00	0	0	0	6	VRAI	0,8352	3,3408	3,3408	3,3408	3,3408	0,8352	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 07:15	0	0	0	6	VRAI	0,7992	3,1968	3,1968	3,1968	3,1968	0,7992	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 07:30	0	0	0	6	VRAI	1,044	4,176	4,176	4,176	4,176	1,044	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 07:45	0	0	0	6	VRAI	0,0288	0,1152	0,1152	0,1152	0,1152	0,0288	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 08:00	0	0	0	6	VRAI	0,8712	3,4848	3,4848	3,4848	3,4848	0,8712	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 08:15	0	0	0	6	VRAI	0,036	0,144	0,144	0,144	0,144	0,036	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 08:30	0	0	0	6	VRAI	1,368	5,472	5,472	5,472	5,472	1,368	0	0	0	0	0	0	
2023-01-01 08:45	0	0	0	6	VRAI	1,3176	5,2704	5,2704	5,2704	5,2704	1,3176	0	0	0	0	0	0	

Figure 23: Extraction [redacted]

- Les colonnes H et I vous donneront les puissances en kW aux 15 minutes pour le(s) compteur(s) sélectionnés précédemment

- Il faut ensuite copier-coller la colonne I du fichier ci-dessus dans une colonne préparée à cet effet dans le fichier Excel aux colonnes des charges des bâtiments

6.5.4.4 Étape 4 : Insérer les données dans le fichier maître

Pour chaque compteur, aller dans le troisième onglet de l'exportation [redacted] intitulé «Analyse-Résultats-Horaire» et copier la colonne [Puissance 1 reliée à la consommation du 15 minutes (kW)]. Aller ensuite l'insérer dans le fichier maître. Alors que les données de compteurs sont disponibles aux 5 ou 15 minutes, les données de simulations (données synthétiques) sont dans la majorité des cas des données horaires. Conserver les données aux 15 minutes si elles sont toutes disponibles pour garder la granularité des données qui permet une meilleure représentation de la puissance appelée. Voir exemple au tableau ici-bas entre la puissance moyenne à l'heure versus la puissance maximale mesurée dans l'intervalle de 15 minutes.

Intervalle de temps T	Énergie consommée	Puissance appelée
T1 : 15 min	E1 : 10 kWh	P1 : 40 kW
T2 : 30 min	E2 : 20 kWh	P2 : 80 kW
T3 : 45 min	E3 : 30 kWh	P3 : 120 kW
T4 : 00 min	E4 : 40 kWh (E_{max})	**P4 : 160 kW (P_{max})**
T : 60 min	E_{totale} : 100 kWh	P_{moyen} : 100 kW

Figure 24: Calcul des puissances

MISE EN GARDE :

- Ne pas confondre la notion de puissance et d'énergie. L'énergie est en kWh (Puissance * Temps) alors que la puissance est en kW (Énergie / Temps).
- Assurez-vous d'ajuster les dates et d'avoir le bon nombre de cellules avec les bons intervalles (aux 15 minutes) dans le fichier maître (Colonne A)

6.5.4.5 Étape 5 : Validation et vérification des données

Après avoir intégré les données de compteurs dans le fichier maître, il est important de retirer les données aberrantes. Exemple : une journée où il y a eu une puissance 5 fois plus grande que la moyenne qui ne s'est produite qu'à un seul moment dans toute l'année. Il faudra donc relever cette anomalie et modifier ces données avec la meilleure stratégie (ex. interpolation).

6.5.4.6 Étape 6 : Assurer le suivi et la mise à jour des documents

Lorsque vous aurez les bonnes données, assurez-vous de mettre à jour tous les documents découlant du fichier maître.

- Inscrire la date de la mise à jour.
- Pour les données synthétiques, inscrire toutes les hypothèses pour chaque bâtiment à la colonne appropriée.
- Il faut aussi renommer le fichier en suivant la bonne nomenclature.

6.5.5 Méthode d'obtention des charges par regroupement par transformateur (fondation analytique) :

À l'aide de l'équipe d'analytique avancé, il a été possible de développer une méthode plus véloce pour regrouper les données de consommation des compteurs regroupés par transformateur pour répondre au besoin de cette étude pour microréseau.

Avec cette méthode il est possible de spécifier un ensemble de points géographique (latitude, longitude) délimitant le périmètre du microréseau.

Ce périmètre sélectionne les transformateurs qui y sont présents.



Figure 25: Méthode par regroupement de transformateurs

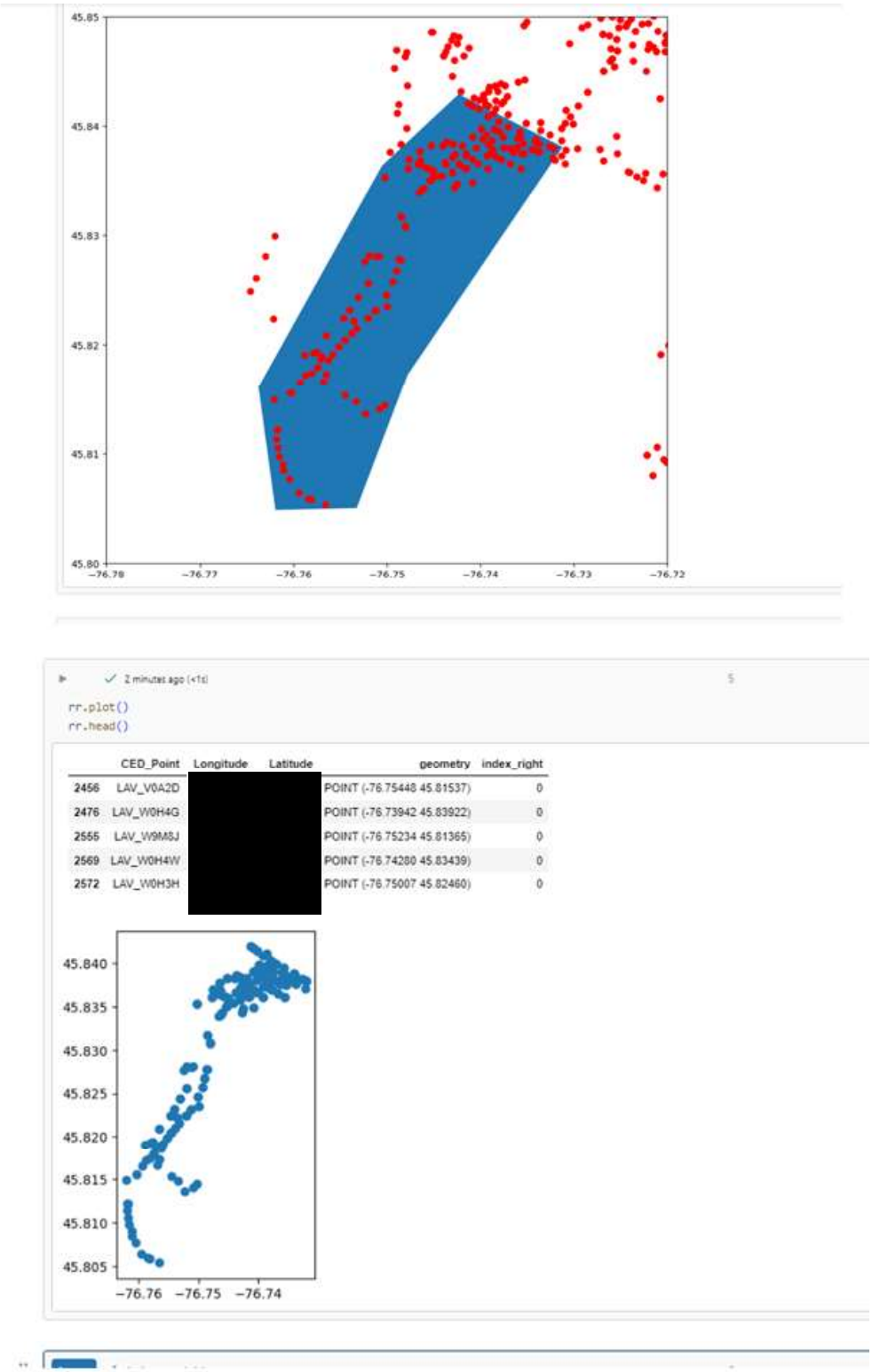


Figure 26: Méthode par regroupement de transformateurs

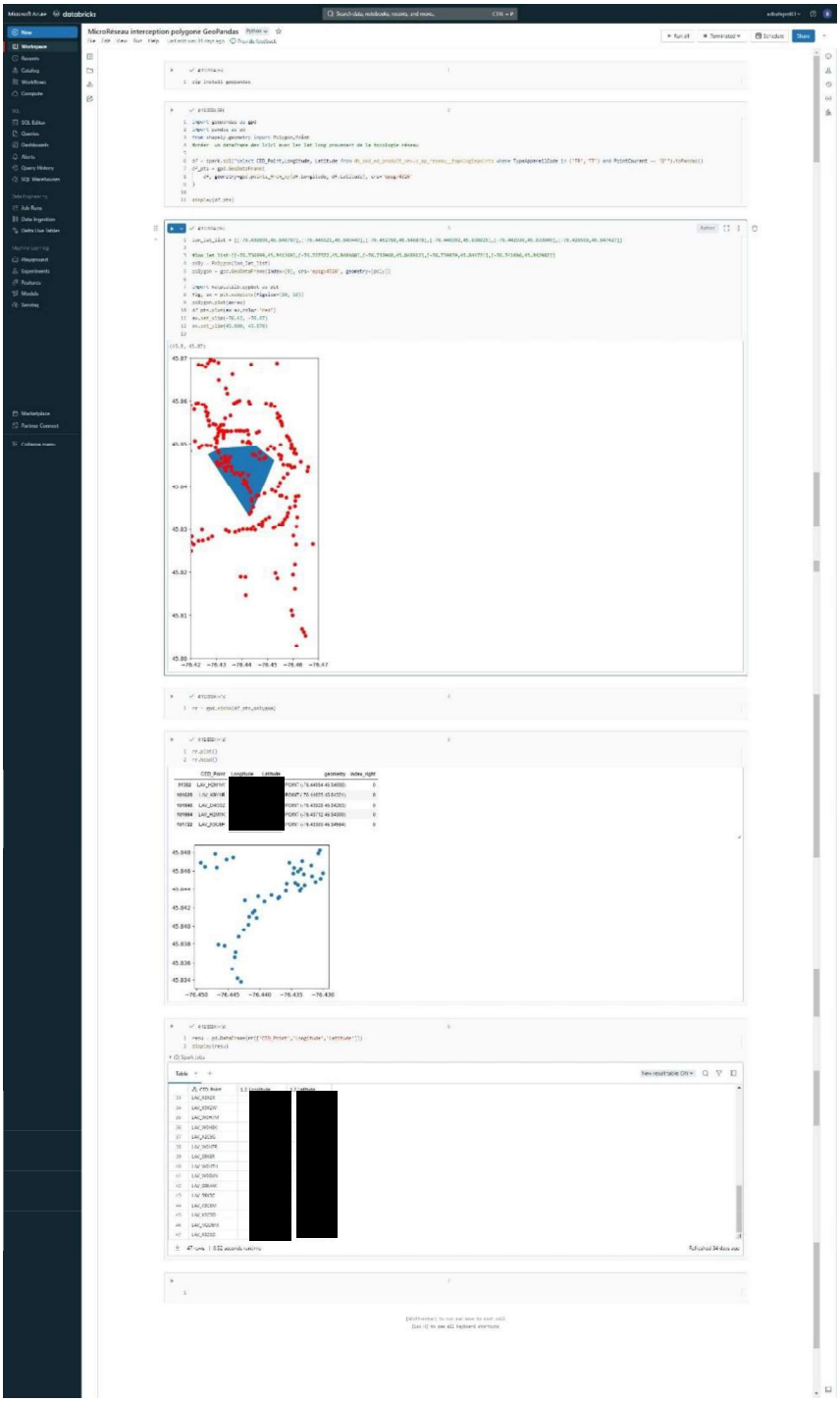


Figure 27: Méthode par regroupement de transformateurs

L'étape suivante est d'extraire les données des consommations en kWh pour chacun des transformateurs sur la période annuelle de référence, en l'occurrence l'année 2023.

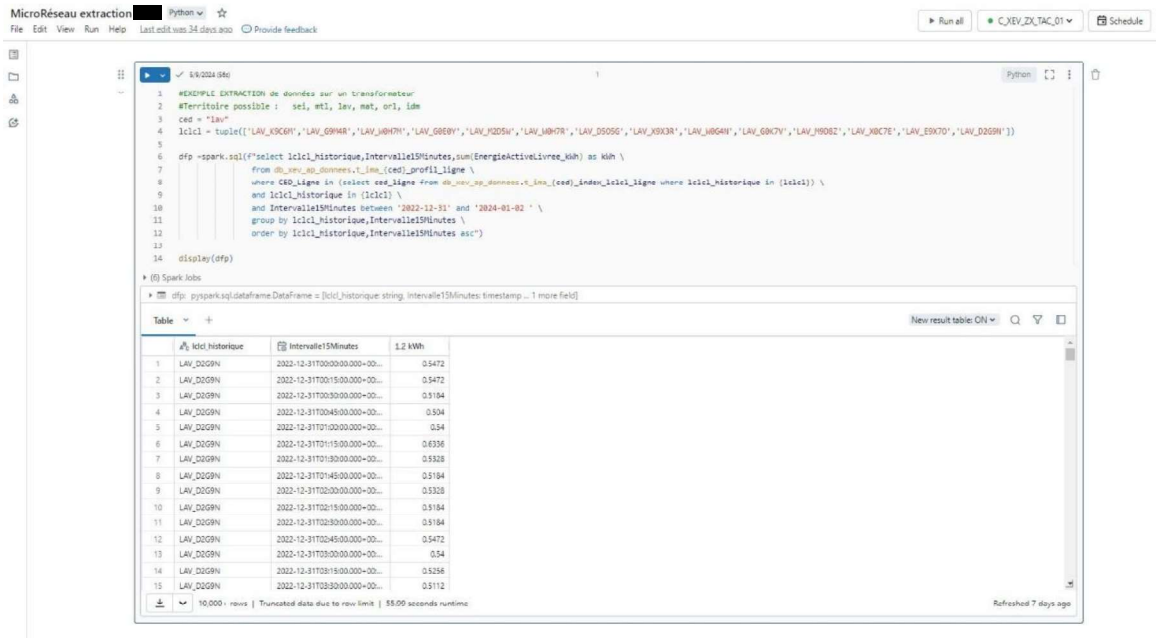


Figure 28: Méthode par regroupement de transformateurs

- Les extrants en format Excel en kWh pour chaque regroupement de transformateurs devront ensuite être convertis en kW.
- L'extrant ci-dessus donnera les puissances en kW aux 15 minutes pour le(s) compteur(s) sélectionnés précédemment
- Il faut ensuite transposer ces données au fichier de consolidation de charge.

6.6 Obtention des données pour l'analyse de pannes

L'analyse de pannes est basée selon l'extraction des données de pannes auprès des outils internes que sont [redacted] un outil utilisé par les experts en maintenance et performance.

L'analyse permet d'approfondir et de détailler les caractéristiques initialement ressorties de la grille d'analyse des sites qui évalue à haut niveau les critères de contraintes réseau selon l'indice de continuité (IC), la fréquence des pannes et la durée des pannes. L'objectif est de confirmer que la solution de microréseau au site et au périmètre îlotable soit pertinente d'un point de vue des pannes.

Pour conduire l'analyse détaillée des pannes, la stratégie employée est la suivante :

- Cadrer l'analyse sur la période de référence de 5 ans, allant de 2019 à 2023.
- Identifier un transformateur triphasé « témoin » situé à l'intérieur du périmètre de microréseau analysé et récupérer son adresse électrique LCLCL.
- Identifier le code de distribution associé à la municipalité.
- Extraire les données du bilan de continuité de service « Tendance » pour le transformateur « témoin », la municipalité et la province via le lien suivant : [redacted]
- Extraire les données du bilan de continuité de service « Détaillé » pour le transformateur « témoin ».
- Faire appel à un expert en performance du réseau de distribution pour supporter l'extraction des pannes d'origines de basse tension.
- Intégrer les données extraites dans un fichier de calcul Excel, voir l'exemple suivant pour [redacted]
- Au fichier de calcul Excel, un formatage des données de l'IC « Tendance » est effectué pour le transformateur « témoin », la municipalité et la province pour construire un graphique comparatif de leur IC.
- Au fichier de calcul Excel, un formatage des données de l'IC « Détaillé » pour le transformateur « témoin » est effectué pour catégoriser les pannes selon les paramètres suivants :
    - Un filtre bornant les pannes inclues à la période d'analyse de référence de 5 ans, soit de 2019 à 2023.
    - Un filtre bornant les pannes de plus et de moins de 5 minutes.
    - La catégorisation des pannes selon l'année, le mois, le jour, le jour de semaine, l'heure de la journée, la durée de la panne, son point d'origine, sa cause, le nombre de client touché (client interrompu CI), Moyenne Tension ou Basse Tension, ainsi qu'en PURS ou non.
- Cette catégorisation des pannes permet d'agglomérer les données au fichier Excel pour construire les tableaux préalables aux graphiques d'intérêt pour l'analyse soit :

- La répartition des pannes de plus et de moins de 5 minutes.
- La fréquence des pannes selon leur durée de 0 à 5 minutes, de 5 minutes à 30 minutes, de 30 minutes à 1 heure, suivi d'incréments de 30 minutes jusqu'à 10 heures et de 10 heures à plus de 10 heures.
- La répartition du temps de panne vécu par les clients du périmètre du microréseau (CHI) par année, par mois et par cause.
- L'IC du périmètre du microréseau (basé sur le transformateur « témoin »), de la municipalité et de la province.

Hypothèses

- Le transformateur « témoin » permet de conduire l'analyse de pannes du périmètre de microréseau étudié de manière détaillée en supposant que les pannes qu'il vit sont toutes vécues par l'ensemble des clients et des transformateurs inclus au périmètre du microréseau.
- L'indicateur « clients heures interrompus » (CHI) représente, pour une période donnée, la somme du nombre d'heure de pannes ressenties au total par chaque client pour la zone à l'étude. Pour le périmètre du microréseau, le nombre maximal de client est le nombre total de client au secteur.
- L'indicateur « indice de continuité » (IC) représente le CHI, ramené en proportion du nombre de clients dans la zone à l'étude.
- Pour d'amples renseignement, la page suivante décrit les définitions : Indicateurs de continuité (IC) | Orientation, planification et innovation (hydro.qc.ca)

Limitation

Avec les outils à disposition, il a été observé que certaines pannes n'apparaissaient pas à l'extraction de données initiales, cela a été le cas pour une interruption de 29 heures qu'initialement n'avait pas été capté par la première extraction. Il y a une limite à l'analyse associée aux outils et données disponibles au moment de conduire les extractions. Aussi, il en est de même pour l'extraction des pannes à basse tension qui comportent des limitations pour leur extraction.

6.7 Identification des mesures de gestion de l'énergie et d'efficacité énergétique aux bâtiments pour l'optimisation

Au niveau de l'identification des mesures de gestion de l'énergie et d'efficacité énergétique aux bâtiments, il faut rappeler le contexte de la décarbonation de l'énergie dans le contexte de la crise climatique et du plan d'action 2035 pour un Québec décarboné et prospère. Ainsi, la figure suivante propose une approche générale d'échelle prioritaire à la décarbonation de l'énergie qui s'applique également au contexte d'efficacité énergétique.

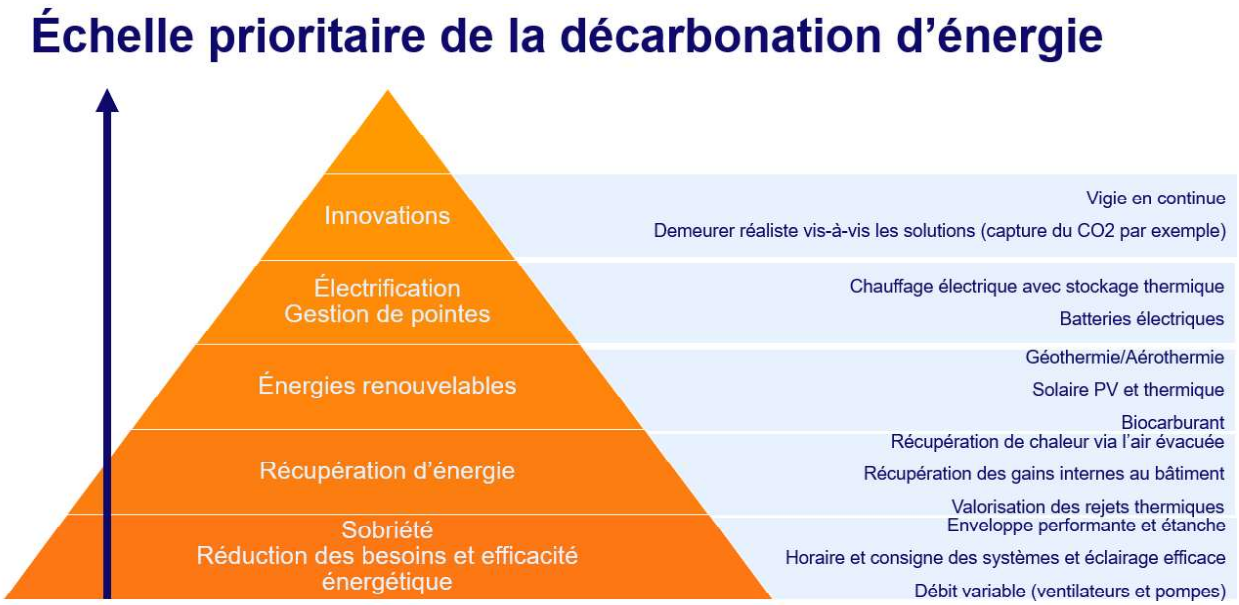


Figure 29: Échelle prioritaire de la décarbonation d'énergie

On observe que la base de la pyramide repose sur la sobriété énergétique, la réduction des besoins et l'efficacité énergétique. C'est le socle premier à mettre en place.

En soit, une approche adaptée à la communauté devra être évaluée à l'avant-projet.

6.7.1 Évaluation énergétique et bilan énergétique des charges motrices

Pour les bâtiments d'envergure commercial ou institutionnel, il sera souhaitable d'effectuer un audit énergétique basé sur la norme ASHRAE 228 de niveau I pour identifier les mesures d'efficacité énergétiques applicables. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

Pour les bâtiments résidentiels, il sera souhaitable de procéder par une évaluation énergétique via le programme Rénoclimat ou Éconologis offert par le MELCCFP pour identifier spécifiquement les mesures propres aux bâtiments, de même que les programmes offerts par Hydro-Québec.

6.7.2 Potentiel de gestion de l'énergie et d'optimisation avec Hilo/CEV

La centrale électrique virtuelle (CEV) est un concept en développement auprès des équipes internes et permet la réalisation de différentes fonctions réseaux pour réduire la charge au réseau.

Hilo est une solution résidentielle permettant d'interfacer des appareils à la maison afin de limiter la demande de puissance comme les charges aux prises, les thermostats des appareils de chauffage, les bornes de recharge de véhicule électrique et prochainement les chauffe-eaux.

Il est prévu de demeurer impliqué avec les équipes d'Hilo et de la CEV pour étudier les maillages possibles venant optimiser la charge du microréseau selon le besoin de la communauté. À titre d'exemple à haut niveau, on estime à 3 kW l'effacement possible avec les clients résidentiels d'Hilo.

6.7.3 Accumulateur thermique

Les accumulateurs thermiques sont comme des batteries thermiques, au sens qu'ils peuvent accumuler la chaleur en période de charge et la relâcher au moment souhaité de décharge. Ces appareils sont utiles pour écrêter la demande en puissance de même qu'en résilience lors de pannes. Des modèles centralisés pour des grands bâtiments que des bâtiments résidentiels sont existant de même que des modèles dits locaux. Les modèles dit Accumulateur thermique local (ATL) ont une possibilité de réduction de 0,7 kW en moyenne et ils chargent la nuit et peuvent se décharger pour 24h.

6.8 Évaluation du potentiel de production solaire

Pour tous les secteurs, le logiciel utilisé afin de simuler le potentiel de production solaire est Helioscope (Version : a92cd0d22e-cb80fd9fb0-b5729fc51e 7349523f23). Ce logiciel avec interface WEB permet de faire une évaluation rapide grâce à son interface de type 'CAD'. Bien qu'il ne remplace pas totalement des outils plus complexe et précis, celui-ci permet d'avoir des résultats de qualité tout en offrant une agilité et une souplesse lors d'une évaluation à haut niveau.

Pour cette étude, deux concepts seront abordés pour la production d'énergie utilisant des panneaux solaires.

Lorsque nous sommes dans des secteurs plus denses et que plusieurs bâtiments commerciaux et/ou institutionnels ayant une toiture d'envergure sont présents, nous voudrions que ceux-ci contribuent à l'effort du microréseau. Pour ce faire, ces toitures seront envisagées comme médium afin d'interfacer des panneaux solaires.

Le second concept permet d'offrir une solution photovoltaïque dans des régions plus éloignées là où la densification est faible et où peux de toitures d'envergure sont présent en utilisant une ferme de panneaux solaires au sol.

Il est à noter que plusieurs hypothèses ont été utilisées afin d'effectuer les simulations de potentiel de production par les panneaux photovoltaïques. **Actuellement, celles-ci sont très optimistes et ne considèrent pas la capacité portante des toitures, les contraintes physiques/électriques des bâtiments ainsi qu'un facteur d'ombrage et d'enneigement faible**. Dans les étapes subséquentes du projet, ce type de contrainte sera validé et le dimensionnement ajusté afin de mieux prendre en compte ce type de contrainte.

6.9 Dimensionnement global de la solution de microréseau

Avec l'analyse de charge ainsi que les simulations de productible solaire, l'étape suivante est de calculer un dimensionnement préliminaire pour la batterie et la génératrice. Il est important de noter que la résilience a été divisé en 2 groupes :

1. Résilience court terme
    i. Résilience d'une durée de 6 heures ou moins, qui permet d'offrir l'alimentation électrique au microréseau lors de pannes de courtes durées. Pour ce type de résilience, une topologie de batteries panneaux solaire est envisagée, sans génératrice.
2. Résilience longue durée

i. Résilience d'une durée de plus de 6 heures. Dans ce cas, une génératrice doit être ajoutée au concept afin d'assurer la résilience pour la durée totale de la panne. L'énergie de la batterie et qui est produite par les panneaux solaire serait utilisée en priorité et la génératrice comblerait les manques.

Pour chaque site, une option de résilience courte durée et une option de résilience longue durée a été étudiée. Pour l'option longue durée, la batterie a été dimensionnée pour être en mesure d'écrêter 4 heures en tout temps. La puissance est donc la pointe annuelle, majorée de 20% pour couvrir la croissance et le dimensionnement en énergie correspond au 4 pires heures consécutives annuellement.

Pour l'option de résilience courte durée, le dimensionnement a été fait ainsi :

- Puissance de la batterie (onduleur) : 3 fois la pointe (avec une marge de sécurité) annuelle
- Énergie de la batterie : L'énergie nécessaire pour couvrir les 6 heures consécutives les plus énergivores de l'année, plus une marge de sécurité de 15% pour de la croissance future.

6.10 Autres cas d'utilisation (GDP)

Les actifs déployés pour les projets de microréseaux pourront également être utilisés pour offrir d'autres services au réseau, notamment en étant utilisés (les batteries) lors des évènements de gestion de la pointe. Il est démontré grâce aux analyses des pannes qu'il y a très peu de pannes, historiquement, lors des périodes de grand froid. Il est donc possible d'utiliser la batterie en gestion de la pointe, surtout dans le scénario où une génératrice est également disponible pour de la résilience long terme.

6.11 Études électriques à réaliser pour chaque secteur

Pour chaque secteur, une étude exploratoire a été demandée aux équipes de planification en distribution et en transport. L'objectif est d'identifier, de façon préliminaire, s'il est possible d'intégrer un microréseau dans le secteur choisi. Les intrants donnés pour ces études sont :

- Puissance maximale estimée pour les panneaux solaires
- Puissance maximale que la batterie peu déchargée
- Cas d'utilisation (GDP, etc.)

Les résultats de ces études sont présentés pour chaque site.

Certains sites sont en attentes des résultats de ces études.

6.12 Analyse des coûts

Pour chaque secteur, une analyse des coûts d'un projet de microréseau a été mise en place. Cette analyse 360 degrés permet de refléter fidèlement et de manière dynamique les flux monétaires pour chacune des parties prenantes soit le client (ou la municipalité), le tiers exploitant, ainsi qu'Hydro-Québec.

L'objectif du montage financier est de fournir une vision claire et transparente des implications financières et opérationnelles afin de soutenir les parties prenantes au projet de microréseau dans leurs décisions stratégiques.

À ce stade-ci du projet, une analyse préliminaire basée sur plusieurs hypothèses ainsi que sur les différentes topologies des sites étudiés a été effectuée. Le livrable – *Montages Financiers Préliminaires* du Lot 5 ainsi que le fichier Excel *Montage Financier Préliminaire* montés à cet effet permettent d'illustrer :

- les coûts totaux du projet,
- les remboursements à effectuer par Hydro-Québec dépendamment de l'implication des parties prenantes ainsi que,
- les coûts globaux actualisés du projet incluant les revenues associés à la gestion de la demande en puissance, le service de résilience et l'injection de la production solaire.

Un tableau illustrant les coûts totaux du projet sera fourni pour chacun des secteurs.

7 [redacted]

7.1 Périmètre îlotable

[redacted] s'étend sur 86 km^2 au sud du Québec et au nord des États-Unis.

La totalité de la charge est impossible à intégrer dans un microréseau puisqu'elle dépasse largement 2MW.

La solution **cœur de village** est privilégiée et le secteur ci-dessous est proposé:



Figure 30: Périmètre proposé pour [redacted]

La figure qui suit montre le périmètre avec le réseau de distribution (en jaune) associé :



Figure 31: Périmètre [redacted] et réseau électrique

Puisque la zone îlotable se trouve en fin de ligne, un seul point d'isolation est nécessaire pour créer le périmètre îlotable (point vert sur la Figure 31).

Selon les données de 2024, on retrouve 51 compteurs dans le périmètre, dont 45 résidentiels et 6 commerciaux/industriels.

La zone consiste en 11 transformateurs sur lesquels sont répartis les 51 compteurs.

Voici ci-dessous un tableau résumant ce périmètre :

Tableau 4: Transformateurs, secteur [redacted]

Ville	CED	Ligne	No. XFO	Nb. Compteur	Phase	Bâtiments
[redacted]	SEI	HTD235	X9C8Y	2	B	
[redacted]	SEI	HTD235	D1Z3O	3	B	
[redacted]	SEI	HTD235	A0X3H	4	A	
[redacted]	SEI	HTD235	S8D0M	1	C	École primaire-secondaire
[redacted]	SEI	HTD235	D0X6H	1	ABC	École pour adulte
[redacted]	SEI	HTD235	X8D6H	5	B	
[redacted]	SEI	HTD235	W4O5Y	12	B	
[redacted]	SEI	HTD235	H9Y1F	9	B	
[redacted]	SEI	HTD235	G1Z1F	10	B	
[redacted]	SEI	HTD235	S9W9Y	3	ABC	Établissements communautaires de soins pour personnes âgées
[redacted]	SEI	HTD235	D8K7D	1	A	Garderie
			11	**51**		

À venir: quatre (4) nouveaux bâtiments dont une école et un centre administratif

Des nouveaux bâtiments seront construits dans le périmètre. Des scénarios en incluant leur charge ainsi qu'en l'excluant ont été étudiés, mais il serait important d'avoir les échéanciers de construction lors du début de l'avant-projet.

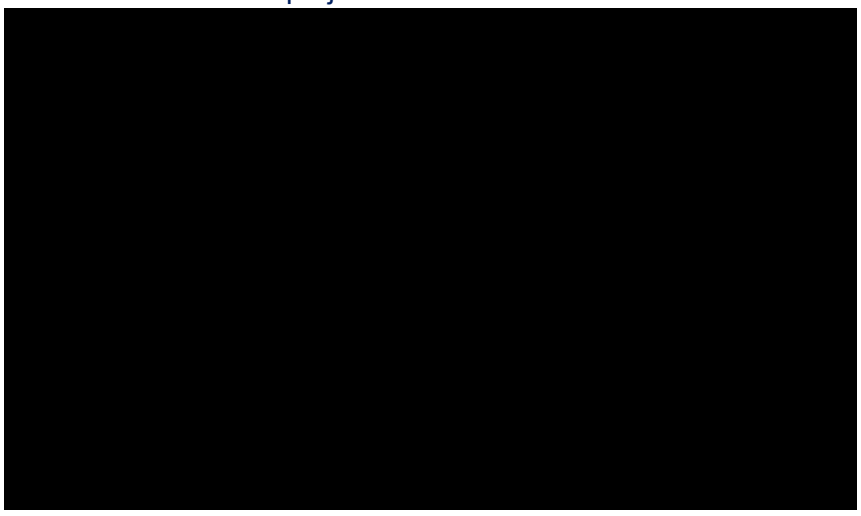


Figure 32: Bâtiments futurs à [redacted]

Voici ci-dessous les hypothèses de consommation pour les bâtiments futurs :

- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]

Ces hypothèses ont été prises en fonction de l'espace au sol prévue pour ces bâtiments. C'est une estimation de très haut niveau et ce devra être raffiné en avant-projet.

Poste de microréseau

La dimension du poste de microréseau à prévoir est de 40 mètres par 25 mètres.

La zone proposée pour l'intégration du poste est encadrée en rouge dans la figure suivante mais n'est pas à l'échelle des dimensions



Figure 33: Localisation du poste de microréseau - [redacted]

7.2 Projets en cours ou à venir sur réseau

[redacted] est un secteur en bout de réseau. Son alimentation principale [redacted] Cette contrainte amène plusieurs pannes et une difficulté à intervenir dans ce secteur.

Plusieurs projets sont en cours afin d'améliorer la qualité de service et les pannes de longue durée dans ce secteur. La majorité des interventions seront en amont du disjoncteur Z0C2S :

- DPS-391000 Remaniement blocs de charge. Projet complété récemment. (Impact non capté sur l'analyse des pannes des 5 dernières années).
- DPS-391002 Bouclage pour relève [redacted] (Horizon 2025).

Pour l'instant, aucun projet n'adresse la problématique du secteur boisé en aval du disjoncteur Z0C2S. Plusieurs solutions pourraient être envisagées afin d'augmenter la résilience du secteur face à cette contrainte de secteur boisé qui amène plusieurs pannes et qui est difficile d'accès étant donné la localisation de ce tronçon. Une des solutions serait d'implanter un microréseau dans le secteur [redacted] afin d'augmenter la résilience communautaire d'un secteur de la zone.

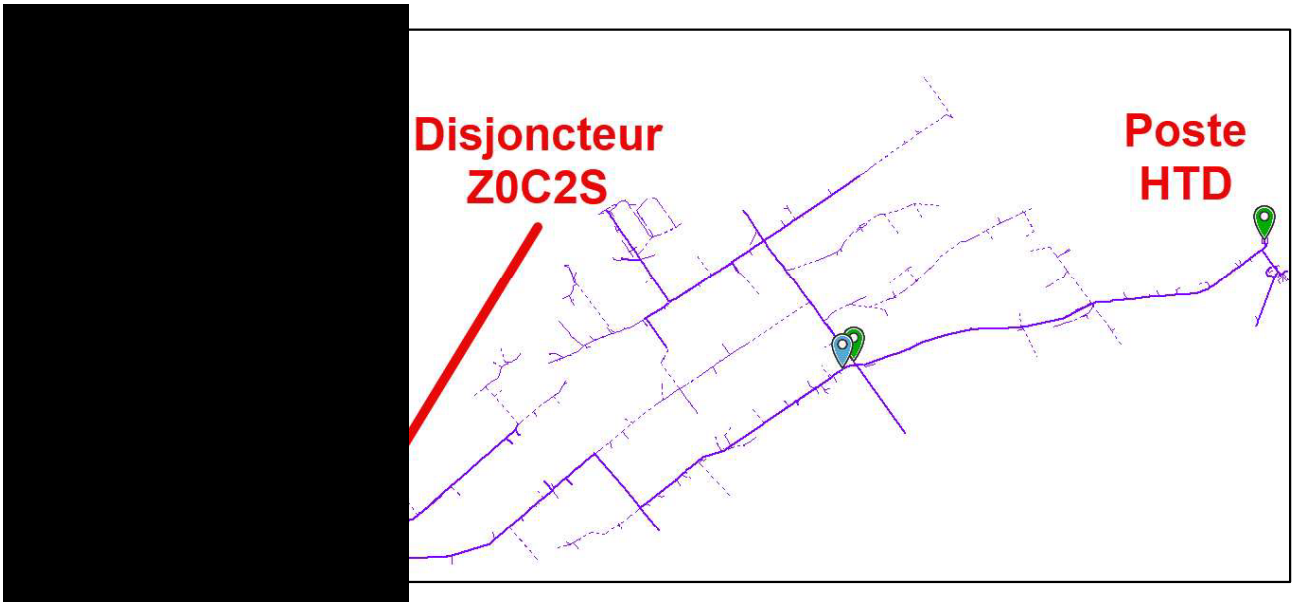


Figure 34: Architecture réseau secteur de [redacted]

7.3 Analyse des clients

Une analyse à haut niveau du type de clients au périmètre du microréseau a été effectuée pour [redacted]

L'analyse des clients permet de catégoriser la clientèle selon la base de données [redacted]

L'objectif est d'illustrer la répartition des clients selon leur tarif, le type de client, le mode de chauffage principal et la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures.

7.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

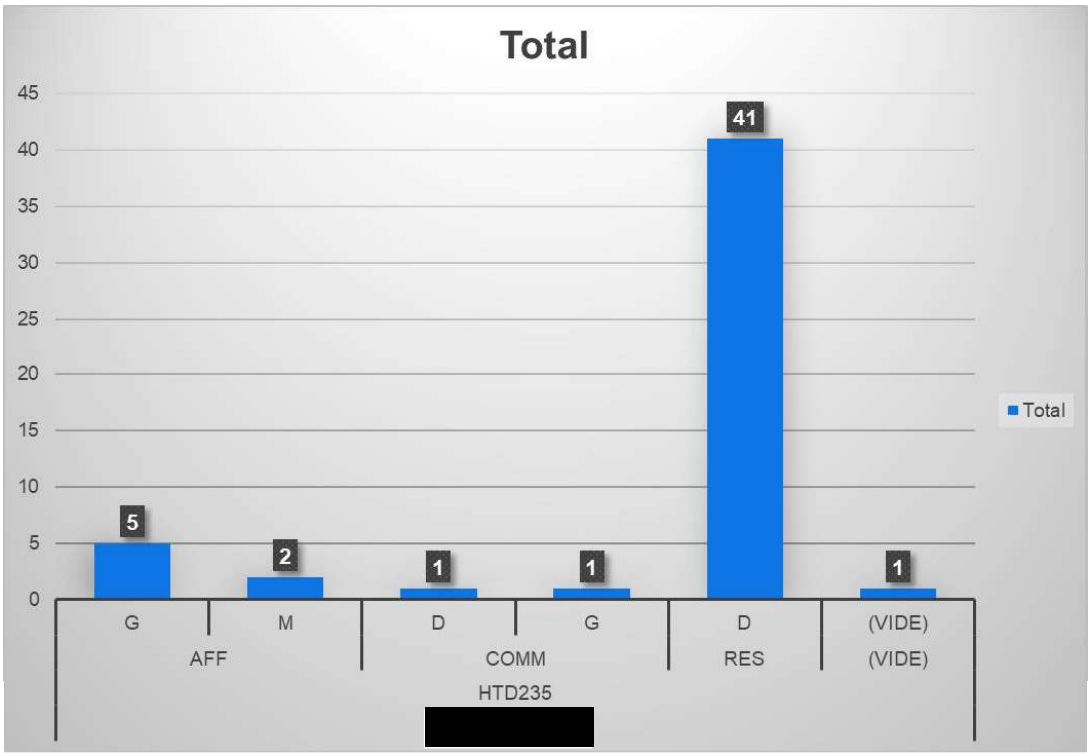


Figure 35: Répartition des clients selon le tarif, [redacted]

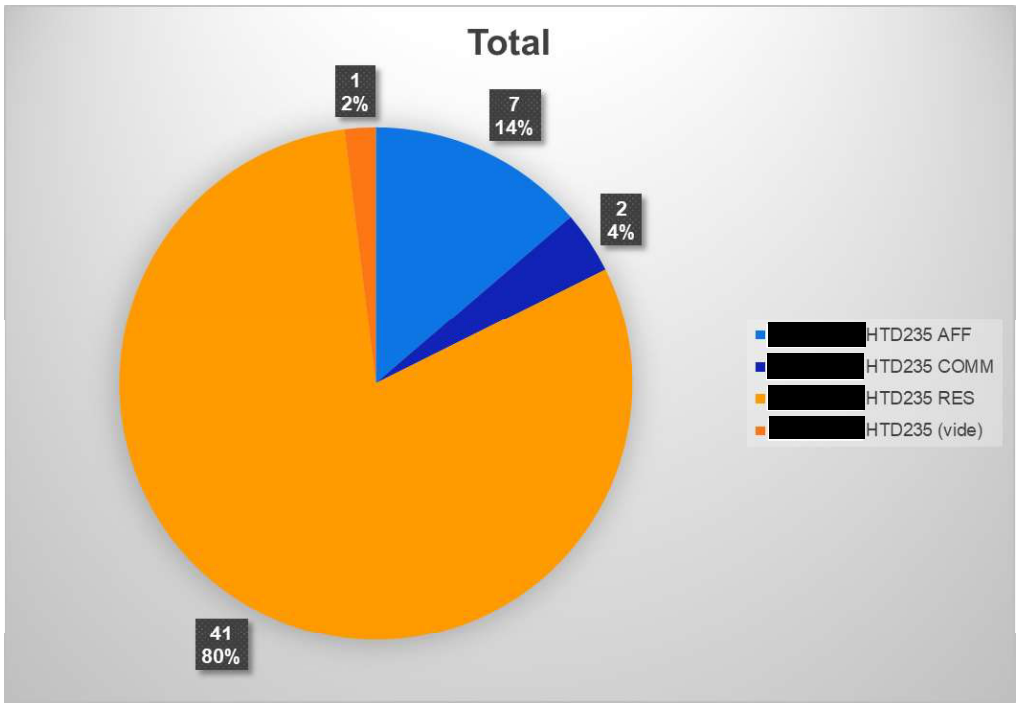


Figure 36: Répartition des clients selon le type, [redacted]

Les figures ci-haut présentent le profil de la clientèle du Secteur [redacted]. Il y a 51 compteurs principalement résidentiel avec quelques bâtiments affaires et institutionnels (2023).

7.3.2 Mode de chauffage principal

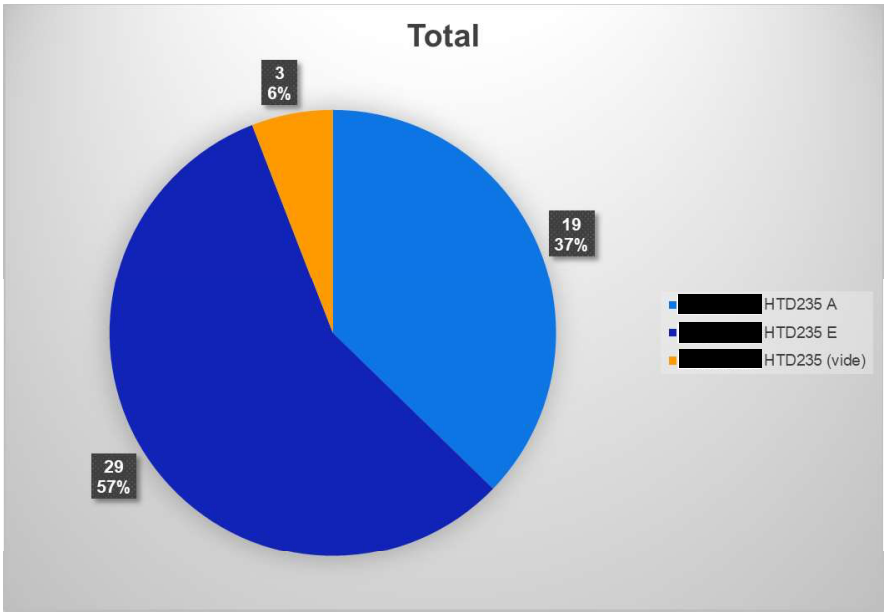


Figure 37: Mode de chauffage principal des clients, [redacted]

Le graphique des modes de chauffage présente les clients qui ont pour source d'énergie principale de chauffage l'électrique (désignée « E ») et de source autre (désignée « A »). La source autre « A » peut être d'origine fossile ce qui peut à la fois supposer dans le contexte de la décarbonation qu'une électrification du chauffage principal est à prévoir, mais aussi que cette source ajoute une certaine résilience.

7.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures

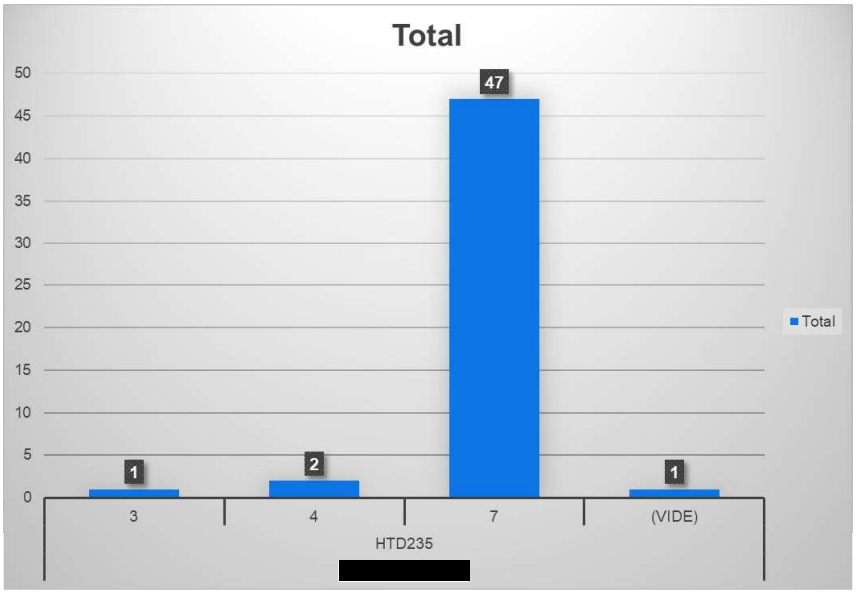


Figure 38: Priorité de rétablissement des clients, [redacted]

Il est possible de catégoriser les clients selon la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures. Il semble que cette catégorisation soit faite en fonction de la description SCIAN du

client et ajusté par le Centre d'exploitation de distribution (CED). L'objectif ici est d'illustrer que des clients pourraient demeurer alimentés en cas de pannes du réseau par le microréseau. Ceux-ci pourraient être priorisés auprès des autres clients en cas de limitation de charge du microréseau.

Cela permet de montrer la valeur de résilience de certains bâtiments au sein du microréseau. Toutefois un discernement est à faire, car certaines descriptions de vocation de bâtiment ne semblent pas être prioritaires. Il y a donc un besoin de consulter les communautés pour entendre leur vision de résilience communautaire.

Par exemple, voici le tableau des vocations des bâtiments de priorité de rétablissement en cas de pannes majeures pour [redacted] classé 3 et 4.

Descriptif SCIAN	*Priorité de rétablissement panne majeure*
Écoles primaires et secondaires	3
Établissements communautaires de soins pour personnes âgées	4
Pompe pour réseau d'aqueduc	4

Tableau 5: Priorités de rétablissement, [redacted]

7.4 Analyses de charges

7.4.1 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre est présenté avec et sans les charges futures sur les différentes courbes à la Figure 39. La situation actuelle pour le périmètre complet est représentée par la courbe bleue.

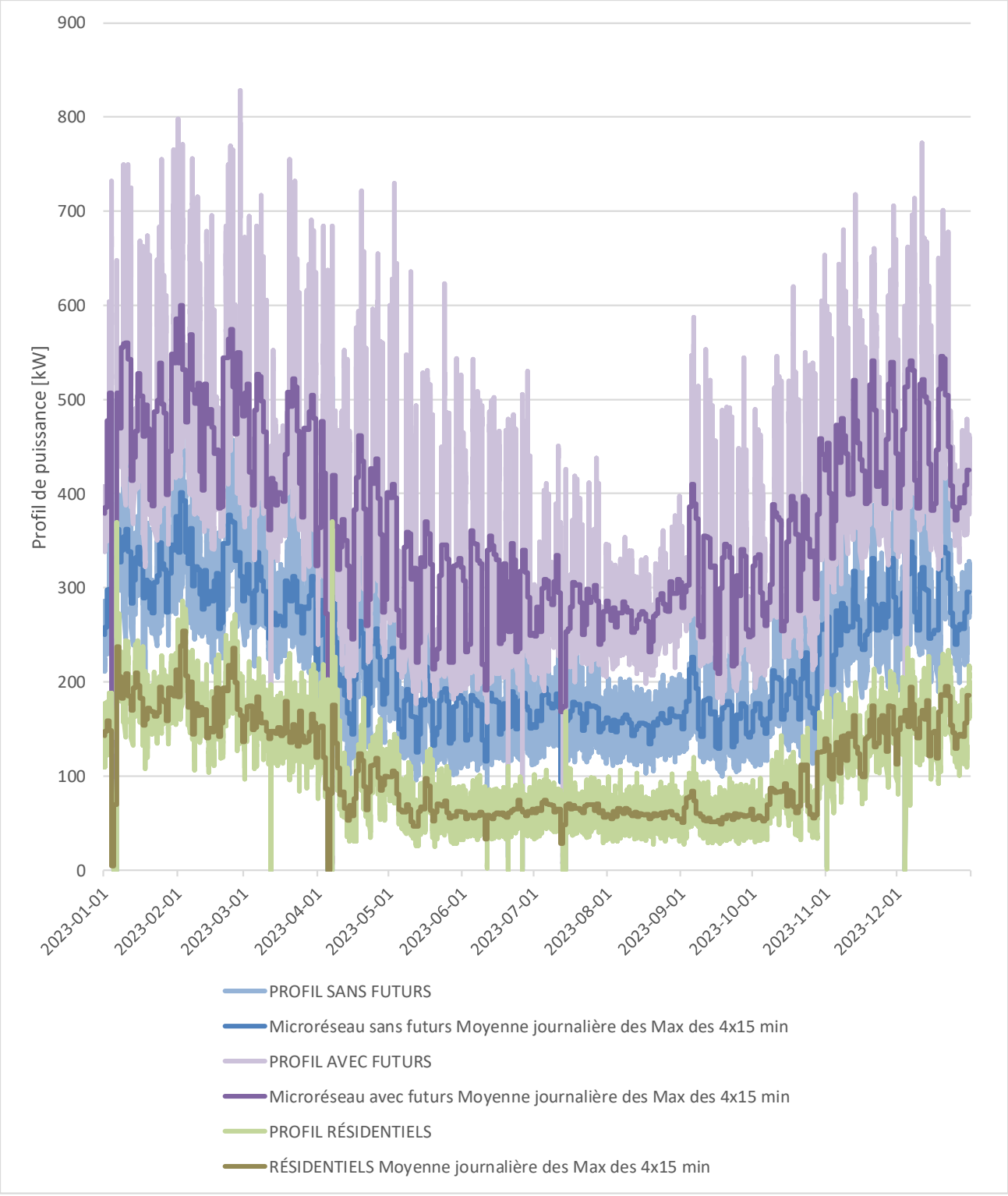


Figure 39: Profil de charge [redacted]

Voici ci-dessous un tableau résumant les pointes pour chacune des courbes de charge :

Profil	Pointe 12 mois [kW]	Date	Pointe hivernale HQ (1er décembre au 31 mars) [kW]	Date	Pointe reste de l'année (Avril à novembre) [kW]	Date
Résidentiel uniquement	370	2023-04-07	369	2023-01-06	370	2023-04-07
Périmètre sans charges futures	524	2023-04-07	**500**	2023-01-06	**524**	2023-04-07
Périmètre avec charges futures	828	2023-02-27	828	2023-02-27	729	2023-05-03

Tableau 6: Pointes pour chaque profil

Énergie et puissance du périmètre total (avec les charges futurs) mensuellement pour l'année 2023:

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]
1	31	338 138	454	766
2	28	336 768	501	828
3	31	338 622	455	755
4	30	245 960	342	722
5	31	231 608	311	729
6	30	214 779	298	542
7	31	204 289	275	451
8	31	204 374	275	397
9	30	222 008	308	587
10	31	252 566	339	653
11	30	320 412	445	717
12	31	336 741	453	773
TOTAL	365	3 246 266		

Tableau 7: Récapitulatif mensuel - [redacted]

On remarque que la charge estivale est assez élevée par rapport à la charge hivernale. Ceci suggère une source de chauffage autre que l'électricité durant la période hivernale.

La majorité des compteurs sont résidentiels, il serait donc possible d'abaisser la charge, en îlotage, lors de panne, en délestant des compteurs ou en faisant de la gestion de la demande avec une application comme *HILO*. La pointe 12 mois de la charge résidentielle a été le 7 avril 2023 avec une valeur de 370 kW correspondant à une pointe de reprise après une longue panne.

7.4.2 Fréquences des appels de puissance

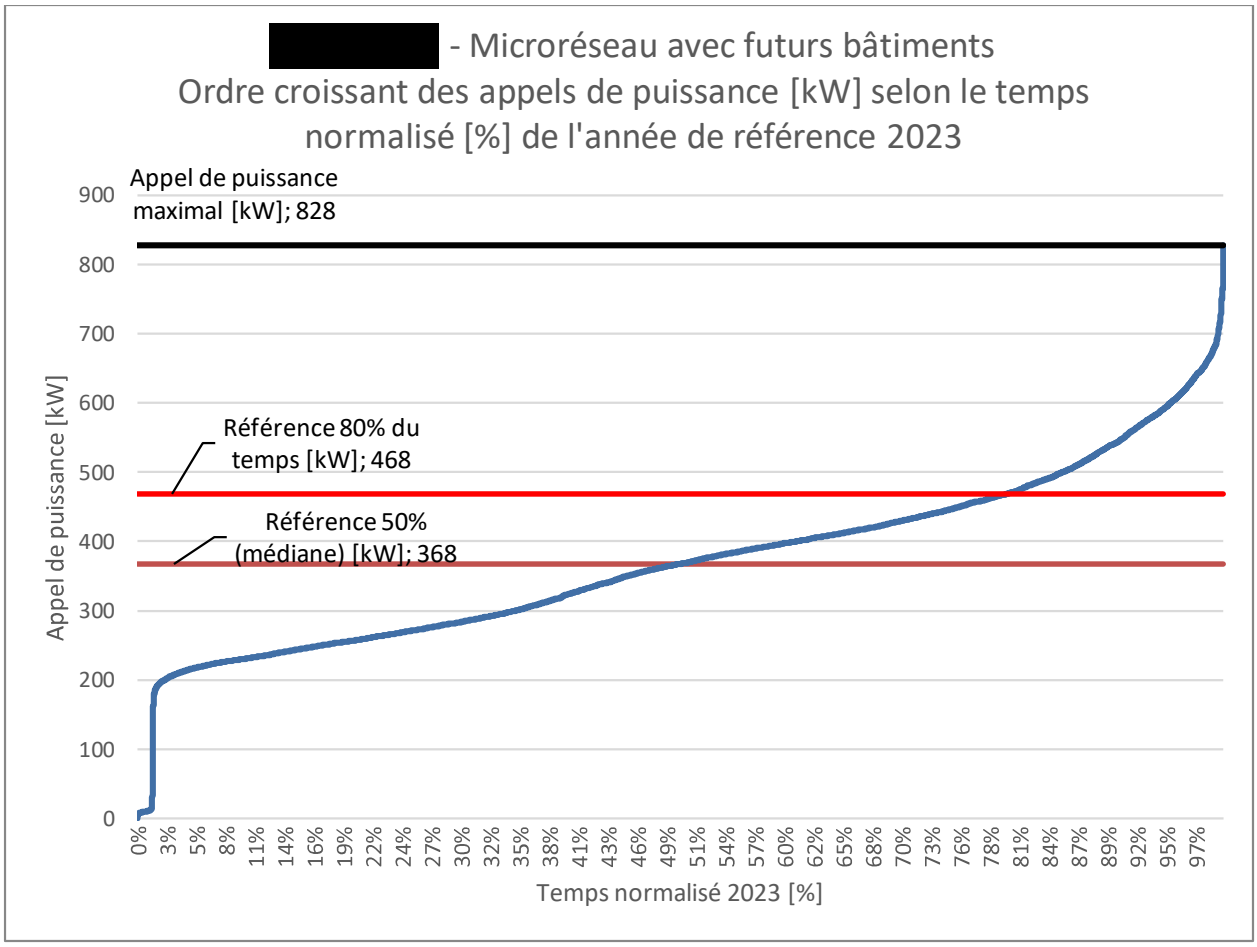


Figure 40: Fréquences des appels de puissance - [redacted]

Le graphique des appels de puissance selon le temps normalisé en 2023 classé par ordre croissant met en lumière la fréquence des appels de puissance pour le secteur du microréseau étudié (incluant l'impact des bâtiments futurs). Il a été obtenu par l'ordonnancement en ordre croissant des appels de puissance du profil horaire du secteur du microréseau.

Il peut être observé que :

- 50% du temps, l'appel de puissance est soit au-dessous ou en dessous de 368 kW;
- 80% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 468 kW;
- L'appel de puissance maximal est de 828 kW et couvre 100% des appels de puissance.

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer une partie ou la totalité de la charge.

7.4.3 Puissance selon la température extérieure

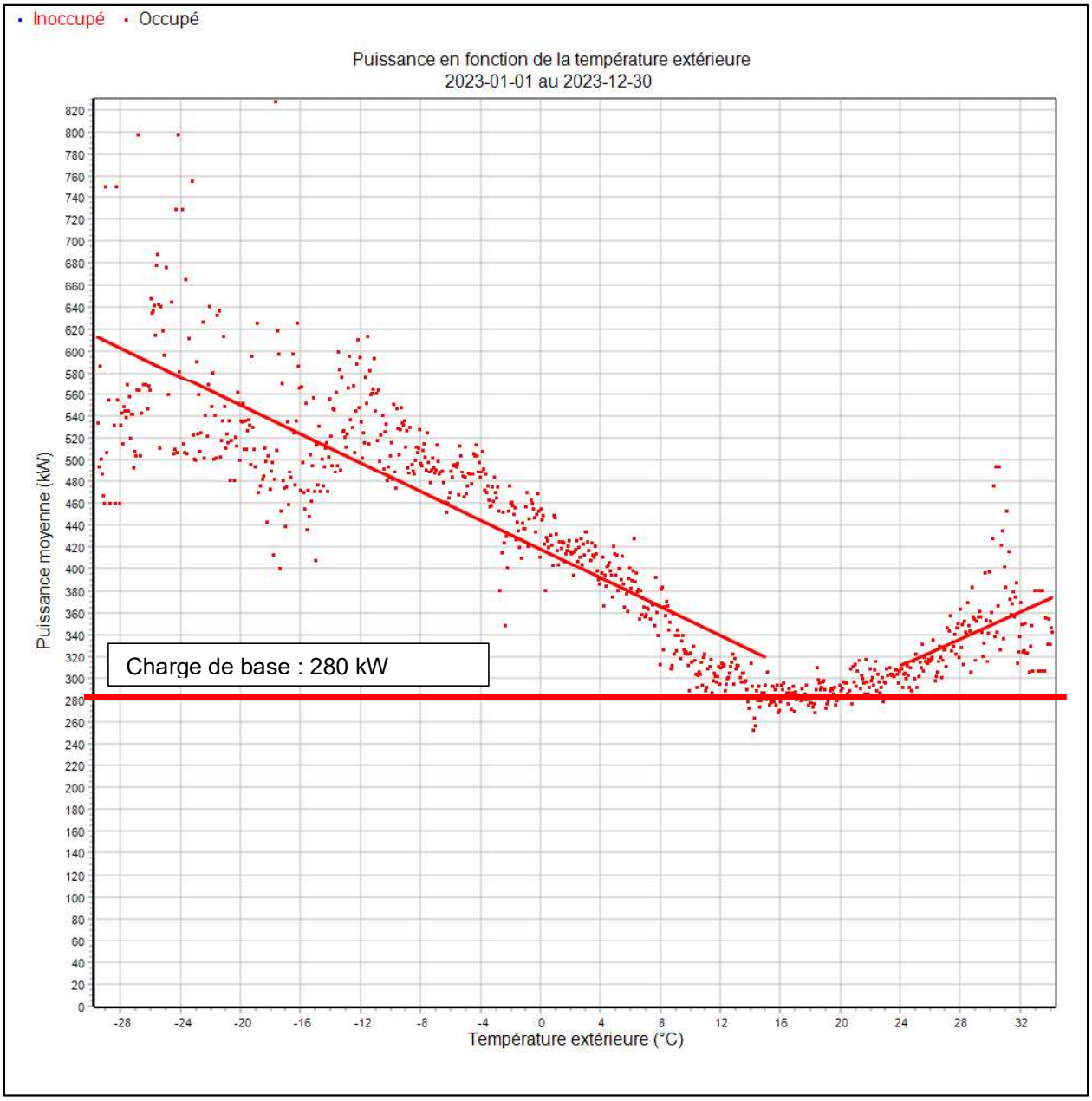


Figure 41: Puissance selon la température extérieure - [redacted]

Le graphique de la puissance en fonction de la température extérieure a été obtenu par l'analyse du profil de charge consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du [redacted]

L'analyse et le graphique permettent d'illustrer la corrélation de la puissance en fonction de la température. On distingue deux tendances de droites pour évaluer la corrélation de la charge en chauffage et de la charge en climatisation. Une régression linéaire est appliquée et on dit qu'il y a corrélation idéale lorsque le coefficient R^2 est supérieur à 0,90.

Le tableau suivant présente les valeurs d'équation des courbes de tendances :

Courbes	M	B	R^2
Occupé Climatisation	6,14	164,13	0,20
Occupé Chauffage	-6,57	418,77	0,73

Tableau 8: Équations courbes de tendances, [redacted]

On observe donc que :

- La valeur R^2 de la courbe en climatisation est dispersée
- La valeur R^2 de la courbe en chauffage est corrélée
- La charge de base se trouve à près de 280 kW

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer la charge de base pour optimiser le dimensionnement de la solution, qui est **d'environ 280 kW** (incluant les charges futures estimées).

7.4.4 Répartition de la consommation d'énergie

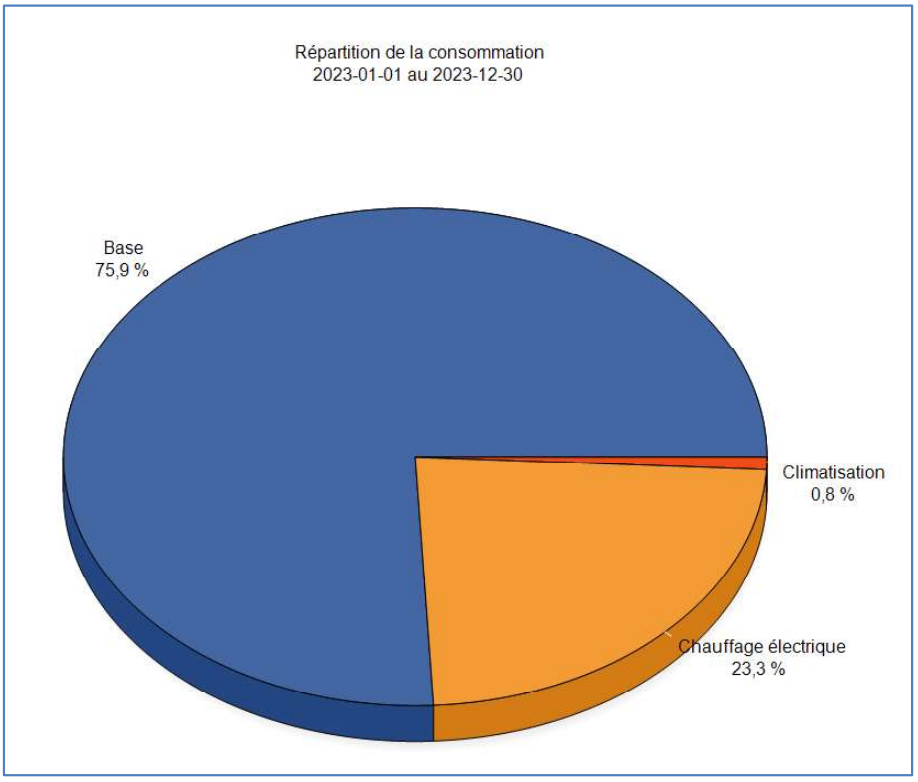


Figure 42: Répartition de la consommation d'énergie - [redacted]

Le graphique de la répartition de la consommation d'énergie a été obtenu par l'analyse du profil de charge du microréseau avec charges futures consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit [redacted]

D'après le graphique il est possible d'observer que la majorité de la consommation d'énergie est considérée comme de la base, viennent ensuite le chauffage électrique et la climatisation.

Afin d'approfondir le détail de la répartition de la consommation d'énergie, il serait pertinent de réaliser un bilan énergétique ASHREA niveau I des principaux bâtiments aux vocations et envergures d'intérêts.

Dans le cas [redacted] il serait judicieux d'approfondir les bâtiments suivants :

- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]
- [redacted]

Il serait également pertinent d'obtenir de plus amples détails sur le profil de consommation des futurs bâtiments prévus être construits au secteur.

7.5 Analyses de pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est SEI_X9C8Y.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

7.5.1 Fréquence des pannes

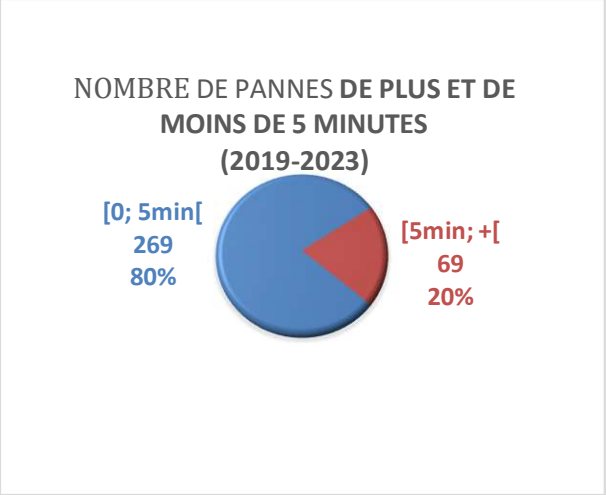


Figure 43: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 20% des pannes totales.**

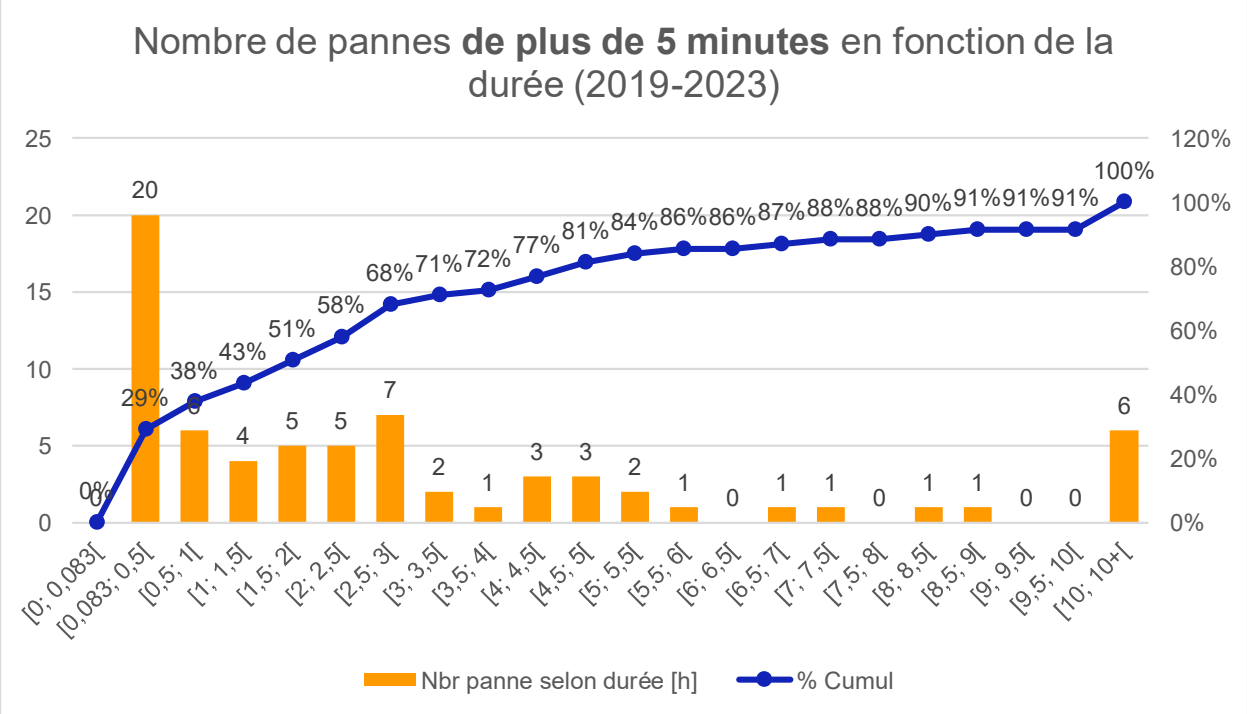


Figure 44: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 86% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires

aurait capté 86% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

7.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

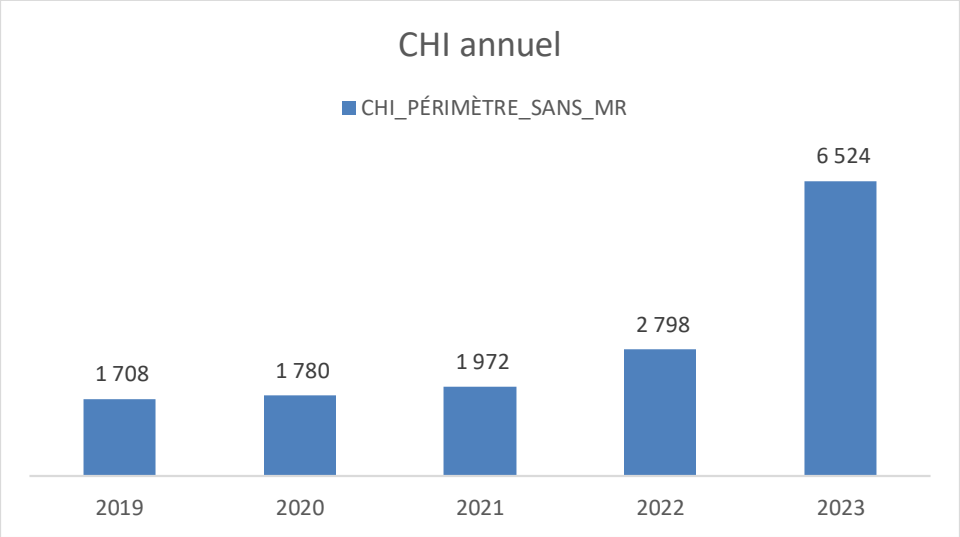


Figure 45: CHI sans microréseau, [redacted]

On observe qu'année après année depuis 2019, le CHI a continuellement augmenté pour ce secteur.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

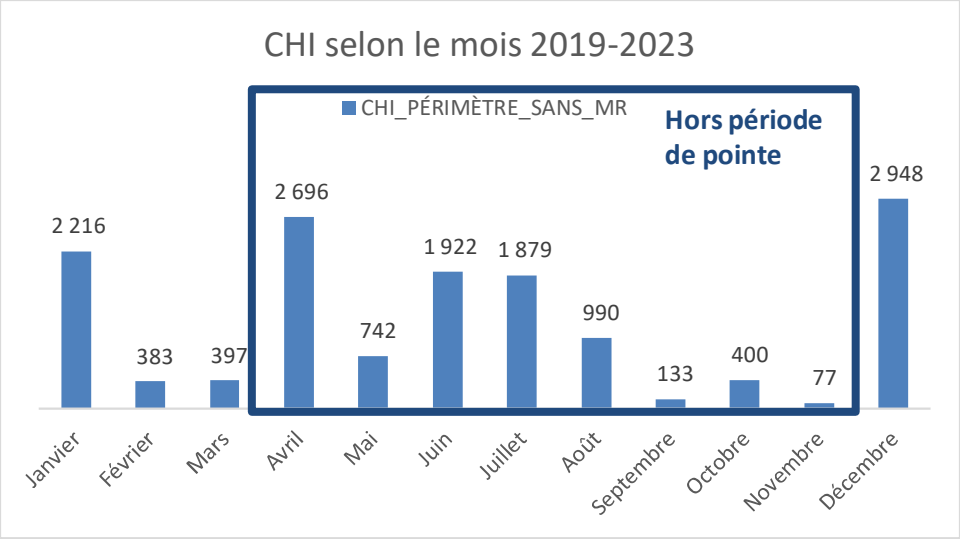


Figure 46: CHI selon le mois, [redacted]

On observe que les mois de janvier, avril, juin, juillet et décembre ont été les plus touchés en termes du CHI. 60% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

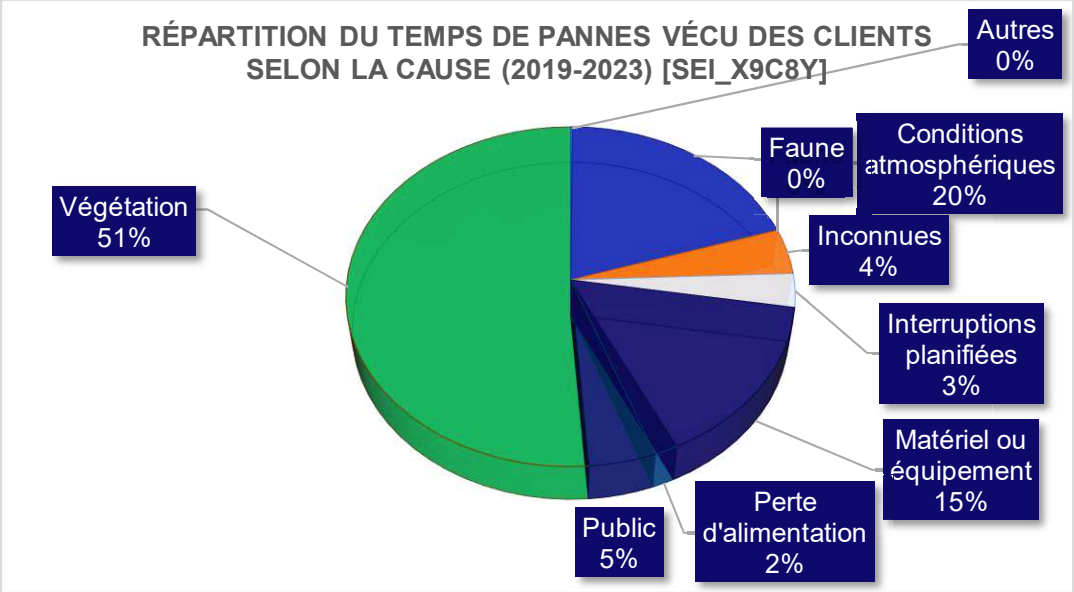


Figure 47: Cause des pannes, [redacted]

51% du temps de pannes est lié à la végétation et 20% aux conditions atmosphériques.

7.5.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur identifié à Akwesane a une qualité de service comparable à la municipalité, mais grandement détériorée vis-à-vis de la province. Depuis 2019, l'IC s'est dégradé et a connu une augmentation considérable. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

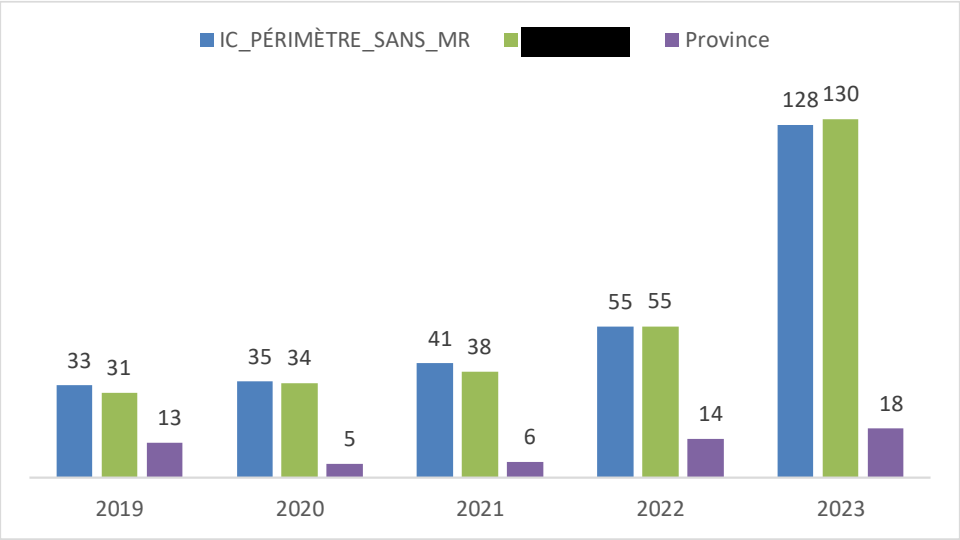


Figure 48: Comparaison du IC, [redacted]

7.5.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

7.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique

Une approche adaptée à la communauté sera établie pour évaluer le potentiel en efficacité énergétique. Cette évaluation pourra être approfondie lors de l'avant-projet. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

7.7 Potentiel de production solaire

Tel que mentionné à la section 6, l'évaluation du potentiel solaire est une évaluation très théorique et optimiste. La section qui suit présente donc les hypothèses de travail et les résultats obtenus pour le cas du périmètre choisi à [redacted]

7.7.1 Hypothèses de travail

- Aucune vérification de la capacité portante des structures pouvant porter tout le poids additionnel des équipements.
- Peu de passage sur le toit
- Peu de contraintes physiques ont été prises en compte
- Aucune visite des bâtiments n'a été effectuée
- Aucune contrainte électrique

7.7.2 Spécifications

- Panneau solaire utilisé : Canadian Solar CS3W-450MS (450W – mono face)
  Azimut : Entre 168,2 et 171,23 degrés selon le bâtiment (Note : 180 degrés = plein sud)
  Angle : 18 degrés
  Espace entre rangées panneaux : 2 pieds
  Espace entre panneaux et toiture : 5 pieds
  Hauteur panneau : 1 pieds

- Facteur d'enneigement/glace affectant la performance de la production très approximatif
- Peu de facteur d'ombrage dû à l'encombrement (bâtiment, foret)
- Espacement entre panneaux très approximatif

Mois	%
Janvier	85
Février	72
Mars	45,1
Avril	20,9
Mai	4,5
Juin	1
Juillet	1
Aout	1
Septembre	1,2
Octobre	5,4
Novembre	35,1
Décembre	90.9

Figure 49: Pertes dues à l'encrassement et à la neige, [redacted]

Pour [redacted], il y a un potentiel de 3 bâtiments listés ci-dessous et présentés à la Figure 50:

1. [redacted]
2. [redacted]
3. [redacted]



Figure 50: Bâtiments ciblés pour accueillir des panneaux solaires



Figure 51:

Le toit semble séparé en trois sections avec une inclinaison plate.

Le productible estimé, selon le schéma d'implantation proposé, est d'environ 82 kWp avec 182 panneaux.

2. [redacted]



Figure 52: [redacted]

Le toit semble séparé en trois sections avec une inclinaison plate. Le productible estimé, en fonction du schéma d'implantation proposé, est d'environ 219 kWp avec 487 panneaux.

3. [redacted]



Figure 53: [redacted]

Le toit est visiblement en pente, mais l'inclinaison de celle-ci est inconnue. Le productible, en fonction du schéma d'implantation proposé, est d'environ 62 kWp avec 137 panneaux.

Voici le résumé du productible estimé pour les 3 bâtiments, qui sont les seuls qui ont une surface de toit appréciable pour y ajouter, possiblement, de la production solaire :

Tableau 9: Puissance solaire estimée, par bâtiment, MR [redacted]

Bâtiments	Puissance estimée (kWp)
1. [redacted]	82
2. [redacted]	219
3. [redacted]	62
Production totale	363

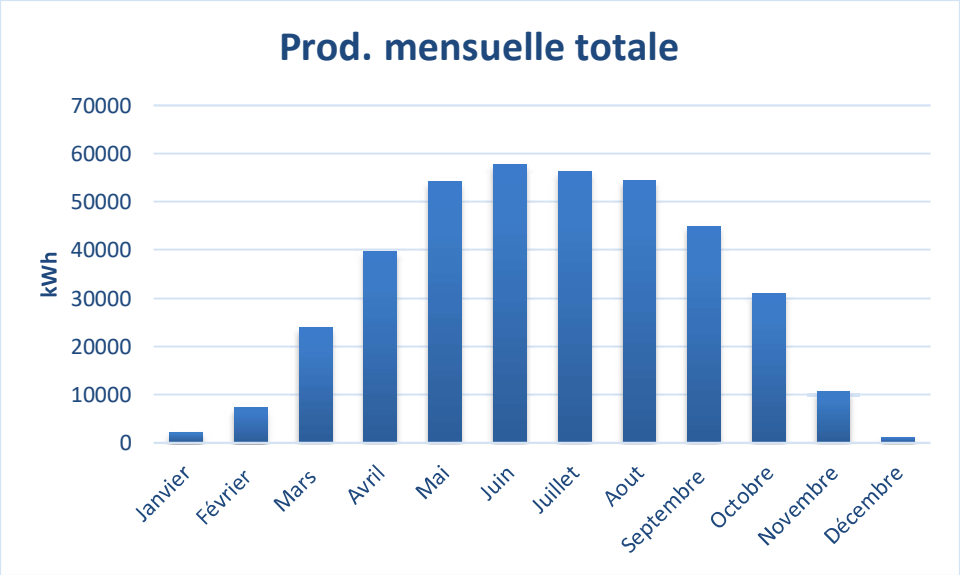


Figure 54: Production solaire mensuelle totale estimée, [redacted]

7.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges

Le profil de charge du secteur a été redessiné, en incluant l'impact qu'aurait la production solaire, **sur la demande du microréseau au réseau électrique d'Hydro-Québec.** La charge totale, par heure, a donc été diminuée de la valeur de la production solaire totale pour la même période, pour chaque heure de l'année (profil 8760 heures).

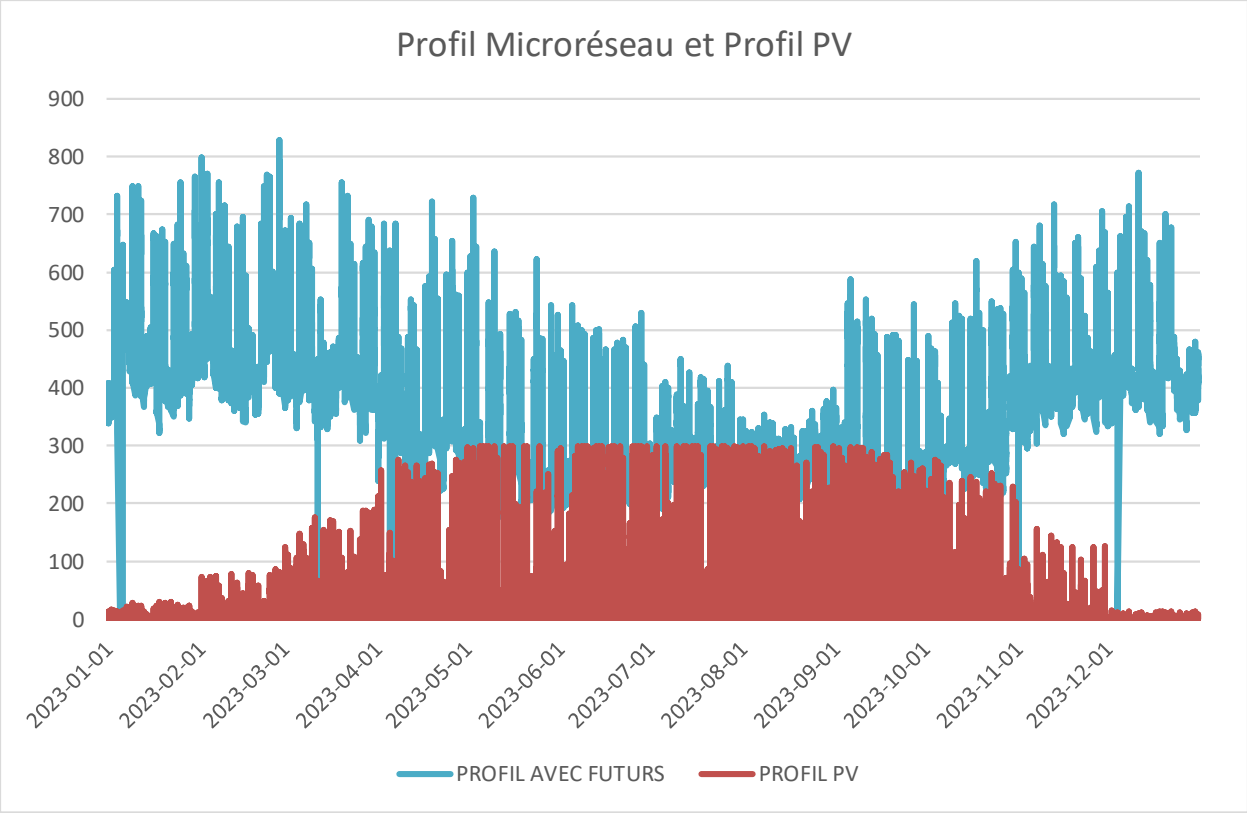


Figure 55: Profils de charge et de production solaire, [redacted]

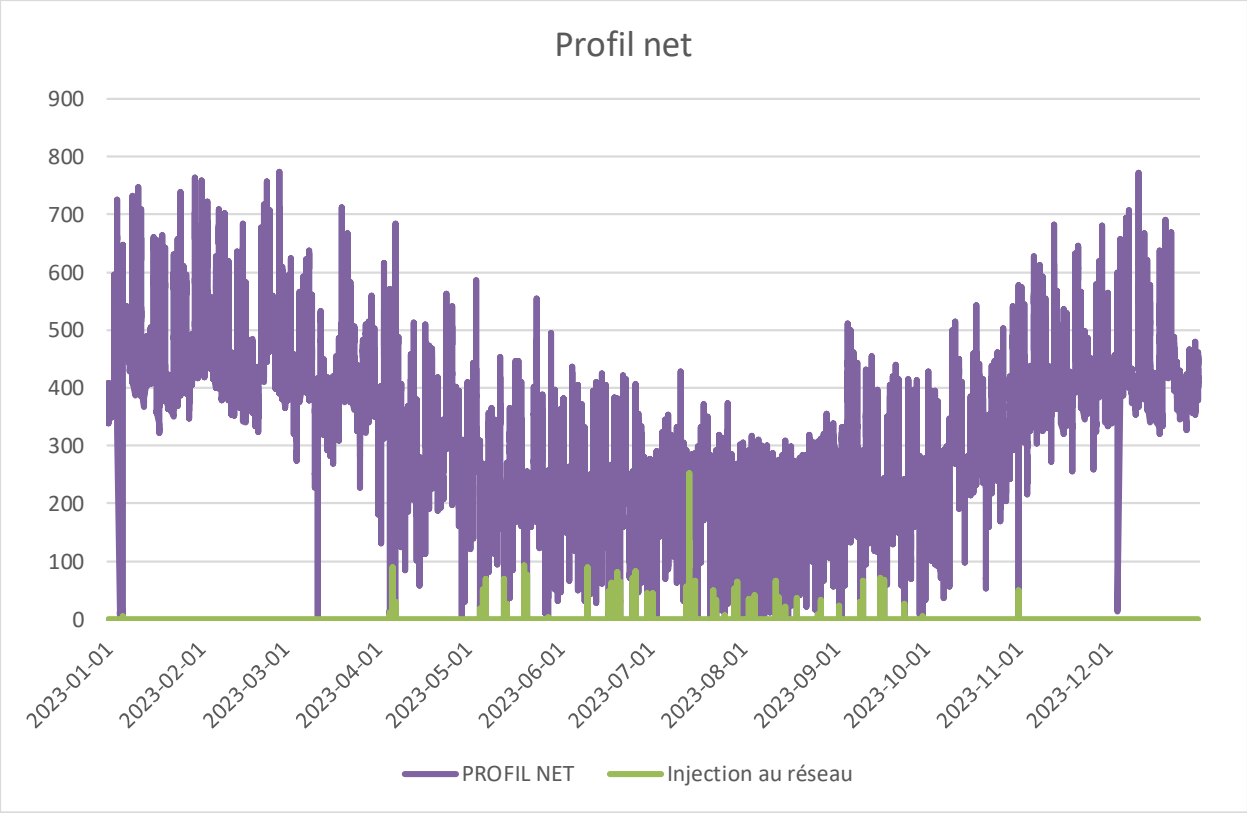


Figure 56: Profil net et injection solaire sur le réseau principal, [redacted]

On remarque à la Figure 41 qu'il y a très peu d'injection d'énergie prévue au point de raccordement du microréseau et que la majorité de la production sera consommée localement.

Le profil a été recalculé pour le secteur entier en soustrayant l'énergie produite à la charge des bâtiments. Ceci nous donne donc un profil ajusté, ce qui permettra d'effectuer un meilleur dimensionnement de la batterie et de la génératrice. On voit tout de suite que la pointe est légèrement réduite, car il y a un certain apport solaire au même moment.

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]
1	31	335 925	452	763
2	28	329 530	490	774
3	31	314 789	423	712
4	30	207 113	288	684
5	31	178 803	240	586
6	30	158 331	220	437
7	31	150 069	202	429
8	31	150 585	202	354
9	30	177 898	247	511
10	31	221 679	298	542
11	30	309 915	430	682
12	31	335 764	451	773
TOTAL	365	2 870 399		7 247

Tableau 10: Consommation nette mensuelle, [redacted]

Récapitulatif de l'impact du solaire sur la charge du microréseau :

Mois	Nombre de jour	Économie profil microréseau [kWh]	Économie profil microréseau [kW]	Injection Réseau HQ (surplus) [kWh]	Nombre d'heure où le solaire couvre 100%
1	31	2 214	3	6	2
2	28	7 239	54	-	0
3	31	23 833	43	-	0
4	30	38 847	37	784	25
5	31	52 805	143	1 398	34
6	30	56 448	105	1 302	31
7	31	54 220	22	2 095	37
8	31	53 789	43	667	29
9	30	44 111	77	723	24
10	31	30 887	111	-	0
11	30	10 497	36	50	1
12	31	977	-	-	0
Total		375 867	N/A	7 025	183

Tableau 11: Impact de la production solaire sur la charge du microréseau

7.9 Dimensionnement global

Tel que présenté à la section 6, le dimensionnement global pour chaque secteur est étudié sous 2 propositions. La 1ère est si on opte pour une solution sans génératrice fixe. C'est-à-dire que la résilience sera de courte du durée (6 heures ou moins) et que la batterie doit assurer la stabilité du réseau en mode îloté. Une génératrice pourrait être mobilisée pour offrir de la résilience supplémentaire, mais elle n'est pas prise en compte dans le dimensionnement au niveau de la puissance du convertisseur de la batterie requis. La 2e proposition vise une solution avec une génératrice sur place, où il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le système de stockage puisque la génératrice pourra offrir, en tout temps, le courant de court-circuit nécessaire.

Résilience courte durée (génératrice mobile)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 806 panneaux // 0,363 MW	**Hiver** Pointe de 828 kW	**Été (1er mai au 31 septembre)** Pointe de 729 kW
0,828 MW	2,5 MW	4,6 MWh	382 MWh annuel	6 heures	11 heures

Tableau 12: Dimensionnement préliminaire (courte durée), [redacted]

Résilience longue durée (génératrice fixe)					
	Batterie		Production solaire	Durée d'îlotage en pointe	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** Puisque la génératrice couvre le courant de court-circuit, on dimensionne seulement en puissance	**Énergie** On dimensionne la batterie pour offrir 4h de pleine puissance lors de l'écrêtage	**Puissance installée** 806 panneaux // 0,363 MW	**Hiver** Pointe de 828 kW	**Été** Pointe de 729 kW
0,828 MW	1 MW	4 MWh	382 MWh annuel	N/A	N/A
Génératrice : 1,5 MW					

Tableau 13: Dimensionnement préliminaire (longue durée), [redacted]

7.10 Estimation des coûts

Le tableau ci-dessous résume les couts totaux d'un déploiement de microréseau à [redacted] selon les hypothèses mentionnées précédemment. Ces couts ne reflètent pas les revenus pouvant être engendrés selon les différentes parties prenantes. Se référer au Livrable – Montages Financiers Préliminaires du Lot 5 pour plus de détails.

Quelques hypothèses de travail :

- Système de stockage d'énergie : 2.5MW/5MWh.
- Génératrice inclue dans les couts de projet.
- Production solaire derrière le compteur.

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant
[redacted]	Invest.	HQ	10 323 797	16 117 427
[redacted]	Invest.	Tiers	-	(4 532 049)
[redacted]	Invest.	Client	176 222	197 757
		Subtotal	**10 500 019**	**11 783 135**
[redacted]	Charges	HQ	2 629 657	4 628 113
[redacted]	Charges	Tiers	-	-
[redacted]	Charges	Client	79 304	139 781
		Subtotal	**2 708 961**	**4 767 894**
[redacted]	Total	HQ	12 953 454	20 745 540
[redacted]	Total	Tiers	-	(4 532 049)
[redacted]	Total	Client	255 526	337 538
		Total	**13 208 981**	**16 551 029**

Tableau 14: Coûts estimés pour le microréseau [redacted] (SSE = EVLO)

Les coûts totaux du projet de microréseau à [redacted] s'élèvent donc à environ 13,2M$, excluant les coûts réseau cités à la section 7.12.

7.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service

Tel qu'indiqué, le dimensionnement sans génératrice proposé a été fait afin d'offrir 6 heures d'autonomie, en tout temps. Si l'on applique cette résilience, sans génératrice, aux 5 dernières années, un nouveau calcul du CHI et du IC est fait, qui aurait été le CHI ou l'IC ressenti **si un microréseau (sans génératrice) avait été déployé au site [redacted] durant cette période.** Il permet de réduire en partie ou en totalité la durée des pannes qui ont une origine provenant de l'extérieur du périmètre électrique du microréseau. Autrement dit, une panne provenant de l'intérieur du microréseau ne pourra être réduite.

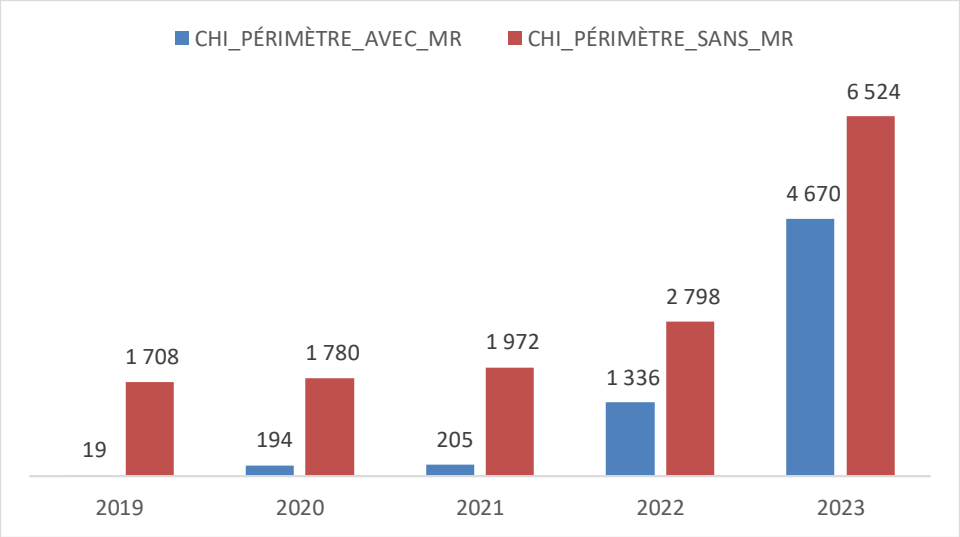


Figure 57: Comparaison CHI sans et avec un MR, [redacted]

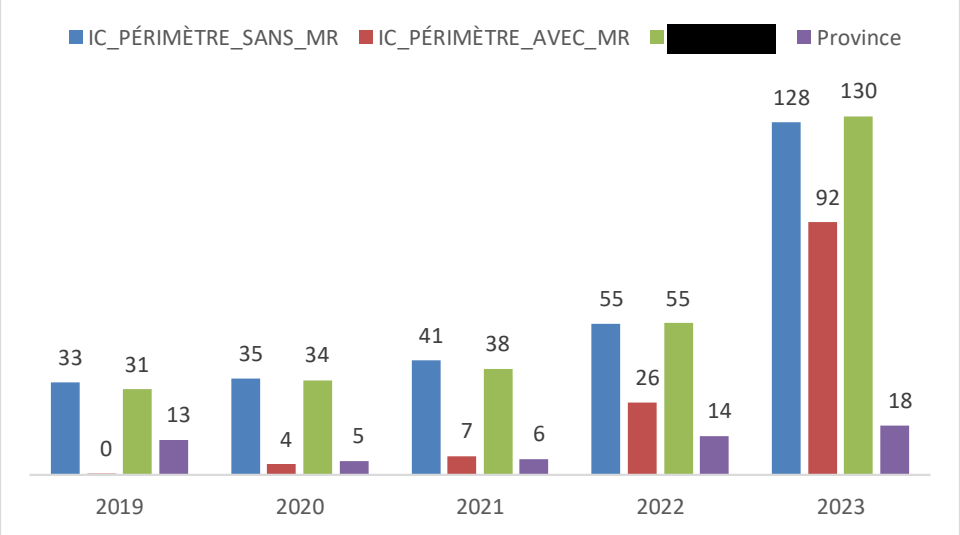


Figure 58: Comparaison IC sans et avec un MR, [redacted]

L'étude démontre que l'impact d'un microréseau sans génératrice **est limité bien qu'il réduit l'IC de 56 % sur 5 ans** pour le site du microréseau. La raison vient du fait que ce secteur vit de très longues d'interruptions au cours des dernières année. De plus, il y a eu quelques occurrences de pannes de très longue durée au cours des dernières années, pannes pour lesquelles le microréseau sans génératrice offre une résilience limitée.

À ce périmètre ciblé, la solution avec microréseau d'une batterie couvrant les pannes de 5 minutes et plus pour un maximum de 6 heures permettrait de réduire l'IC, mais aurait un effet limité aux années 2022 et 2023 en raison des très longues pannes.

Si on ajoute une génératrice au concept, l'ensemble des pannes pourrait être reprise par le microréseau et l'IC théorique serait évalué à 0 (en excluant les pannes de moins de 5 minutes).

7.12 Études électriques exploratoires

Quelques contraintes ont été soulevées dans les études exploratoires tant aussi bien du côté du distributeur que du côté du transporteur. Pour avoir les détails des études, voir l'Annexe 2.

Pour le distributeur :

Il faut prévoir une étude de stabilité détaillée dans les étapes subséquentes. De plus, à plus de 1 MW total d'onduleurs, il sera requis d'avoir un système de conditionnement à l'absence de tension du départ de la ligne HTD235 ce qui augmente les coûts du projet de façon considérable.

Pour un total à moins de 1 MW d'onduleurs, il faut prévoir des mécanismes de protection afin d'assurer qu'il est impossible de dépasser ce niveau d'injection.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration :

Travaux requis KPW-224	Coûts (k$ 2022)
Mettre les régulateurs Y0S2D et Z5K6B en mode co-gen. Remplacer le disjoncteur Z0C2S pour un régulateur « Viper » ayant la fonction de conditionneur d'absence de tension. L'ajout d'une protection directionnel (32) à l'emplacement du disjoncteur Z0C2S pour empêcher l'injection de puissance sur le réseau en amont du disjoncteur par le microréseau. Enlèvement de la banque de condensateur F1J1C.	240
Conditionnement à l'absence de tension (coût produit par TransÉnergie)	
Activités de mise en route (Gestion de projet, UMES, UTAPP et essais) Une campagne de mesure est requise afin de vérifier la puissance pouvant être injecté par le microréseau sur la ligne HTD-235 selon la période de l'année.	340
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Coût total des modifications au réseau de distribution	**710**

Figure 59: Extraction de l'étude exploratoire

Pour le transporteur :

Étude de réseau : Voir note technique en Annexe.

De plus, voici un estimé à haut niveau des coûts découlant de la note technique.

Micro-réseau	Besoins de base du Transporteur		
[redacted]	Ajout de télédéclenchement rapide entre les départs de lignes 1213 et 1214 au poste [redacted] et le poste Huntingdon, vers le disjoncteur de l'artère alimentant le micro-réseau pour assurer l'élimination rapide des défauts de ligne (voir note (1))	4 UT	2,68
	Modification de la temporisation de l'automatisme de réenclenchement des lignes [redacted] au poste [redacted] pour assurer la coordination avec les protections assurant l'élimination de la contribution du micro-réseau (voir note (1))	réglages = 0$	
	Ajout de vérification d'absence de tension sur les départs de lignes [redacted] au poste [redacted] (voir note (2))	réglages = 0$	
	Modification des temporisations de l'automatisme de réenclenchement de l'artère [redacted] pour assurer la coordination avec les protections anti-îlotage du micro-réseau	réglages = 0$	
	Ajout de transformateurs de tension et de vérification d'absence de tension sur le départ de l'artère [redacted] (voir note (2))	1 TT 25kV	1,242
	Modification des protections de transformateurs au poste [redacted] pour déclencher le disjoncteur de l'artère intégrant le micro-réseau	réglages = 0$	
	Modification de l'automatisme de rétablissement de service pour y intégrer la refermeture des disjoncteurs d'artère préalablement ouverts par les protections locales. Cette refermeture doit être conditionnelle à une vérification d'absence de tension, tout comme le réenclenchement de ligne (voir note (2))	réglages = 0$	
	Modification de l'automatisme de permutation de ligne pour déclencher le disjoncteur de l'artère intégrant le micro-réseau avant de procéder à la permutation et le refermer ensuite, conditionnellement à une vérification d'absence de tension (voir note (2))	réglages = 0$	
	Remplacement du disjoncteur 120-5 (gros volume d'huile) au poste [redacted] (voir note (4))	déjà géré dans projet STL	0
		TOTAL $ constant 2024	**4 M$**

Nous pouvons rapidement constater que les coûts côté transporteur sont rapidement élevés. Ceci met en lumière la difficulté d'ajouter la bidirectionnalité de l'énergie à notre réseau. Bien que les coûts soient très élevés, il pourrait possiblement y avoir certaines pistes de solutions innovantes permettant de les diminuer. Cependant, il est à noter que ce type de nouvelle technologie demande des études ainsi que l'acceptation du transporteur et du distributeur. De plus, ce nouveau type de solutions pourrait probablement être applicable pour certains cas de figure spécifique seulement.

7.13 Opportunités et recommandations

À la suite de l'étude d'opportunité du secteur, on conclut qu'il existe un potentiel d'implantation de microréseau à [redacted]. Plusieurs questions demeurent, principalement au niveau des besoins de la communauté, spécialement en terme du périmètre du microréseau, mais un microréseau pourrait définitivement améliorer la qualité de service dans une portion du secteur [redacted] En prochaine étape, la municipalité devra être approchée et un avant-projet devra être complété en bonne et due forme.

Le secteur étudié a été choisi en fonction du type de bâtiments qui s'y trouve ainsi que de la configuration du réseau électrique. Si les échanges avec la communauté montrent que le secteur visé n'est pas idéal, une alternative, non sans défi, pourrait être d'évaluer un microréseau ailleurs dans le secteur, soit au niveau de [redacted]:

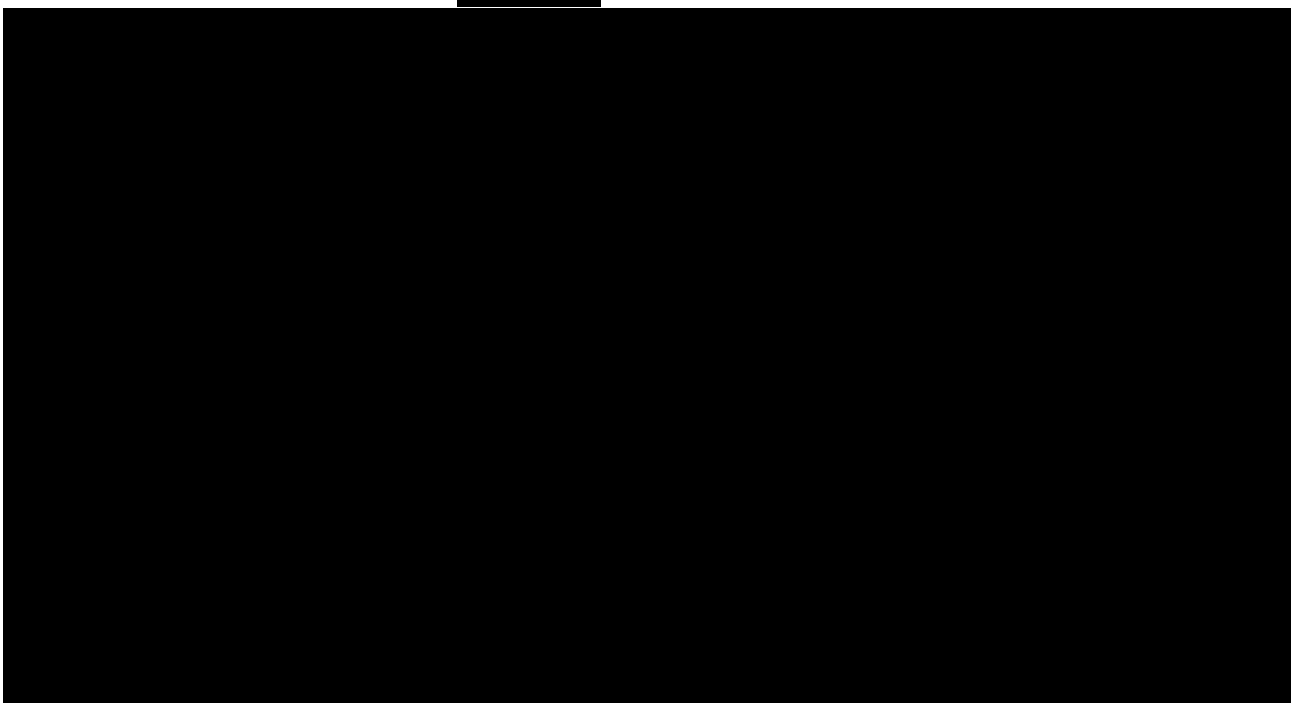


Figure 60: [redacted]

8 Secteur 2 : [redacted]

8.1 Périmètre îlotable

[redacted] est une municipalité faisant partie de l'agglomération de la ville La Tuque, en Mauricie. [redacted] est situé à 63 km au [redacted] de La Tuque avec environ 200 résidents permanents et plus ou moins 1000 villégiateurs.



Figure 61: Localisation de [redacted]

Le périmètre choisi pour l'analyse vise **la partie village sans** la zone de villégiature [redacted] tel que présenté à la figure qui suit.



Figure 62: Périmètre microréseau [redacted]

Puisque la zone îlotable se trouve en fin de ligne, un seul point d'isolation est nécessaire pour créer le périmètre îlotable.

8.2 Projets en cours ou à venir sur réseau

Des actions pour contrôler la végétation ont été effectuées entre 2021 – 2022 sur 140 KM de lignes en voici les grandes lignes :

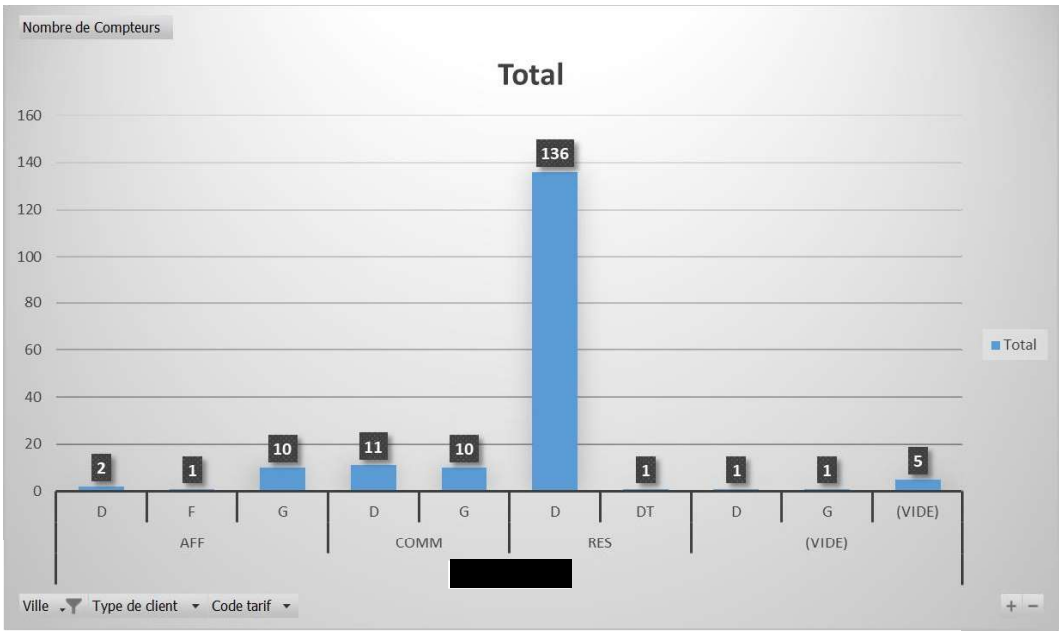
- 544 arbres élagués
- 120 arbres à risque abattu
- 382 portées qui ont été déboisées
- 1009 portées en débroussaillage.

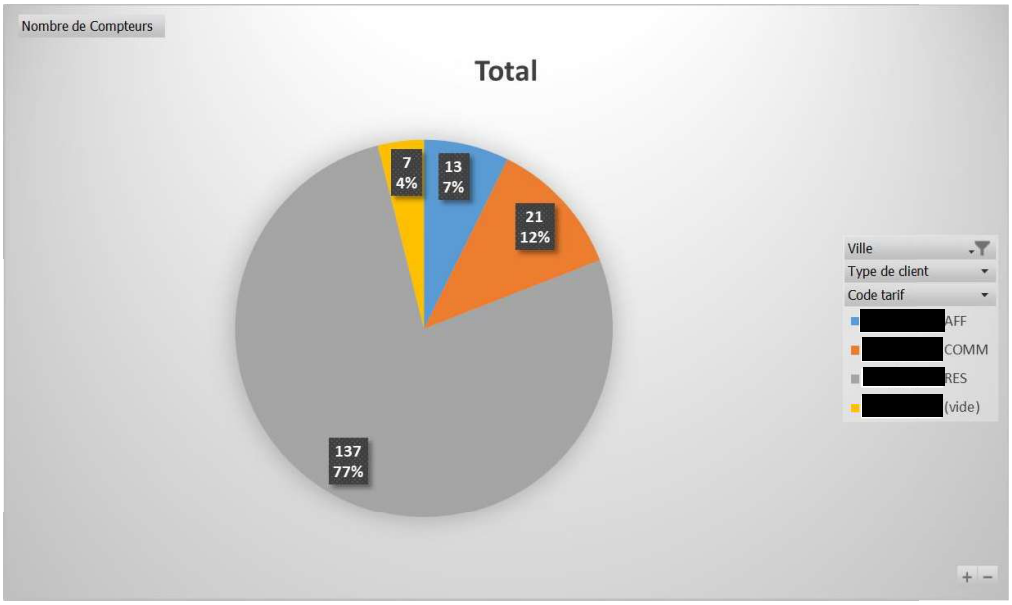
En 2024, la portion réseau située entre [redacted] fait partie du programme d'amélioration de la qualité de service. Des travaux d'abattage sur 1100 arbres à risques seront réalisés au cours de l'année.

8.3 Analyse des clients

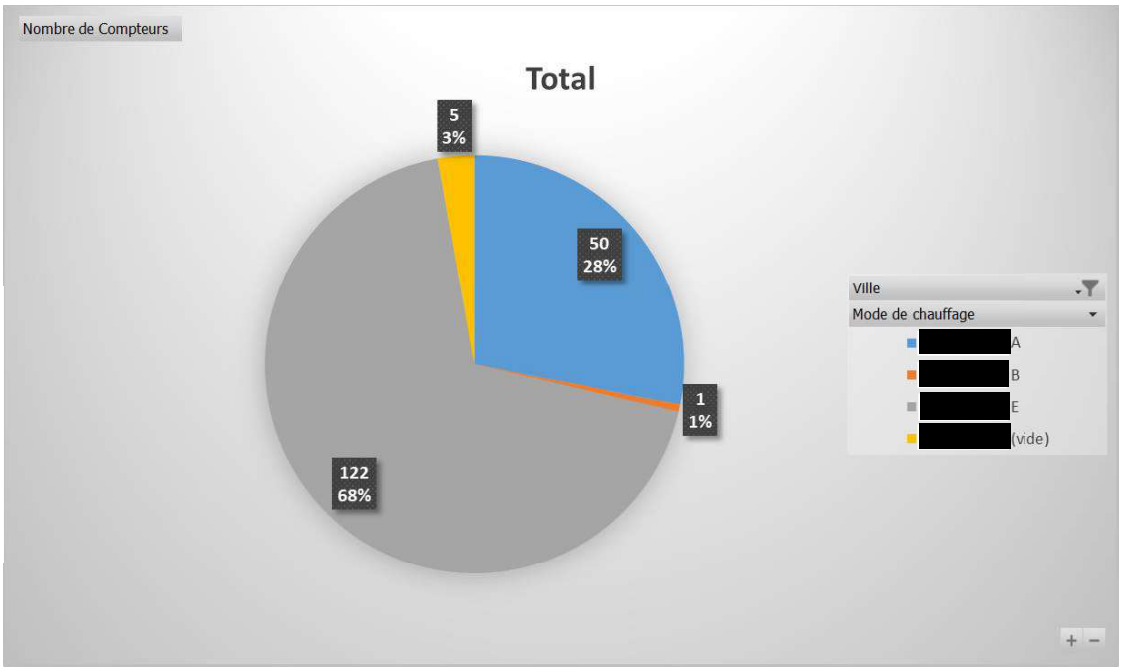
Il y a environ 300 compteurs pour l'ensemble du secteur de [redacted] dont 179 pour le secteur village, ce qui correspond au secteur visé par le périmètre du microréseau.

8.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

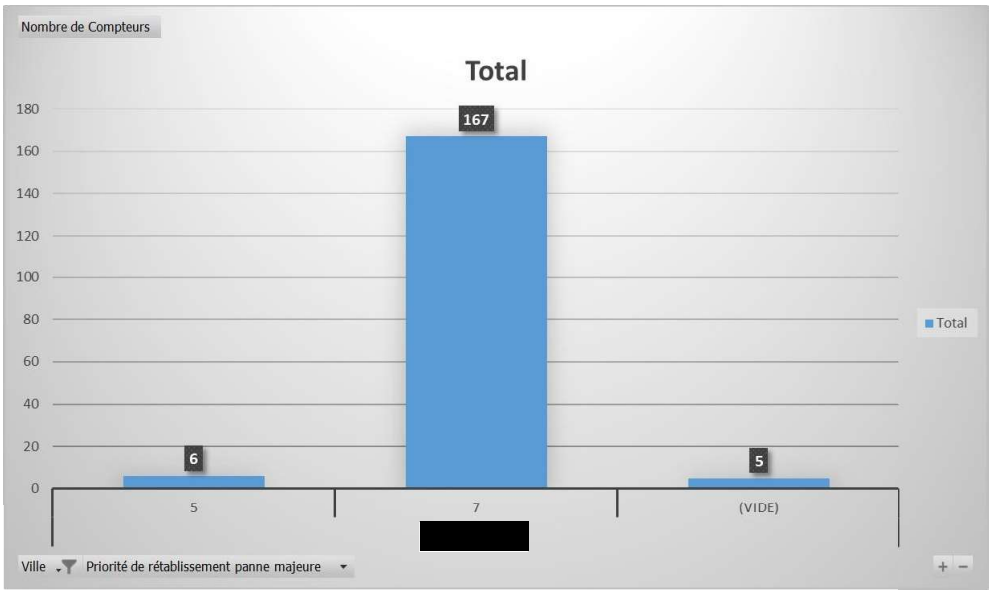




8.3.2 Mode de chauffage principal



8.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures



8.4 Analyses de charges

8.4.1 Profil de charges

[redacted] est divisé en 2 secteurs distincts, soit le secteur du village de [redacted] ainsi qu'un périmètre plus large nommé « [redacted] ».

Pour l'étude actuelle, c'est le village qui a été étudié, pour avoir un secteur ayant une charge avoisinante 1 MW et favoriser le volet ''*cœur de village*''.

Voici ci-dessous le profil des charges du cœur de village pour l'année 2023 :

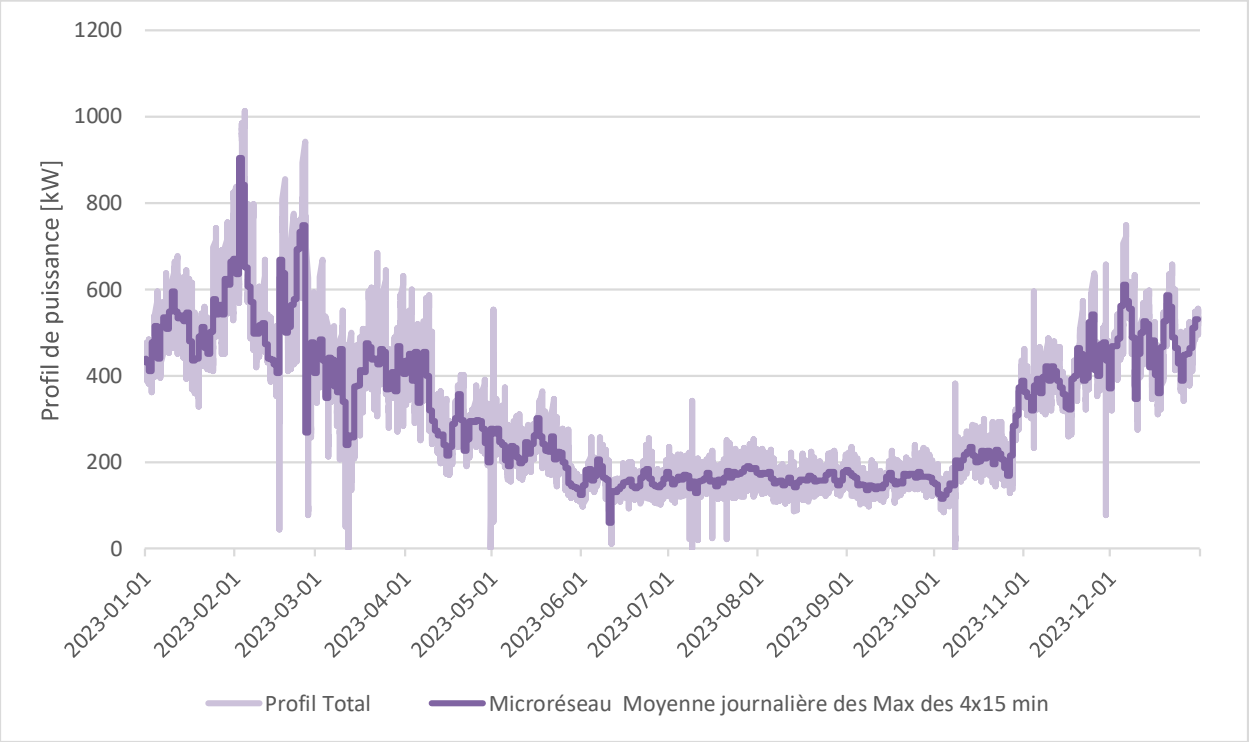


Figure 63: Profil de charge [redacted]

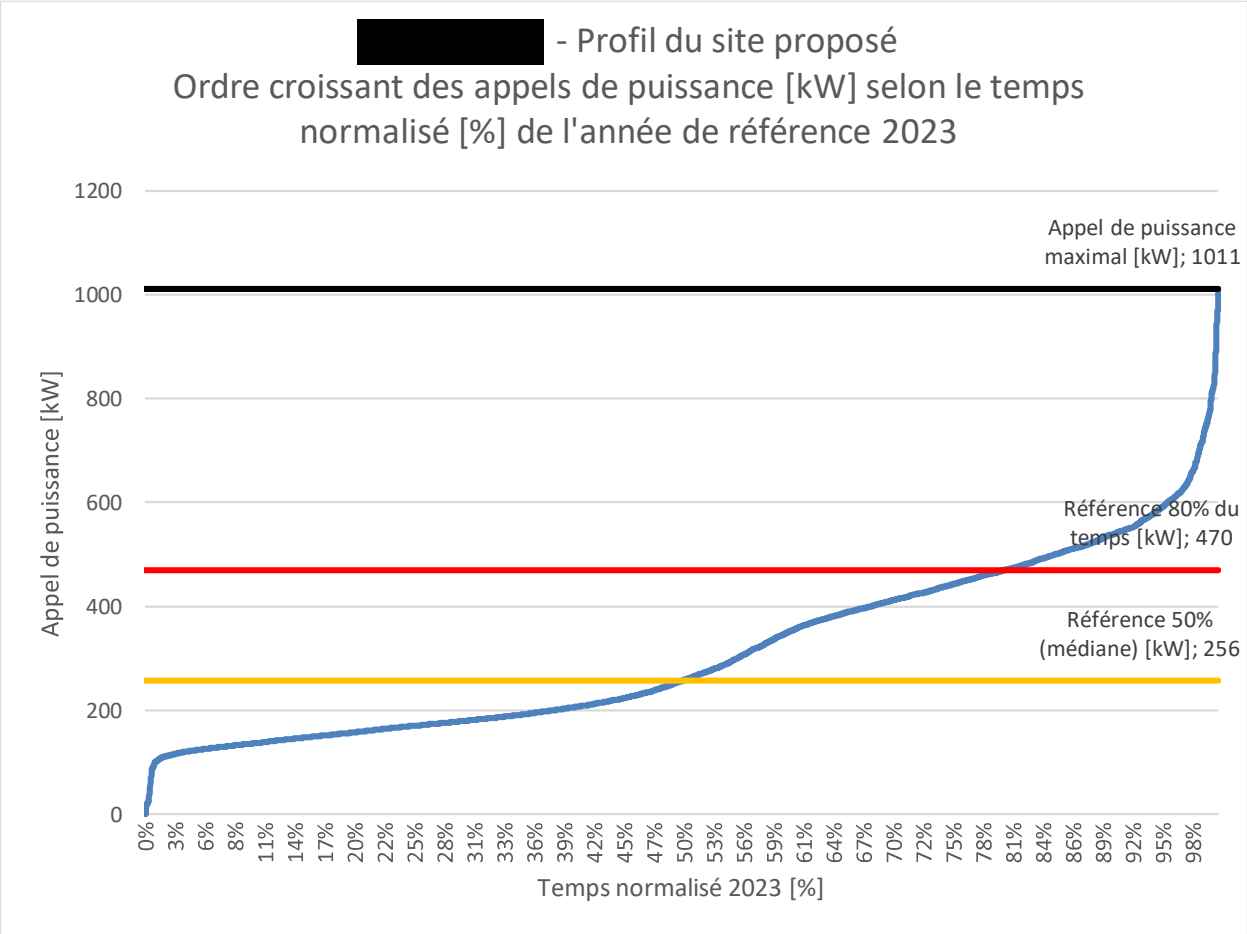
Voici ci-dessous un tableau résumant les pointes mensuelles des courbes de charge :

Profil Total						
Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]	Date Pointe	Heure Pointe
1	31	383 799	516	824	2023-01-31	23:45
2	28	382 029	568	1011	2023-02-04	02:00
3	31	298 517	401	683	2023-03-22	02:45
4	30	227 156	315	599	2023-04-03	03:15
5	31	164 821	222	553	2023-05-01	08:00
6	30	110 317	153	258	2023-06-07	14:15
7	31	122 153	164	341	2023-07-09	06:30
8	31	120 040	161	230	2023-08-02	06:00
9	30	114 313	159	238	2023-09-24	04:30
10	31	149 744	201	423	2023-10-31	14:45
11	30	290 440	403	657	2023-11-29	05:45
12	31	357 230	480	748	2023-12-06	02:30
TOTAL	365	2 720 560		6566		

On remarque que la charge estivale est assez basse par rapport à la charge hivernale. Ceci suggère une source de chauffage majoritairement électrique durant la période hivernale.

La majorité des compteurs (77%) sont résidentiels, il serait donc possible d'abaisser la charge, en îlotage, lors de panne, en délestant des compteurs ou en faisant de la gestion de la demande avec une application comme *HILO*.

8.4.2 Fréquences des appels de puissance



Le graphique des appels de puissance selon le temps normalisé en 2023 classé par ordre croissant met en lumière la fréquence des appels de puissance pour le secteur du microréseau étudié. Il a été obtenu par l'ordonnancement en ordre croissant des appels de puissance du profil horaire du secteur du microréseau.

Il peut être observé que :

- 50% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 256 kW;
- 80% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 470 kW;
- L'appel de puissance maximal est de 1011 kW et couvre 100% des appels de puissance.

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer une partie ou la totalité de la charge.

8.4.3 Puissance selon la température extérieure

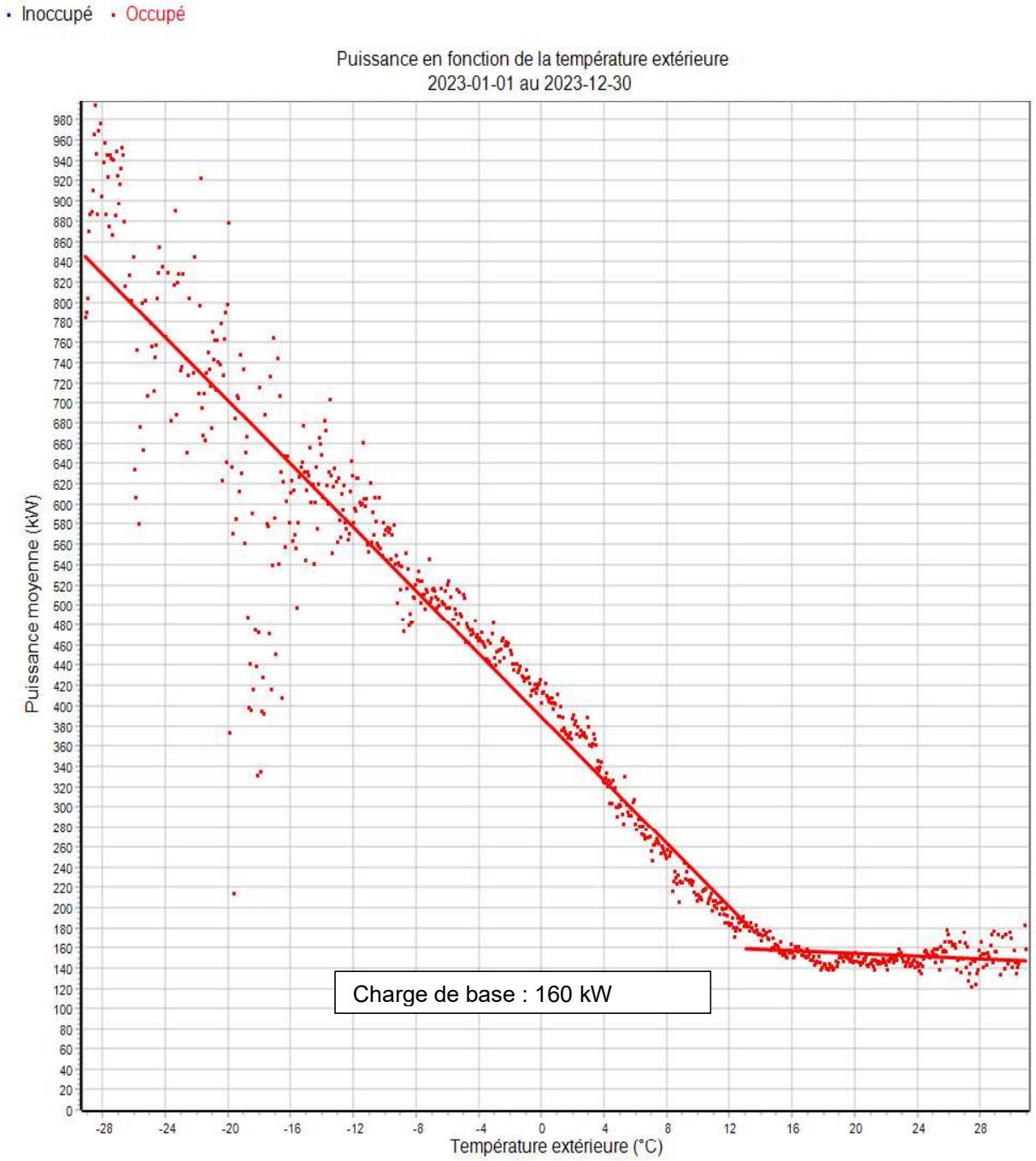


Figure 64: Puissance selon la température extérieure – [redacted]

Le graphique de la puissance en fonction de la température extérieure a été obtenu par l'analyse du profil de charge consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Trois-Rivières.

L'analyse et le graphique permettent d'illustrer la corrélation de la puissance en fonction de la température. On distingue deux tendances de droites pour évaluer la corrélation de la charge en chauffage et de la charge en climatisation. Une régression linéaire est appliquée et on dit qu'il y a corrélation idéale lorsque le coefficient R^2 est supérieur à 0,90.

Le tableau suivant présente les valeurs d'équation des courbes de tendances :

Courbe	M	B	R^2
Occupé Climatisation	-0,66463	167,9017	0,077106
Occupé Chauffage	-15,682	388,9508	0,879963

Tableau 15: Équations courbes de tendances, [redacted]

On observe donc que :

- La valeur R^2 de la courbe en climatisation est dispersée
- La valeur R^2 de la courbe en chauffage n'est pas tout à fait corrélée
- La charge de base se trouve à près de 160 kW

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer la charge de base pour optimiser le dimensionnement de la solution, qui est **d'environ 160 kW.**

8.4.4 Répartition de la consommation d'énergie

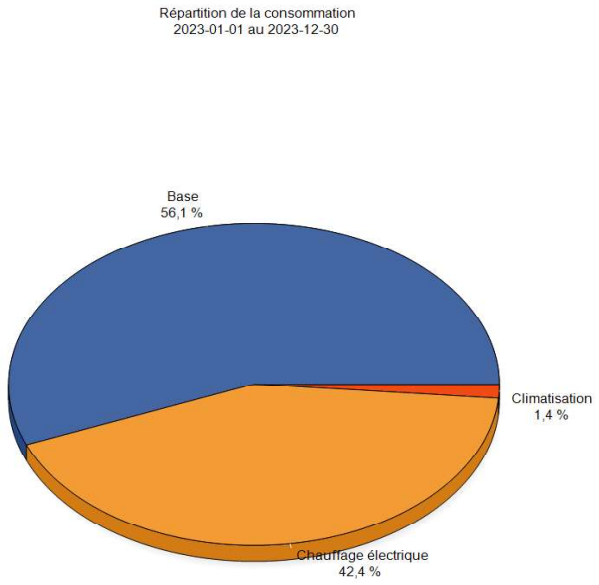


Figure 65: Répartition de la consommation d'énergie – [redacted]

Le graphique de la répartition de la consommation d'énergie a été obtenu par l'analyse du profil de charge du microréseau via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Trois-Rivières.

D'après le graphique il est possible d'observer que la consommation d'énergie est presque à part égale entre la base (56%) et le chauffage électrique (42%) avec la climatisation négligeable (1%).

Afin d'approfondir le détail de la répartition de la consommation d'énergie, il serait pertinent de réaliser un bilan énergétique ASHREA niveau I des principaux bâtiments aux vocations et envergures d'intérêts.

Il serait également pertinent d'obtenir de plus amples détails sur le profil de consommation des futurs bâtiments prévus être construits au secteur.

8.5 Analyses pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécues par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est ORL_D5H3N.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

8.5.1 Fréquence des pannes

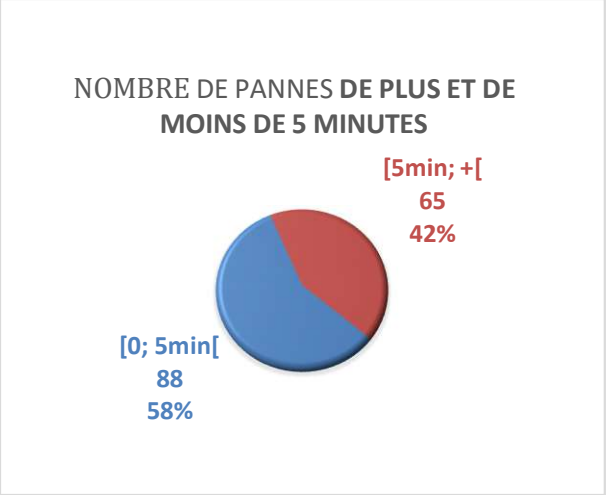


Figure 66: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 42% des pannes totales.**

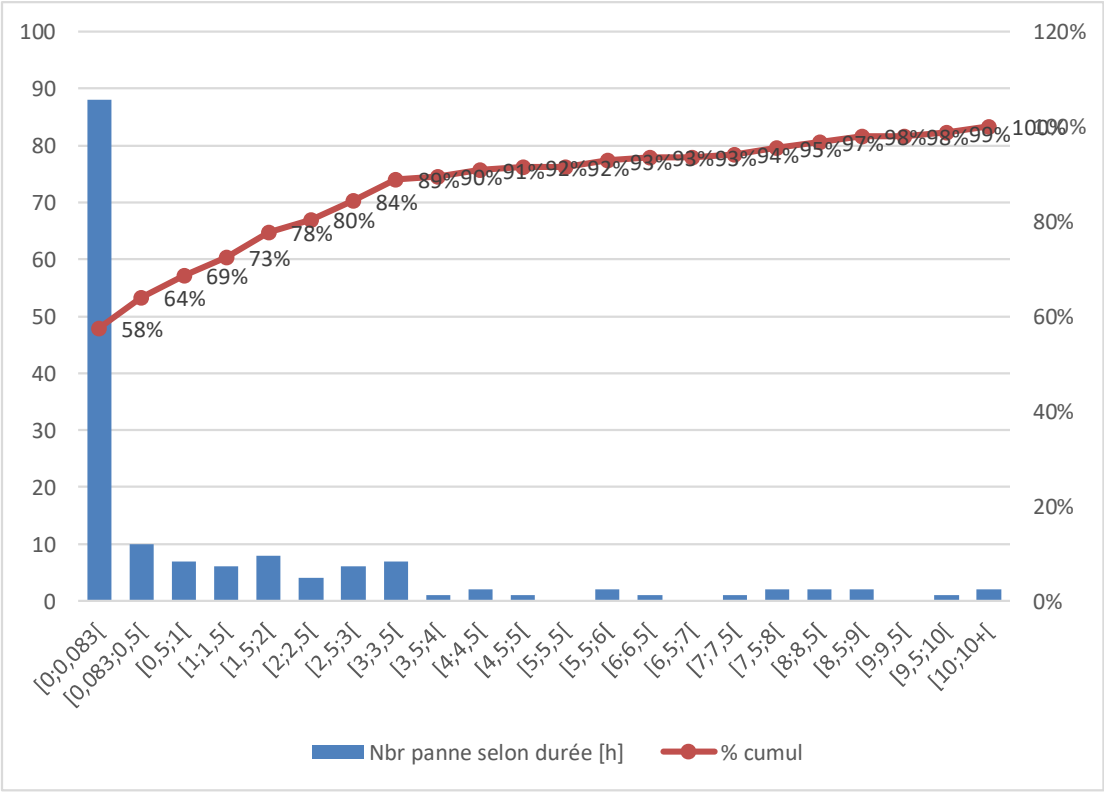


Figure 67: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 93% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires aurait capté 93% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

8.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

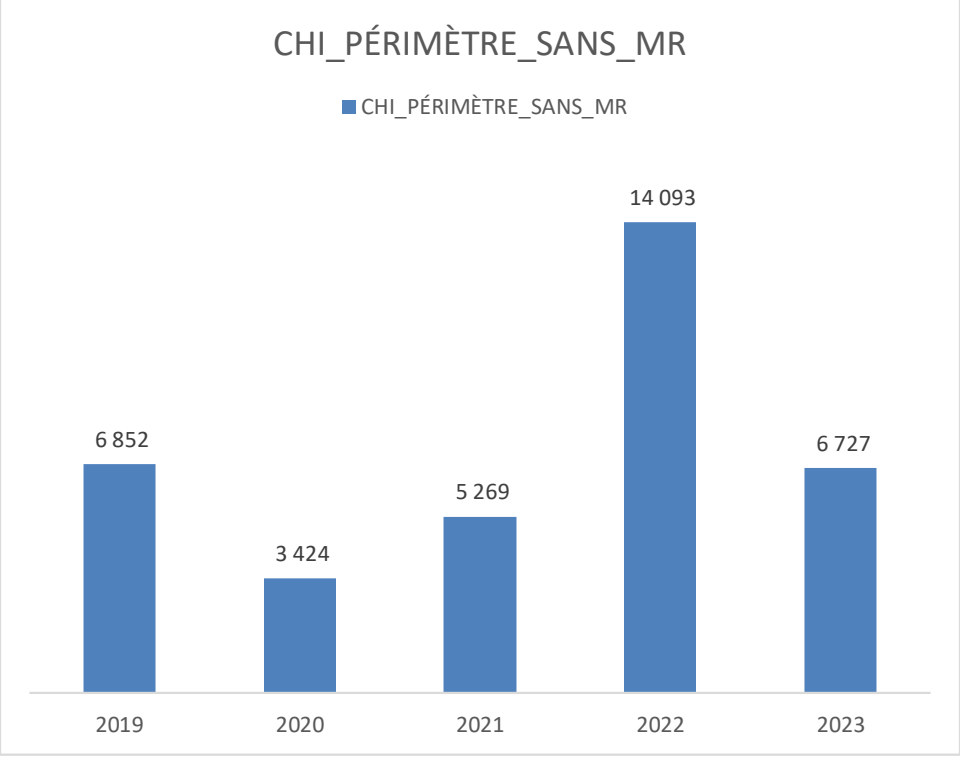


Figure 68: CHI sans microréseau, [redacted]

[redacted]

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

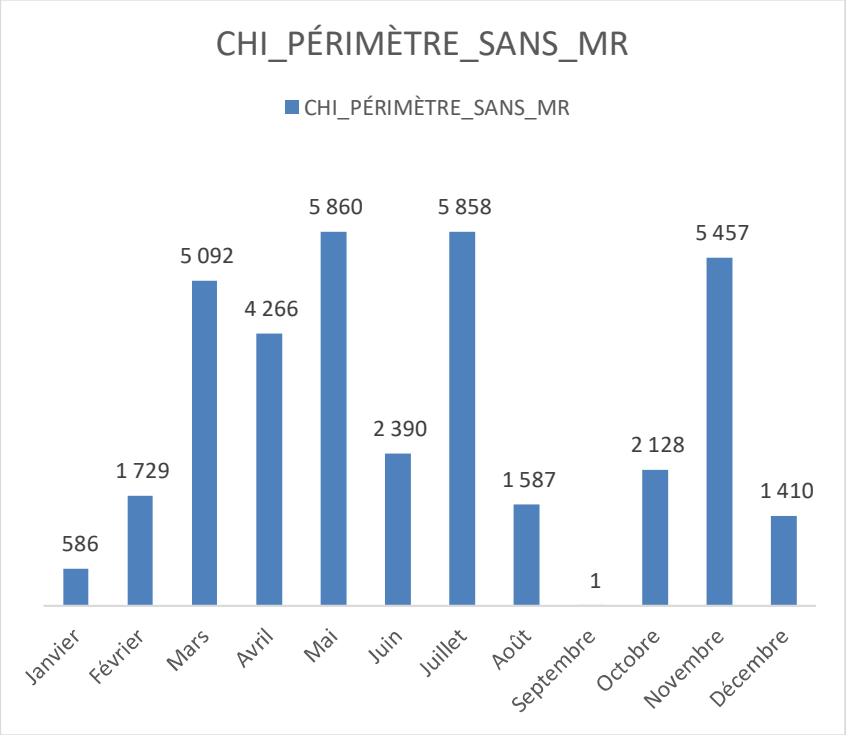


Figure 69: CHI selon le mois, [redacted]

On observe que les mois de mars à juillet et novembre ont été les plus touchés en termes du CHI. [redacted] du temps de pannes se produit entre mars et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

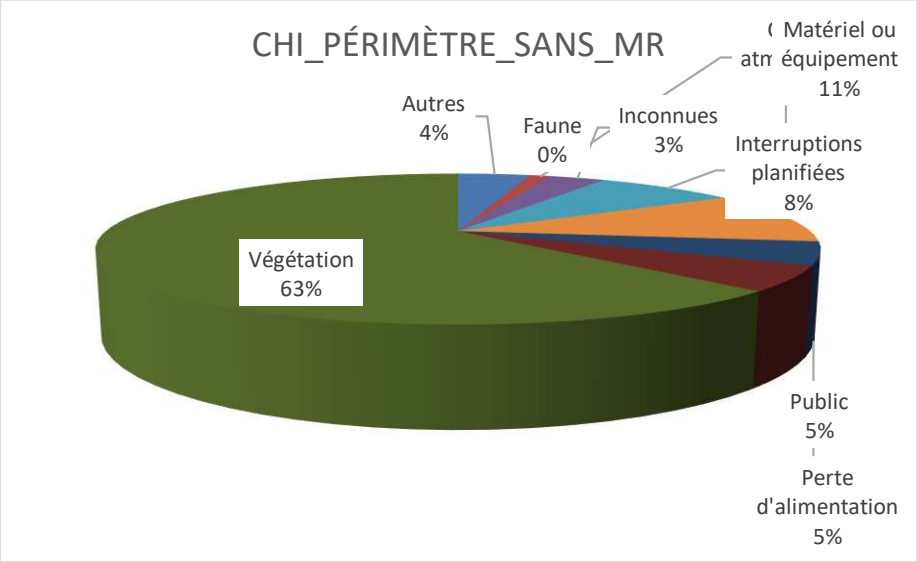


Figure 70: Cause des pannes, [redacted]

63% du temps de pannes est lié à la végétation et 11% au matériel ou équipement.

8.5.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur identifié à [redacted] a une qualité de service comparable à la municipalité, mais grandement détériorée vis-à-vis de la province. Depuis 2019, l'IC s'est dégradé et a connu une augmentation considérable en 2022 avec une amélioration en 2023. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

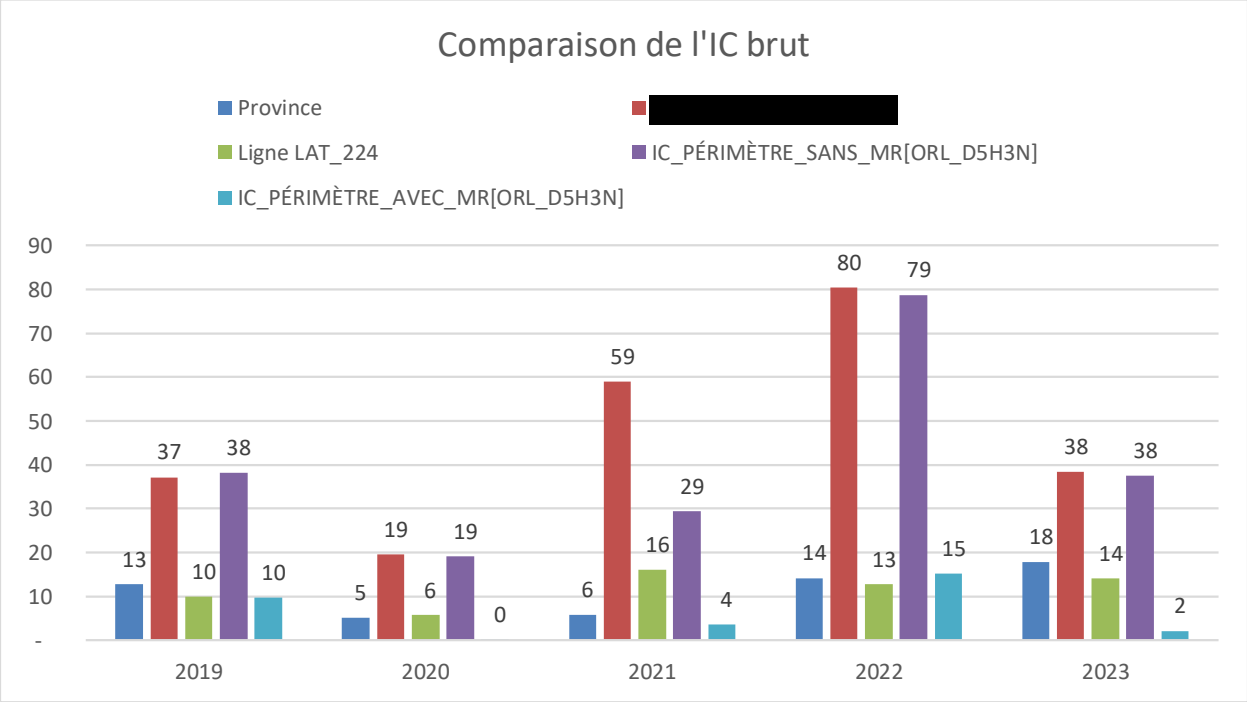


Figure 71: Comparaison du IC, [redacted]

8.5.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

8.6 Potentiel de production solaire

Une étude a été réalisée par WSP il y a quelques années. Selon cette étude il est question d'environ 250 kWp d'onduleurs avec un total de 500 panneaux bifaciaux.

Les données de production ont été obtenues à l'aide du logiciel PVsyst version 7.2.5. Le parc solaire produit 326 MWh à sa 1re année de production et 290 MWh à sa 30e année de production, ce qui représente une dégradation de production annuelle d'environ 0,4 %.

8.7 Dimensionnement global

Tel que présenté à la section 6, le dimensionnement global pour chaque secteur est étudié sous 2 propositions. La 1ère est si on opte pour une solution sans génératrice fixe. C'est-à-dire que la résilience sera de courte du durée (6 heures ou moins) et que la batterie doit assurer la stabilité du réseau en mode îloté. Une génératrice pourrait être mobilisée pour offrir de la résilience supplémentaire, mais elle n'est pas prise en compte dans le dimensionnement au niveau de la puissance du convertisseur de la batterie requis. La 2e proposition vise une solution avec une génératrice sur place, où il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le système de stockage puisque la génératrice pourra offrir, en tout temps, le courant de court-circuit nécessaire.

Tableau 16: Dimensionnement préliminaire (courte durée), [redacted]

Résilience courte durée (génératrice mobile)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 500 panneaux // 0,250 MW	**Hiver** Pointe de 742 kW	**Été (1er mai au 31 septembre)**
0,742 MW	2 MW	5 MWh	326 MWh annuel	6 heures	8,5 heures

Tableau 17: Dimensionnement préliminaire (longue durée), [redacted]

Résilience longue durée (génératrice fixe)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** Puisque la génératrice couvre le courant de court-circuit, on dimensionne seulement en puissance	**Énergie** On dimensionne la batterie pour offrir 4h de pleine puissance lors de l'écrêtage	**Puissance installée** 500 panneaux // 0,250 MW	**Hiver** Pointe de 742 kW	**Été**
0,742 MW	1 MW	4 MWh	326 MWh annuel	N/A	N/A
Génératrice : 1 MW					

8.8 Estimation des coûts

Le tableau ci-dessous résume les couts totaux d'un déploiement de microréseau au [redacted] selon l'étude effectuée par WSP et l'actualisation des couts de projet. Ces couts ne reflètent pas les revenus pouvant être engendrés selon les différentes parties prenantes. Se référer au Livrable – Montages Financiers Préliminaires du Lot 5 pour plus de détails. Ces couts devront être réévalués une fois plus d'informations obtenues de la part de la communauté.

Quelques hypothèses de travail :

- Système de Stockage d'énergie : 2MW/5MWh.
- Génératrice inclue dans les couts du projet.
- Production solaire uniquement devant le compteur.

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	20%
	Invest.	Tiers	8 294 806	9 308 442	80%
	Invest.	Client	-	-	0%
		Subtotal	**10 304 759**	**11 564 013**	**100%**
	Charges	HQ	35 036	60 701	1%
	Charges	Tiers	2 362 958	4 160 368	99%
	Charges	Client	-	-	0%
		Subtotal	**2 397 994**	**4 221 069**	**100%**
	Total	HQ	2 044 989	2 316 273	*15%*
	Total	Tiers	10 657 764	13 468 810	*85%*
	Total	Client	-	-	*0%*
		Total	**12 702 753**	**15 785 082**	**100%**

Tableau 18: Coûts estimés pour le microréseau de [redacted] (SSE = EVLO)

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	23%
	Invest.	Tiers	6 813 048	7 645 610	77%
	Invest.	Client	-	-	0%
		Subtotal	**8 823 000**	**9 901 182**	**100%**
	Charges	HQ	35 036	60 701	1%
	Charges	Tiers	2 362 958	4 160 368	99%
	Charges	Client	-	-	0%
		Subtotal	**2 397 994**	**4 221 069**	**100%**
	Total	HQ	2 044 989	2 316 273	*16%*
	Total	Tiers	9 176 006	11 805 978	*84%*
	Total	Client	-	-	*0%*
		Total	**11 220 995**	**14 122 251**	**100%**

Tableau 19: Coûts estimés pour le microréseau de [redacted] (SSE = Autres Fournisseurs)

Les coûts totaux de projet pour le secteur de [redacted] s'élèvent donc à environ 12M$.

8.9 Impact du dimensionnement sur la qualité de service

Les figures qui suivent sont tirés de l'analyse de faisabilité de 2021 produite par WSP. Dans cette étude, différents scénarios et dimensionnement avaient été analysés, il faut donc se concentrer sur le volet ''Village avec solaire'' qui correspond au cas analysé dans la présente étude.

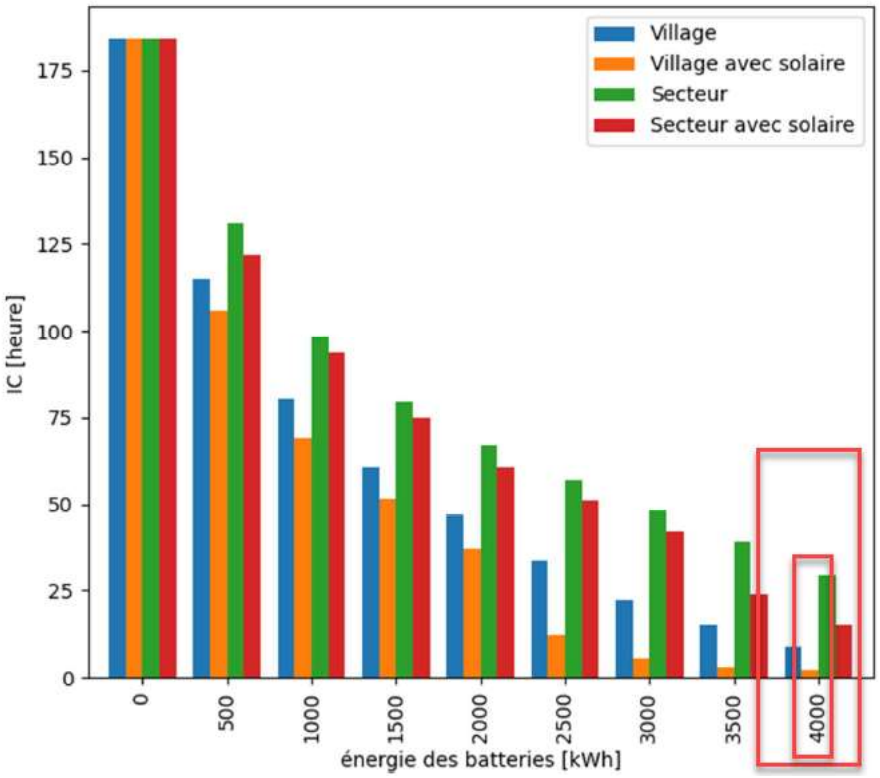


Figure 72: Réduction du IC avec le microréseau, [redacted]

La Figure 72 démontre donc que si [redacted] avait été muni d'un microréseau sur la période étudiée (pannes 2015 à 2020), le IC aurait grandement été amélioré (voir bande au niveau du 4000kWh). Ceci démontre donc, qu'avec un dimensionnement de plus de 4MWh pour la batterie, le microréseau pourrait couvrir une vaste majorité des pannes ressentis dans le village de [redacted]

Il est toutefois recommandé d'avoir un dimensionnement à 5MWh, pour couvrir les 6h d'autonomie en tout temps et assurer une marge de manœuvre pour la croissance des charges.

Au niveau du nombre de pannes ressentis par les clients, le nombre chute à près de 0 (en fonction des pannes historiques), avec un microréseau de plus de 4MWh, tel que démontré par la Figure 73.

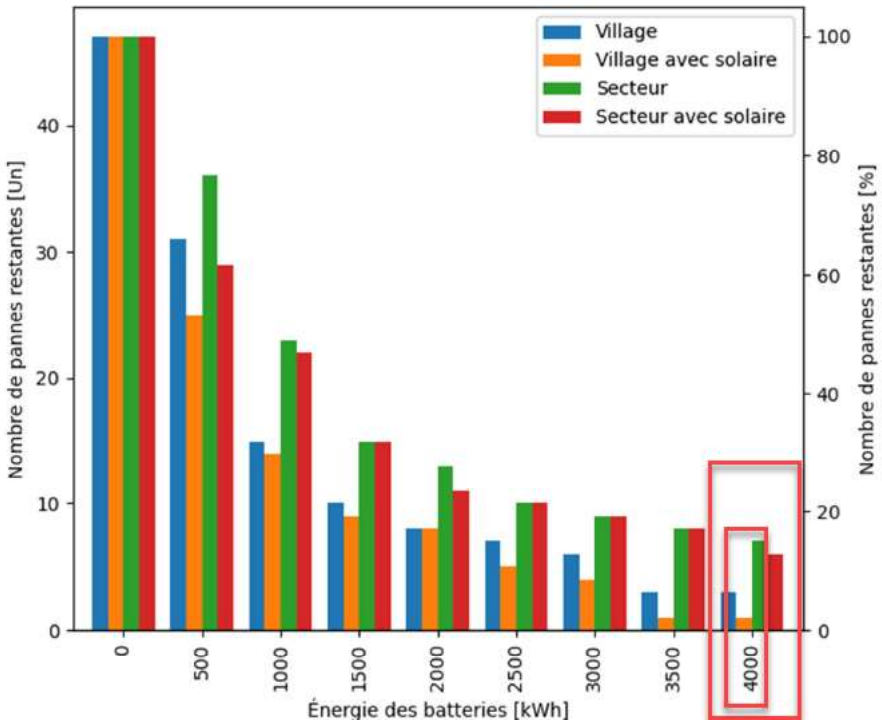


Figure 73: Réduction du nombre de pannes, [redacted]

8.10 Études électriques exploratoires

Plusieurs contraintes ont été soulevées dans les études exploratoires tant aussi bien du côté du distributeur que du côté du transporteur. Pour avoir les détails des études, voir l'Annexe 3.

Pour le distributeur :

À plus de 1,8 MW total d'onduleurs, il sera requis d'avoir un système de conditionnement à l'absence de tension du départ de la ligne LAT224 ce qui augmente les coûts du projet de façon considérable.

Pour un totale d'onduleurs à moins de 1,8 MW, il faut prévoir des mécanismes de protection afin d'assurer qu'il est impossible de dépasser ce niveau d'injection.

Recharge des batteries à environ 1 M ; hors pointe.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration de l'étude exploratoire :

En considérant les éléments mentionnés précédemment, la puissance à intégrer au réseau et la localisation du microréseau, la solution préliminaire envisagée consiste à intégrer la puissance au réseau de distribution du [redacted] Les coûts des modifications nécessaires au réseau de distribution sont affichés dans le tableau suivant:

Travaux requis LAT 224	Coûts (k$ 2024)
Remplacement du régulateur en ligne Z5C0U par un Cooper (mode cogénération). Implantation mode cogénération à C4J9A. Remplacement de quatre (4) disjoncteurs en ligne entre le poste et le producteur par des VIPER avec conditionnement à l'absence de tensions U5X2X, U3Y4K, U2Z6S et U1H6K. Étude de coordination des protections. Retirer fusibles U5G4W. Ajout interrupteur tripolaire en amont du PR du producteur F1CT2. Au besoin, téléphasage complet de la ligne LAT 224 et balancement.	1 329
Conditionnement à l'absence de tension (coût produit par TransEnergie)	
Télédéclenchement (coût produit par TransEnergie)	
Activités de mise en route (Gestion de projet, UMES, UTAPP et essais) Ajout de trois (3) UTAPP, un pour l'onduleur de 600 kW, un pour l'onduleur de 2000 kW et un à l'entrée du microréseau.	370
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Coût total des modifications au réseau de distribution	**1 829**

Délai de réalisation : 24 mois

Clarifications sur l'estimé :

- Les coûts de conditionnement à l'absence de tension devront être ajoutés par HQT
- Les coûts de télédéclenchement(s) devront être ajoutés si cette fonction est requise par HQT.
- Le coût de l'ajout du disjoncteur de microréseau F1CT1 est exclu du l'estimé.
- Il est important de noter que l'annuité concernant les frais d'exploitation d'Hydro-Québec n'est pas incluse.
- Tel que mentionné précédemment, le coût estimé devra être validé par la réalisation d'une étude d'intégration avec les données réelles de l'installation client afin d'établir précisément le profil de tension, la distribution des courants de défauts et les pertes sur le réseau de distribution. Les estimations précédentes ne nous engagent pas quant à la faisabilité du projet puisqu'aucune simulation ou étude de stabilité n'a été effectuée.

Figure 74: Extraction de l'étude exploratoire

Pour le transporteur :

[redacted]

Étude de réseau : Voir note technique en Annexe.

8.11 Opportunités et recommandations

L'étude de 2021 avait démontré un potentiel intéressant pour un microréseau à [redacted] et l'actualisation de celle-ci permet de recommander de passer aux étapes subséquentes pour ce projet. Il est d'abord recommandé d'entamer la discussion avec la communauté afin d'en apprendre plus sur leurs besoins, la criticité des bâtiments publics ainsi que leurs attentes face à un microréseau.

Pour ce projet, la faisabilité du volet solaire dépendra grandement de la disponibilité des terrains, car il y a peu ou pas de potentiel au niveau des toits des bâtiments au sein du périmètre.

L'étude démontre qu'un microréseau pourrait définitivement améliorer la situation au niveau du village de [redacted].

9 Secteur 3 : [redacted]

9.1 Périmètre îlotable

Le périmètre choisi est celui du centre-ville de [redacted] soit la zone en pointillés orange en excluant la zone résidentielle en pointillés bleu foncé, où le réseau est enfoui. Deux points d'isolation sont requis pour isoler ce secteur (voir en rouge sur la figure suivante).



Figure 75: Périmètre îlotable, [redacted]

Le IGA (au haut de la Figure 75) n'est pas inclus au périmètre îlotable, mais pourrait l'être, moyennant une intervention réseau afin de changer son branchement de ligne. Cette opération serait nécessaire pour donner une résilience à ce bâtiment en plus d'offrir un toit supplémentaire pour de la production solaire. Le centre d'hébergement [redacted] n'est pas inclus au périmètre, tout comme le IGA, une intervention réseau permettrait de revoir le branchement de ligne pour y offrir une résilience.

Afin d'obtenir le périmètre présenté à la Figure 75, des modifications réseau, dont un transfert de ligne d'une portion de la charge, sont nécessaires. Il y aurait également un point de sectionnement à déplacer.

La localisation du poste proposée est arbitraire, et il faut prévoir un emplacement d'environ 40 mètres par 25 mètres.

Selon les données 2023, le périmètre proposé comporte 174 compteurs principalement affaires et commercial.

La zone consiste en 17 transformateurs sur lesquels sont répartis les 174 compteurs de la ligne [redacted]

Voici ci-dessous un tableau résumant ce périmètre de la ligne [redacted] qui consiste en 17 transformateurs souterrains :

Ville	CED	Ligne	No. XFO	Nb.Compteur	Phase	Date pointe 12 mois	Date pointe été
[redacted]	SEI	[redacted]	D5D3E	7	A	2024-01-19	2023-06-01
	SEI		D6K4E	11	A	2024-01-20	2023-07-28
	SEI		D6K8E	13	B	2024-01-05	2023-07-06
	SEI		D6M8E	4	B	2023-02-04	2023-07-14
	SEI		D5O4E	5	B	2023-02-04	2023-07-19
	SEI		K4Z8L	14	C	2024-01-20	2023-06-08
	SEI		X2M2S	1	ABC	2023-07-08	2023-07-08
	SEI		G6O4X	13	B	2023-02-03	2023-06-08
	SEI		W2Z1D	23	A	2023-02-04	2023-06-07
	SEI		K5X4F	3	ABC	2023-02-01	2023-07-05
	SEI		D4K7E	10	A	2023-02-04	2023-02-04
	SEI		S9W1O	7	B	2023-02-04	2023-06-24
	SEI		D4Z6E	27	B	2024-02-18	2023-06-28
	SEI		D5K3E	13	A	2023-02-01	2023-08-13
	SEI		D4X6E	7	ABC	2023-02-25	2023-07-16
	SEI		D5K4E	12	A	2023-02-03	2023-07-08
	SEI		D1O6Z	4	A	2024-01-20	2023-07-15
			17	**174**			

Tableau 20: Transformateurs, secteur [redacted]

9.2 Projets en cours ou à venir sur réseau

La zone de l'Estrie comporte plusieurs problématiques importantes avec son architecture à 49 kV. Plusieurs investissements massifs du côté réseau régionaux ainsi que par le distributeur avec un horizon souhaiter de 2030 auront lieux.

Pour la région de [redacted], le poste actuel qui est en fin de vie est alimenté par une ligne radiale [redacted] à 49 kV. Un nouveau poste nommé Brome avec une conversion du réseau 49 kV sera construit et éliminera la problématique de la ligne radiale [redacted]. Ce projet était prévu pour 2030, mais il pourrait être devancé pour une MES en 2028.

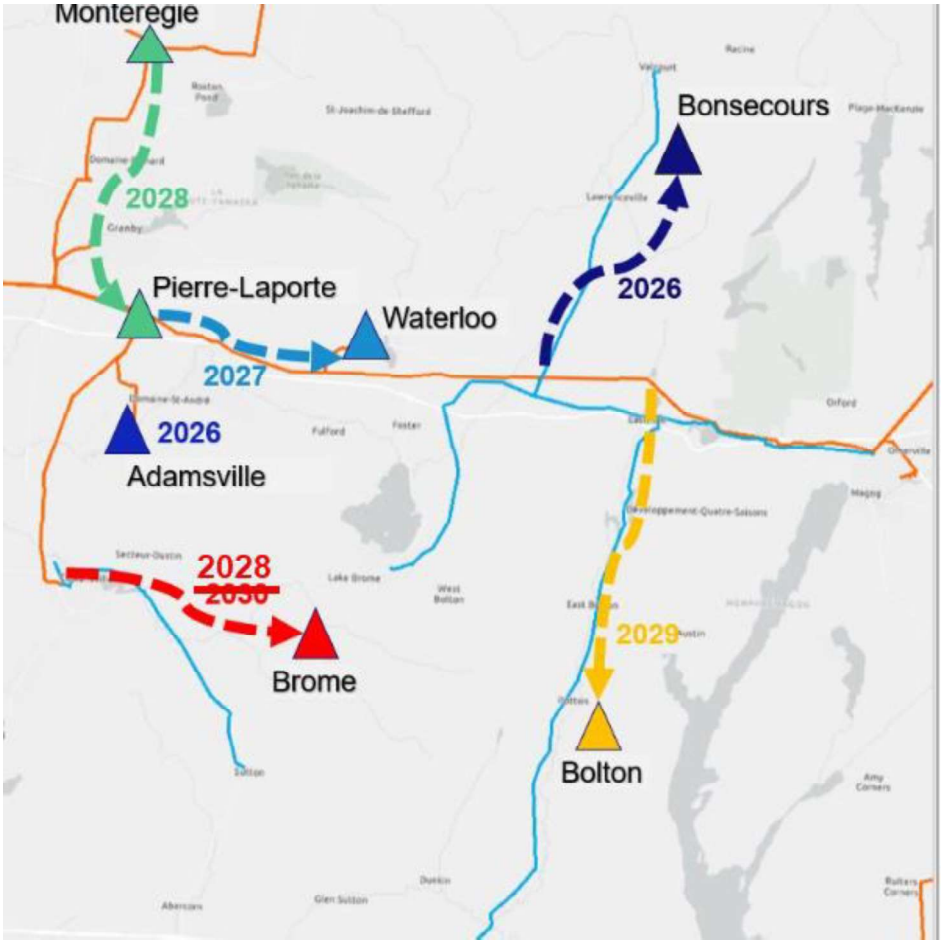


Figure 76: Emplacement nouveau poste Brome

La problématique de la CLT de la zone et des pannes longues durées devrait être grandement améliorée à la suite de l'implantation des nouveaux postes. De plus, avec le devancement de la MES du poste Brome et le remaniement des lignes de distributions du secteur, il est fort probable que la pertinence d'un microréseau dans ce secteur soit fortement amoindrie.

9.3 Analyse des clients

L'analyse des clients permet de catégoriser la clientèle selon la base de données [redacted]

L'objectif est d'illustrer la répartition des clients selon leur tarif, le type de client, le mode de chauffage principal et la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures.

Pour [redacted], le périmètre des clients considérés est celui du présenté à la Figure 75.

9.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

Les figures ci-dessous présentent le profil de la clientèle du [redacted]. Il y a 174 compteurs principalement des compteurs affaires, commerciaux et résidentiels (2023) et il y a une infrastructure du Circuit électrique avec tarif Borne de recharge.

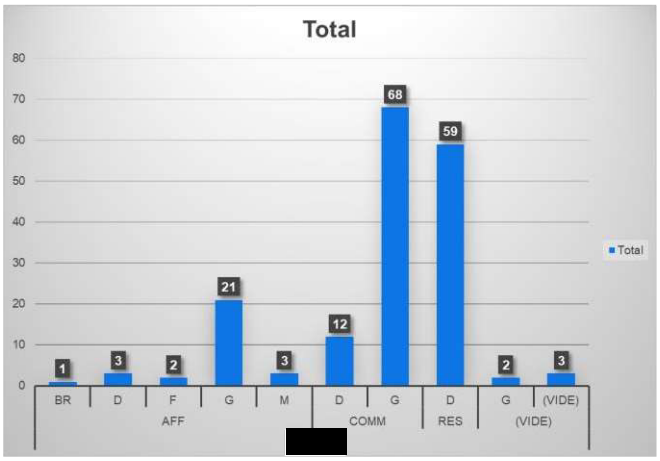


Figure 77: Types de tarifs, [redacted]

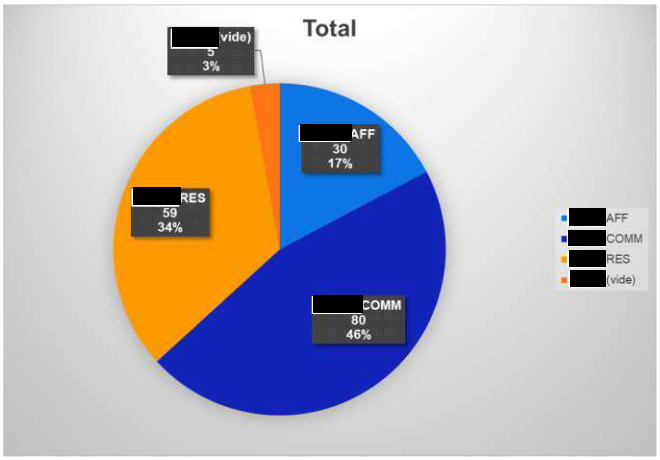


Figure 78: Types de clients, [redacted]

9.3.2 Mode de chauffage principal

La Figure 79 présente le type d'énergie principale utilisée pour le chauffage. Le « E » désigne l'électricité, tandis que le « A » désigne toute autre source. La source autre « A » peut être d'origine fossile ce qui peut à la fois supposer dans le contexte de la décarbonation qu'une électrification du chauffage principal est à prévoir, mais aussi que cette source ajoute une certaine résilience pour ces clients.

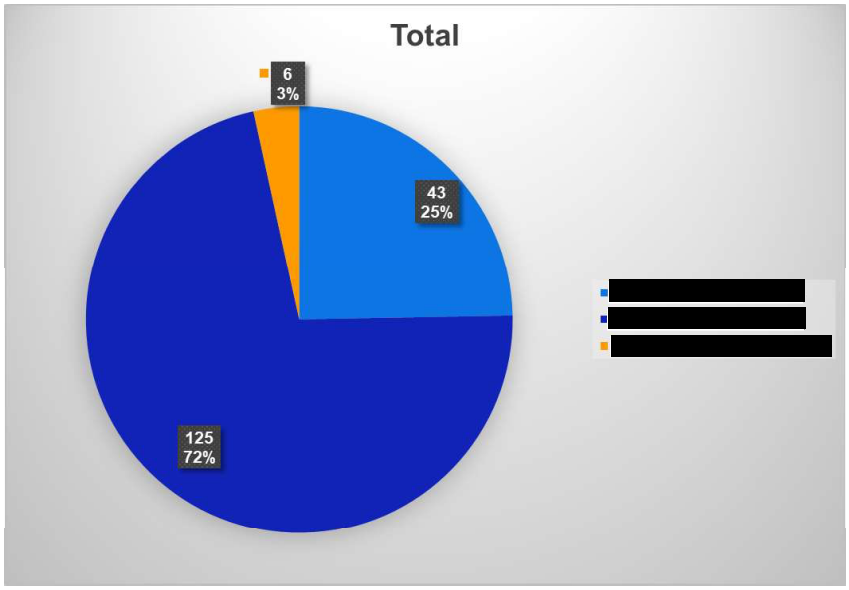


Figure 79: Type de chauffage principal, [redacted]

9.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures

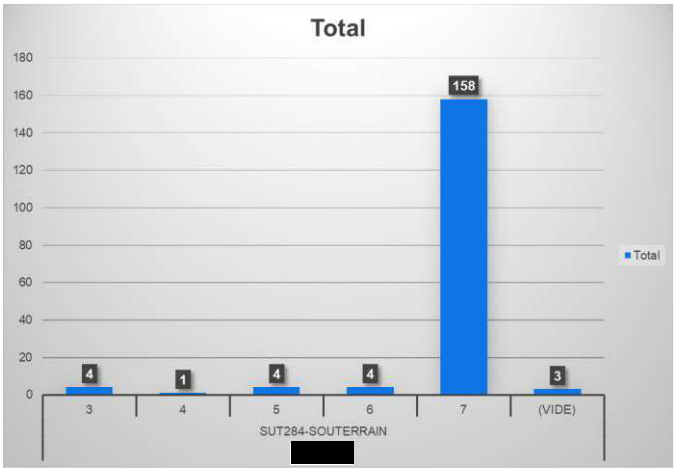


Figure 80: Nombre de clients par priorité de rétablissement, [redacted]

Il est possible de catégoriser les clients selon la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures. Il semble que cette catégorisation soit faite en fonction de la description SCIAN du client et ajusté par le Centre d'exploitation de distribution (CED). L'objectif ici est d'illustrer que s'il y avait à avoir une priorisation des clients à alimenter par le microréseau (dans un cas où le microréseau pourrait faire du délestage de charge), les clients des colonnes 3, 4, 5 et 6 seraient à privilégiés.

Cela permet de montrer la valeur de résilience de certains bâtiments au sein du microréseau. Toutefois un discernement est à faire, car certaines descriptions de vocation de bâtiment ne semblent pas être prioritaires. Il y a donc un besoin de consulter les communautés pour entendre leur vision de résilience communautaire.

Par exemple, voici le tableau des vocations des bâtiments de priorité de rétablissement en cas de pannes majeures pour [redacted] classé 3, 4, 5 et 6.

Descriptif SCIAN	*Priorité de rétablissement panne majeure*
Supermarchés et autres épiceries (sauf les dépanneurs)	3
Supermarchés et autres épiceries (sauf les dépanneurs)	3
Supermarchés et autres épiceries (sauf les dépanneurs)	3
Motels	3
Pompe pour réseau d'aqueduc	4
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Station de recharge rapide pour véhicules électriques	5
Station de recharge rapide pour véhicules électriques	5
HQ - Non identifié à la MEP_AFF	6
HQ - Non identifié à la MEP_AFF	6
HQ - Non identifié à la MEP_AFF	6
HQ - Non identifié à la MEP_AFF	6

Tableau 21: Clients prioritaires, [redacted]

9.4 Analyses de charges

9.4.1 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre de base du centre-ville [redacted] détaillant la portion souterraine est présentée ci-dessous :

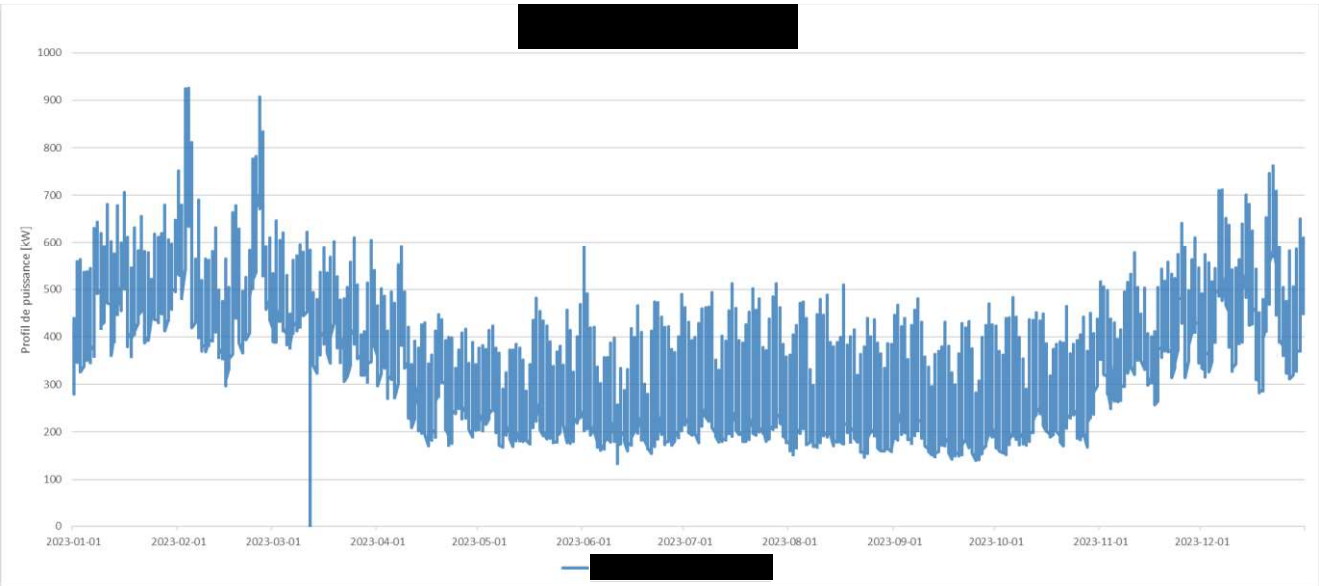


Figure 81: Profil de charges, [redacted]

Le tableau qui suit présente le portrait mensuel du secteur visé :

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]	Date Pointe	Heure Pointe
1	31	356 375	479	706	2023-01-16	12:45
2	28	352 179	524	926	2023-02-04	15:30
3	31	327 465	440	647	2023-03-02	14:15
4	30	221 511	308	592	2023-04-08	11:45
5	31	197 571	266	482	2023-05-18	12:15
6	30	186 229	259	590	2023-06-01	14:00
7	31	211 930	285	512	2023-07-15	16:00
8	31	193 439	260	510	2023-08-17	18:45
9	30	180 627	251	480	2023-09-08	12:30
10	31	200 953	270	483	2023-10-06	12:45
11	30	283 172	393	641	2023-11-25	10:45
12	31	349 907	470	762	2023-12-22	11:00
TOTAL	365	3 061 360				

Tableau 22: Consommation mensuelle, [redacted]

Voici ci-dessous un tableau résumant les pointes appelées pour le secteur du microréseau:

	Pointe 12 mois [kW]	Date	Pointe hivernale HQ (1er décembre au 31 mars) [kW]	Date	Pointe reste de l'année (Avril à novembre) [kW]	Date	Moyenne hivernale HQ (1er décembre au 31 mars) [kW]	Moyenne reste de l'année (Avril à novembre) [kW]
[redacted]	926	2023-02-04	926	2023-02-04	641	2023-11-25	478	286

La majorité des compteurs sont de type « affaires », « commercial » ou « résidentiel ». Il serait donc possible d'abaisser la charge, en îlotage (lors de panne), en délestant des compteurs de clients non-prioritaires ou en implantant un contrôle de la charge bâtiments avec une passerelle communicante via le contrôleur du microréseau.

Tableau 23: Puissance maximales appelées, [redacted]

9.4.2 Fréquences appels de puissance

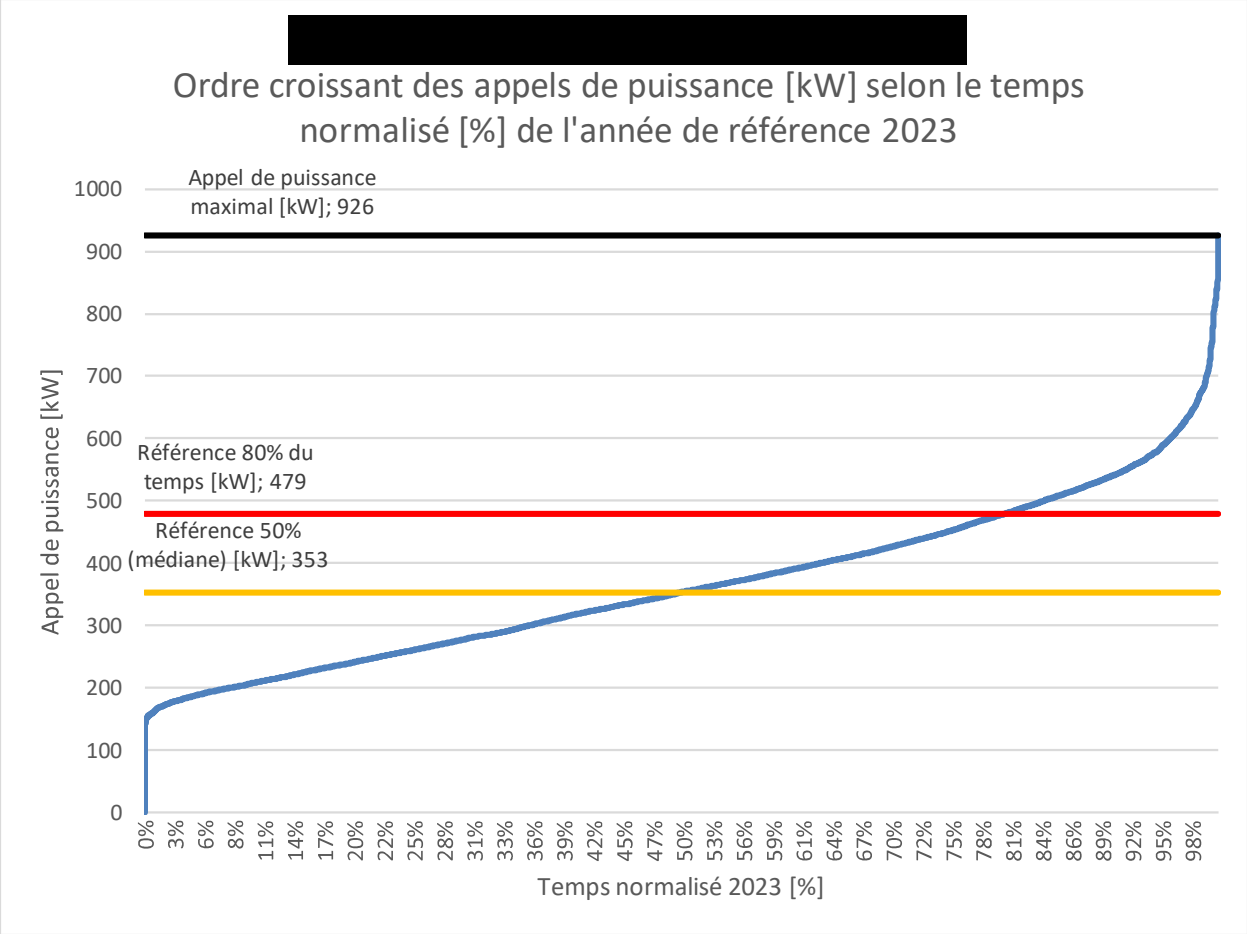


Figure 82: Fréquence des appels de puissance, [redacted]

Le graphique des appels de puissance selon le temps normalisé en 2023 classé par ordre croissant met en lumière la fréquence des appels de puissance pour le secteur du microréseau étudié et le profil du Centre-Ville souterrain de [redacted] Il a été obtenu par l'ordonnancement en ordre croissant des appels de puissance du profil horaire du secteur du microréseau.

Il peut être observé que :

- 50% du temps, l'appel de puissance est soit au-dessous ou en dessous de 353 kW;
- 80% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 475 kW;
- L'appel de puissance maximal est de 926 kW et couvre 100% des appels de puissance.

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer une partie ou la totalité de la charge.

9.4.3 Puissance selon la température extérieure

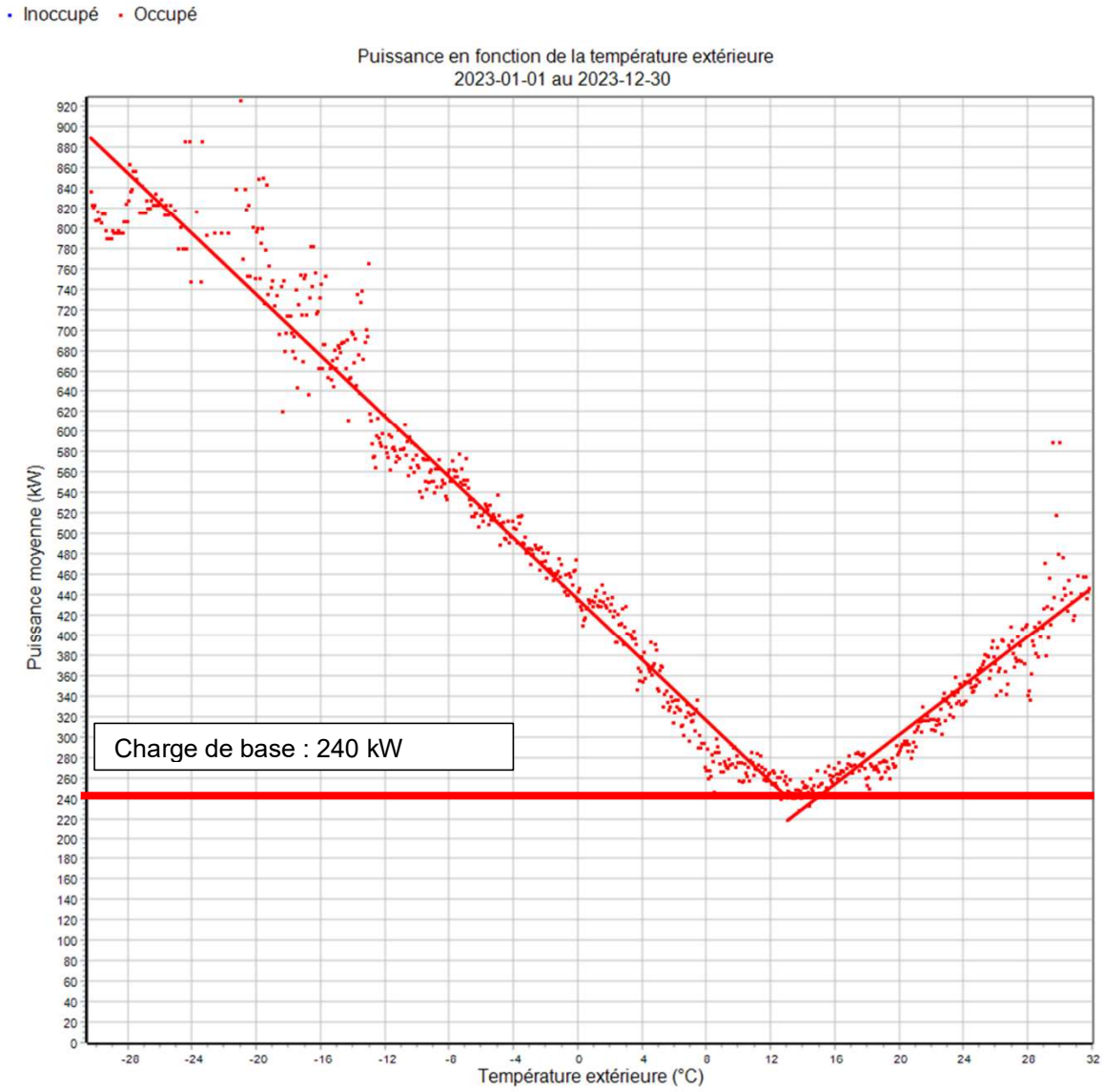


Figure 83: Régression linéaire, [redacted]

Le graphique de la puissance en fonction de la température extérieure a été obtenu par l'analyse du profil de charge consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Frelighsburg.

L'analyse et le graphique permettent d'illustrer la corrélation de la puissance en fonction de la température. On distingue deux tendances de droites pour évaluer la corrélation de la charge en chauffage et de la charge en climatisation. Une régression linéaire est appliquée et on dit qu'il y a corrélation idéale lorsque le coefficient R^2 est supérieur à 0,90.

Le tableau suivant présente les valeurs d'équation des courbes de tendances :

Courbes	M	B	R^2

Occupé Climatisation	12,04	61,35	0,87
Occupé Chauffage	-14,96	435,63	0,97

Tableau 24: Équations courbes de tendances, [redacted]

On observe donc que :

- La valeur R^2 de la courbe en climatisation est bien corrélée
- La valeur R^2 de la courbe en chauffage est tout aussi bien corrélée
- La charge de base se trouve à près de 240 kW

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer la charge de base pour optimiser le dimensionnement de la solution.

9.4.4 Répartition de la consommation d'énergie

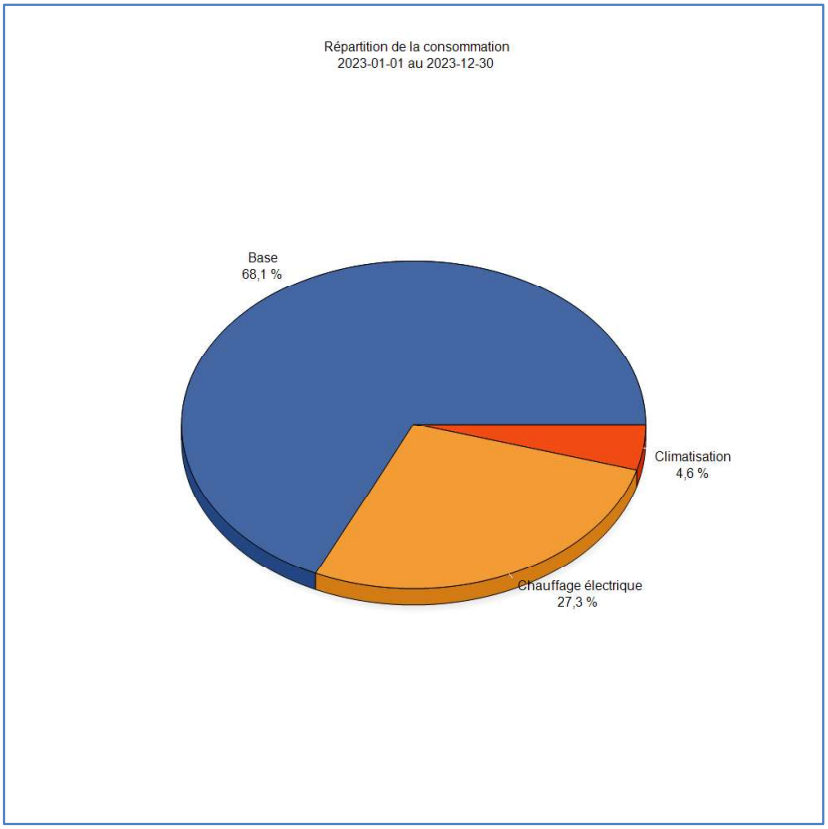


Figure 84: Répartition de la consommation d'énergie, [redacted]

Le graphique de la répartition de la consommation d'énergie a été obtenu par l'analyse du profil de charge MR [redacted] consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Frelighsburg.

D'après le graphique il est possible d'observer que la majorité de la consommation d'énergie est considérée comme de la base, viennent ensuite le chauffage électrique et la climatisation.

Afin d'approfondir le détail de la répartition de la consommation d'énergie, il serait pertinent de réaliser un bilan énergétique ASHREA niveau I des principaux bâtiments aux vocations et envergures d'intérêts.

9.5 Analyses de pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est D1O6Z.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

9.5.1 Fréquence des pannes

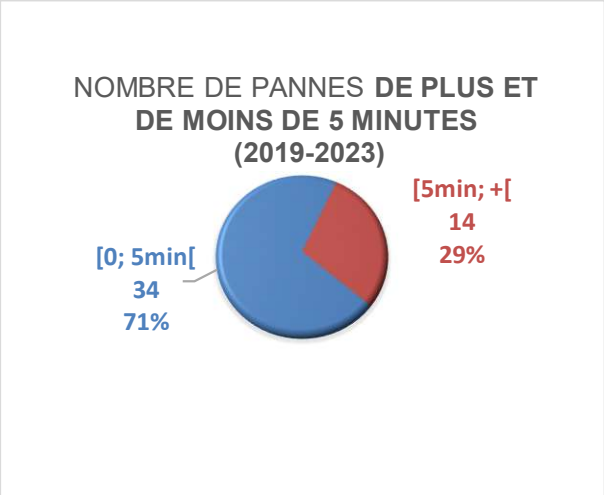


Figure 85: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **est très faible**, vu la proximité au poste et la résilience du secteur avec le réseau enfoui.

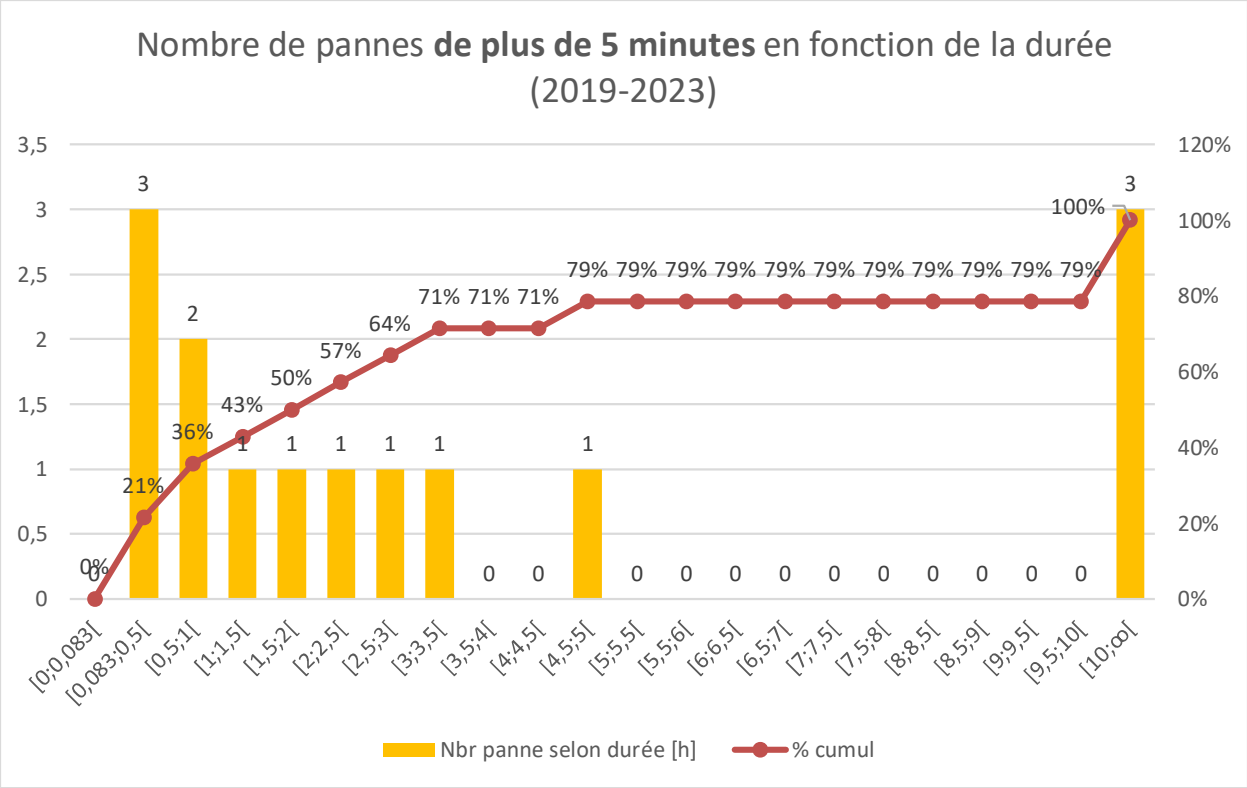


Figure 86: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 79% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires aurait capté près de 80% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

9.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

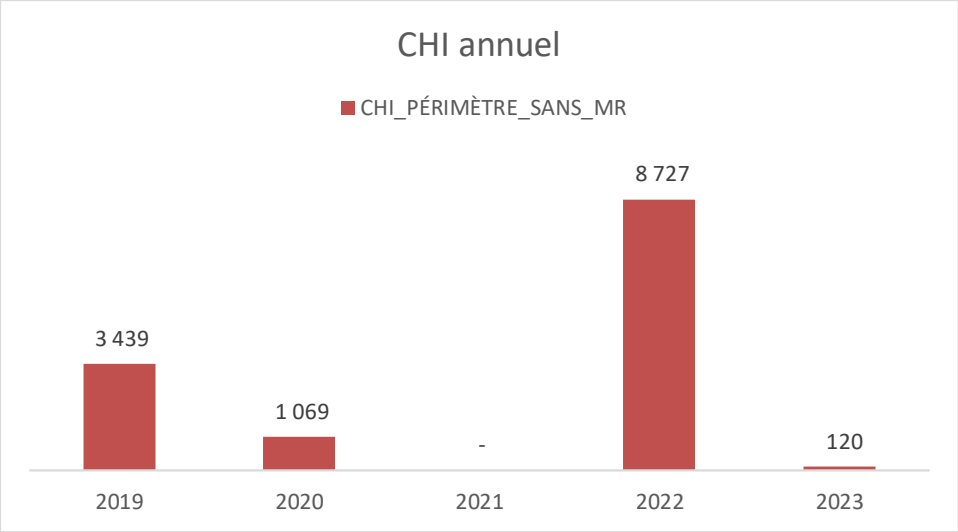


Figure 87: CHI sans microréseau, [redacted]

On que l'année 2022 a été touché très importante et que l'année 2023 a été grandement amélioré pour le secteur.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

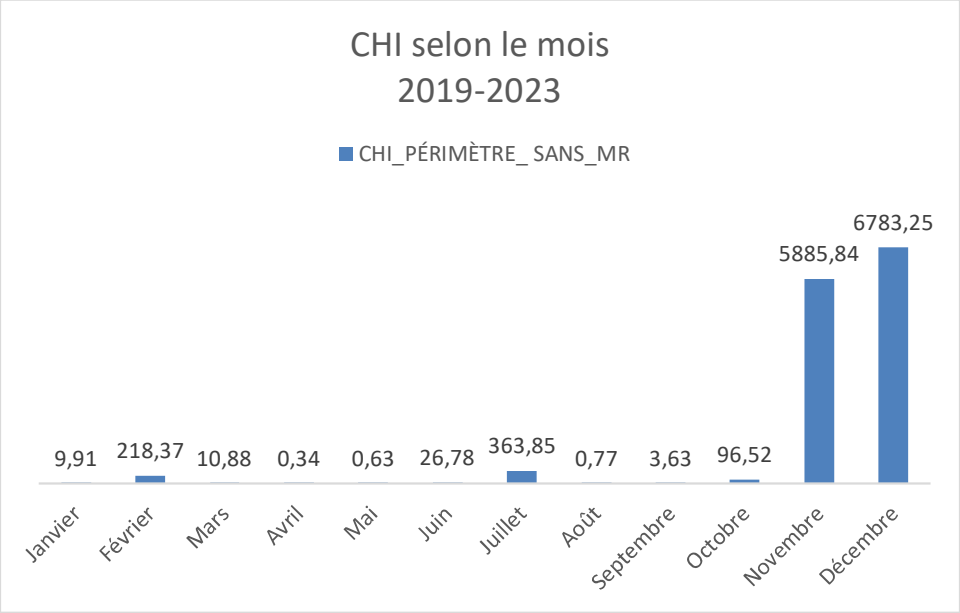


Figure 88: CHI selon le mois, [redacted]

On observe que les mois de novembre et décembre ont été les plus touchés en termes du CHI. 48% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

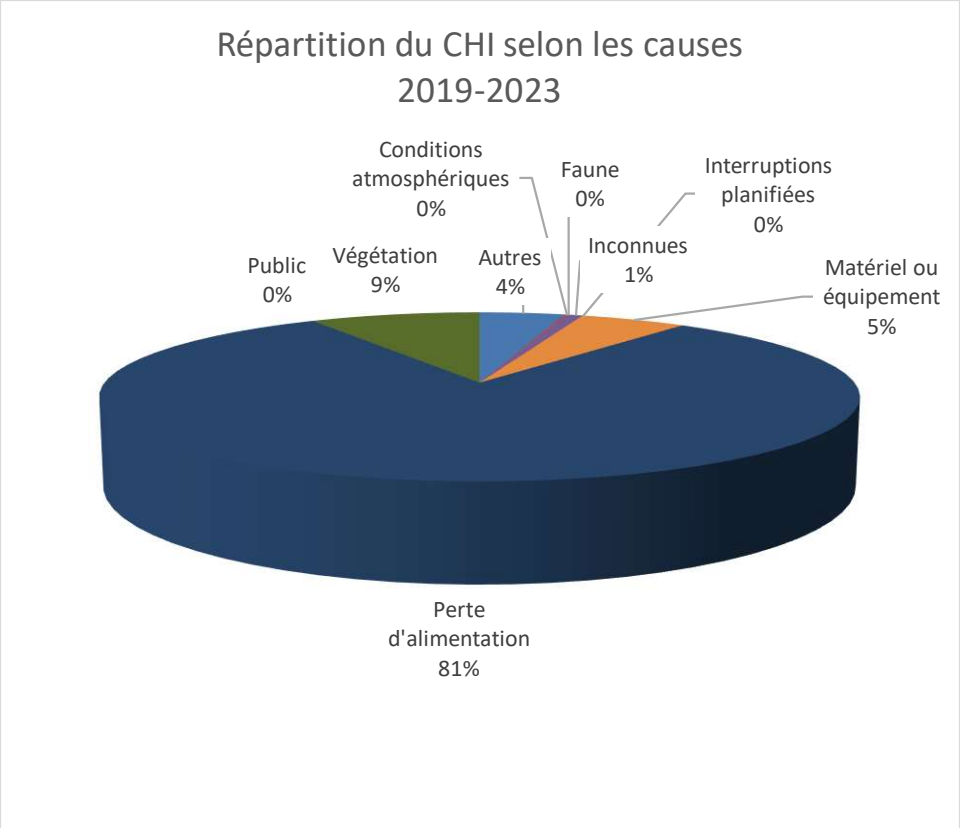


Figure 89: Cause des pannes, [redacted]

La perte d'alimentation provient majoritairement de la perte d'alimentation au poste [redacted] qui est désuet et dont il est alimenté de façon radiale par le [redacted].

9.5.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur du [redacted] a une qualité de service assez bonne lorsqu'on compare à la municipalité. La raison est due au fait que le centre-ville est situé très près du poste, et qu'il est majoritairement en souterrain. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

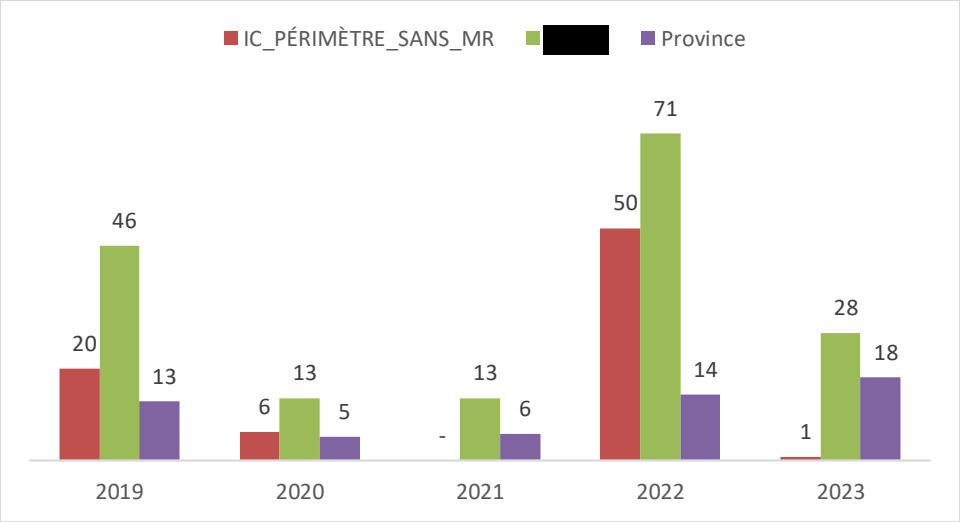


Figure 90: Comparaison du IC, [redacted]

9.5.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

9.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique

Une approche adaptée à la communauté sera établie pour évaluer le potentiel en efficacité énergétique. Cette évaluation pourra être approfondie lors de l'avant-projet. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

9.7 Potentiel de production solaire

Tel que mentionné à la section 6, l'évaluation du potentiel solaire est une évaluation très théorique et optimiste. La section qui suit présente donc les hypothèses de travail et les résultats obtenus pour le cas du périmètre choisi à [redacted]

9.7.1 Hypothèses de travail

- Aucune vérification de la capacité portante des structures pouvant porter tout le poids additionnel des équipements.
- Peu de passage sur le toit
- Peu de contraintes physiques ont été prises en compte

- Aucune visite des bâtiments n'a été effectuée
- Aucune contrainte électrique

9.7.2 Spécifications

- Panneau solaire utilisé : Canadian Solar CS3W-450MS (450W – mono face)
  Azimut : Entre 179,43 et 183,62 degrés selon le bâtiment (Note : 180 degrés = plein sud)
  Angle : 18 degrés
  Espace entre rangées panneaux : 2 pieds
  Espace entre panneaux et toiture : 5 pieds
  Hauteur panneau : 1 pieds

- Facteur d'enneigement/glace affectant la performance de la production très approximatif
- Peu de facteur d'ombrage dû à l'encombrement (bâtiment, foret)
- Espacement entre panneaux très approximatif

Mois	%
Janvier	85
Février	72
Mars	45,1
Avril	20,9
Mai	4,5
Juin	1
Juillet	1
Aout	1
Septembre	1,2
Octobre	5,4
Novembre	35,1
Décembre	90.9

Tableau 25: Pertes dues à l'encrassement et à la neige, [redacted]

Les bâtiments ciblés pour le microréseau de [redacted], qui semblent avoir une surface de toit considérable, sont les suivants :

1. [redacted]
2. [redacted]
3. [redacted]
4. [redacted]

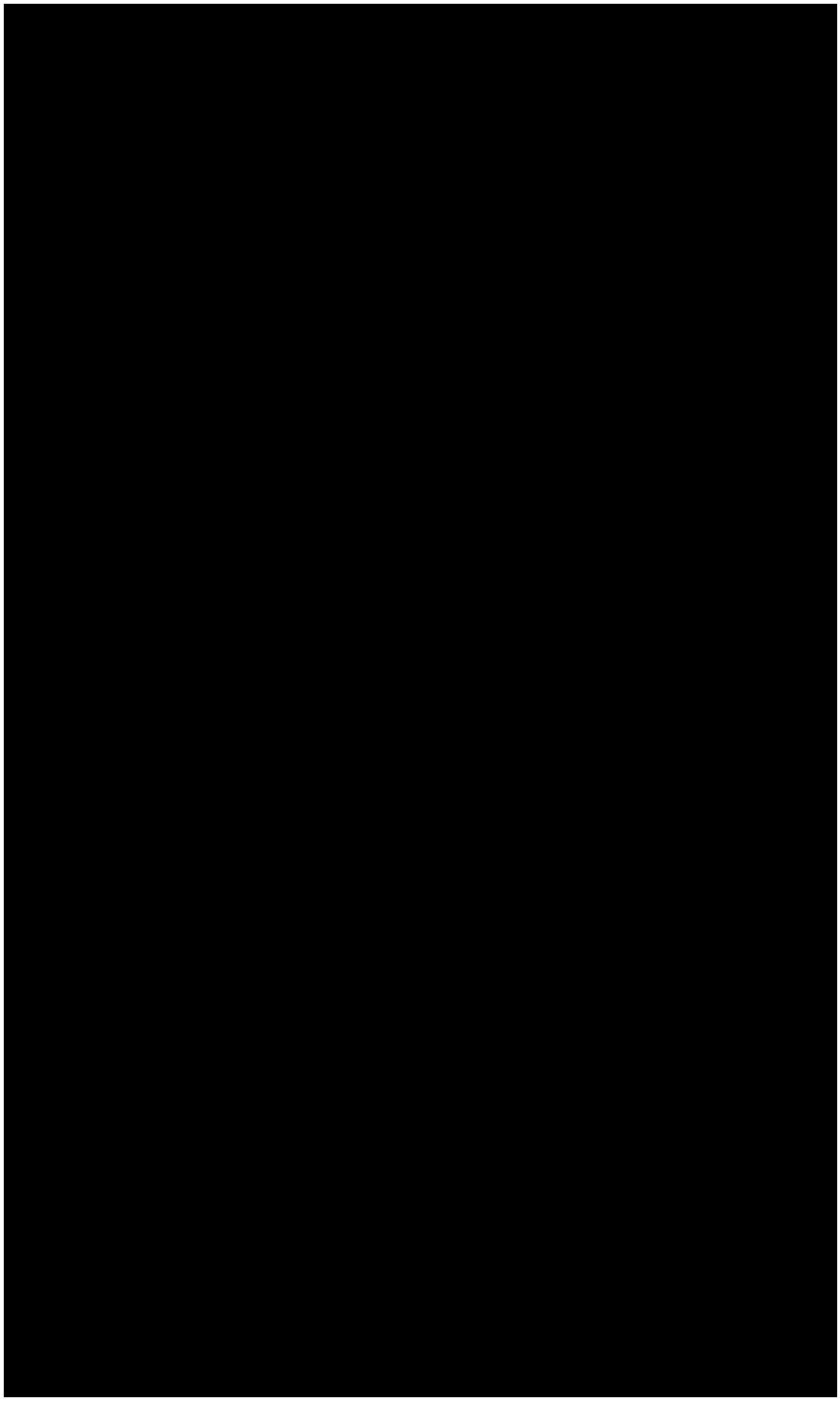


Figure 91: Bâtiments ciblés pour la production solaire, [redacted]

1. [redacted]

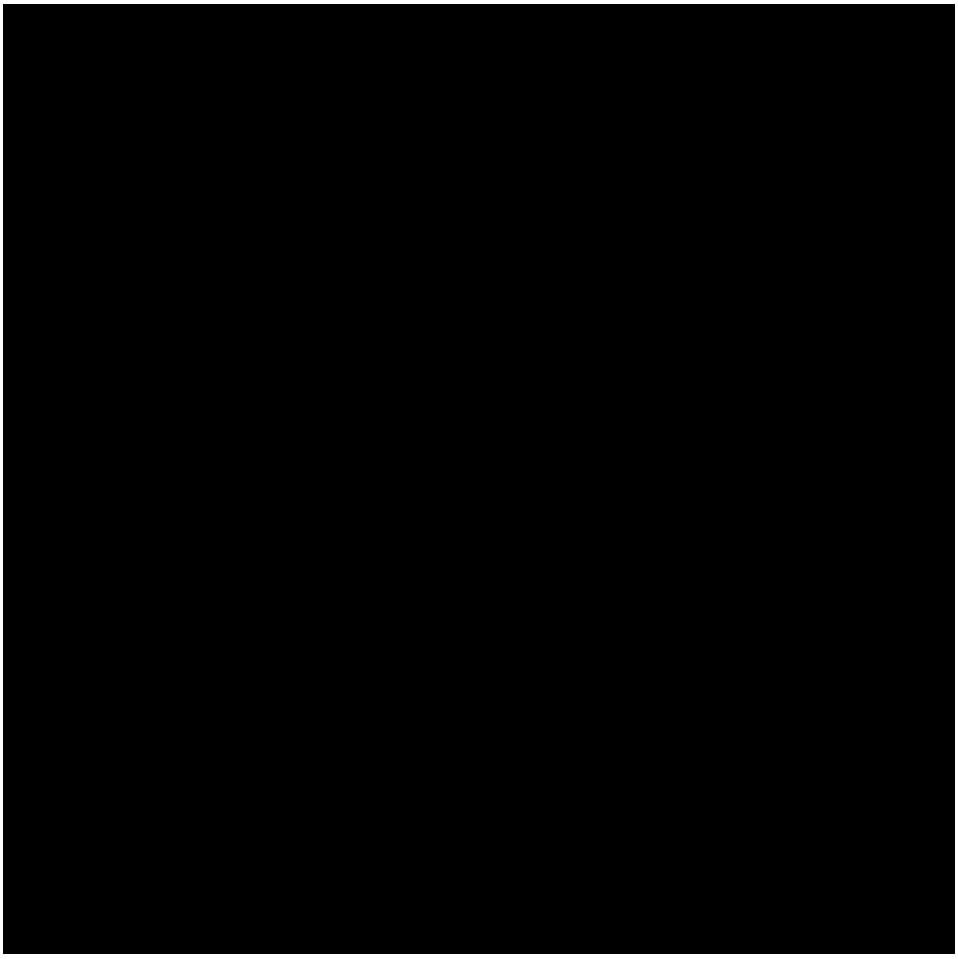


Figure 92: Agencement solaire, [redacted]

Toiture avec une inclinaison qui semble plate.

Production d'environ 173 kWp avec 384 panneaux.

Important : Actuellement, le [redacted] (connecté sur [redacted] n'est pas desservi par la ligne visée par le microréseau [redacted] Avec sa grande contribution solaire possible, il faudrait évaluer les coûts réseau liés au changement de son point d'alimentation pour faire partie du périmètre et de la ligne visée par le microréseau.

2. [redacted]

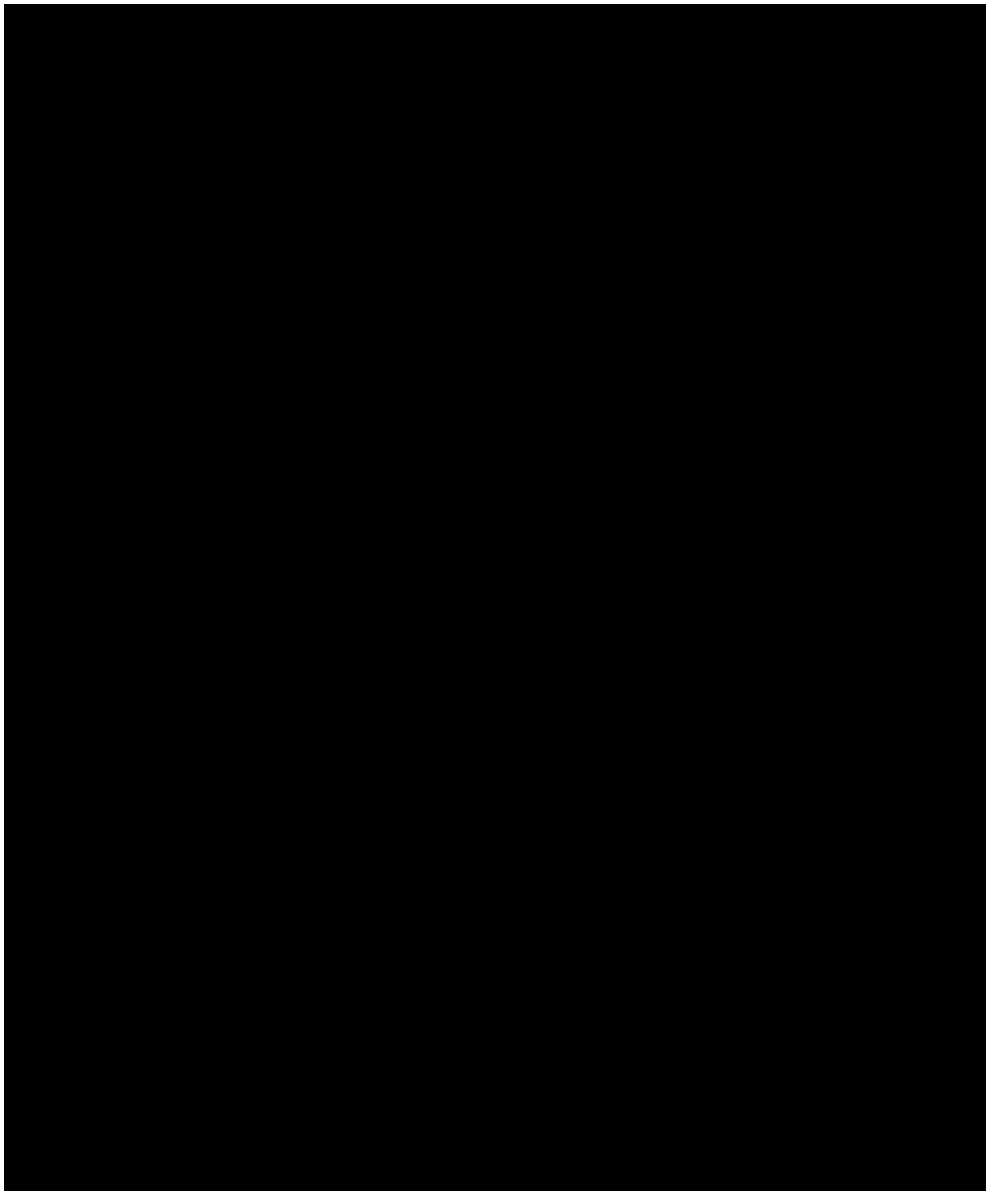


Figure 93: Agencement solaire, [redacted]

Six sections de toiture avec une inclinaison qui semble plate

Production d'environ 103 kWp avec 228 panneaux.

3. [redacted]



Figure 94: Agencement solaire, [redacted]

Une section de toiture avec une inclinaison qui semble plate. Présence d'arbres à proximité.

Production d'environ 26 kWp avec 58 panneaux

4. [redacted]

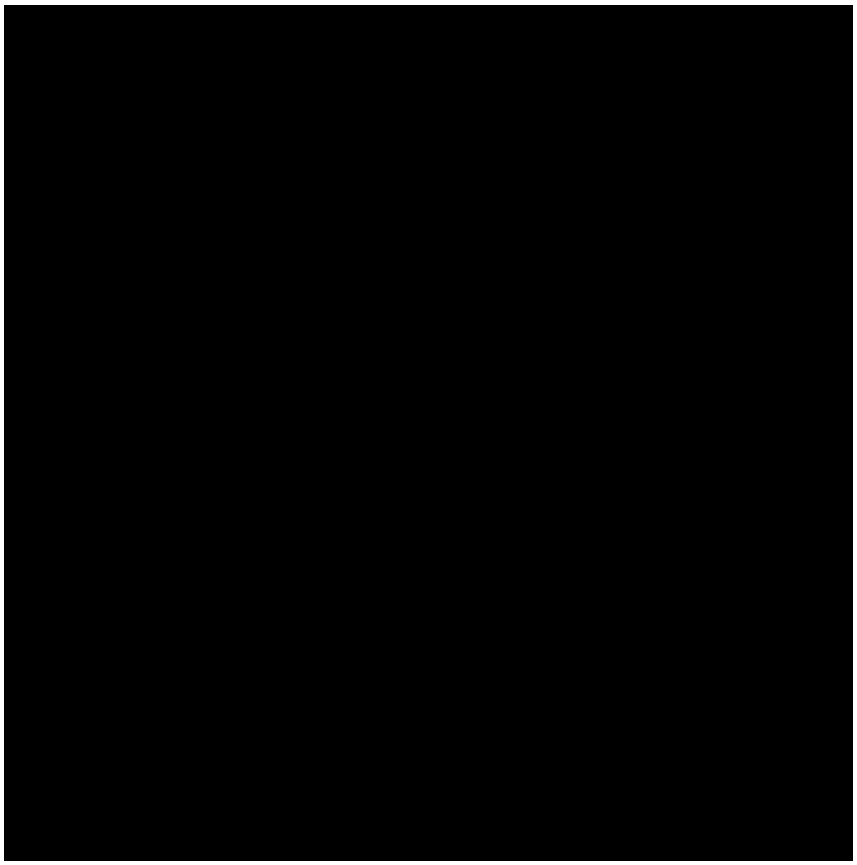


Figure 95: Agencement solaire, [redacted]

Une section de toiture avec une inclinaison qui semble plate.

Production d'environ 10 kWp avec 23 panneaux.

Important : Actuellement, le bâtiment de station essence [redacted] (connecté sur [redacted]) n'est pas desservi par la ligne visée par le microréseau [redacted]. Une modification au raccordement du bâtiment serait donc à faire si on souhaite intégrer cette production solaire au périmètre.

Production estimée	
Bâtiments	**kWp**
1. [redacted]	**173**
2. [redacted]	**103**
3. [redacted]	**26**
4. [redacted]	**10**
Production totale	**312**

Tableau 26: Production solaire estimée, [redacted]

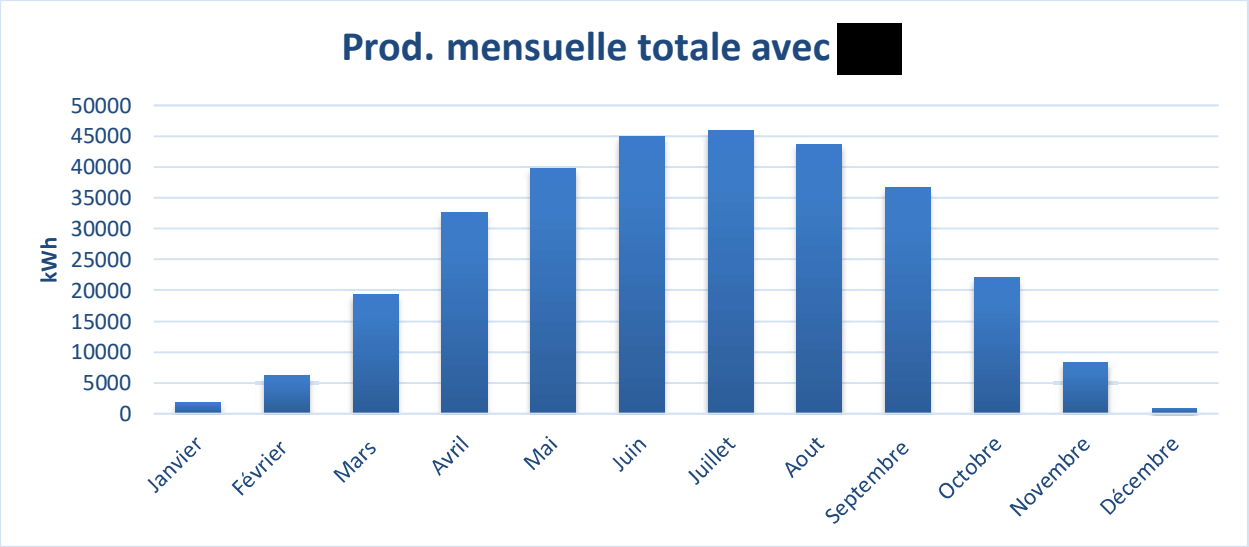


Figure 96: Production solaire mensuelle, [redacted]

9.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges

Le graphique qui suite montre la charge du périmètre, ainsi que la production solaire estimée sur la même échelle de temps :

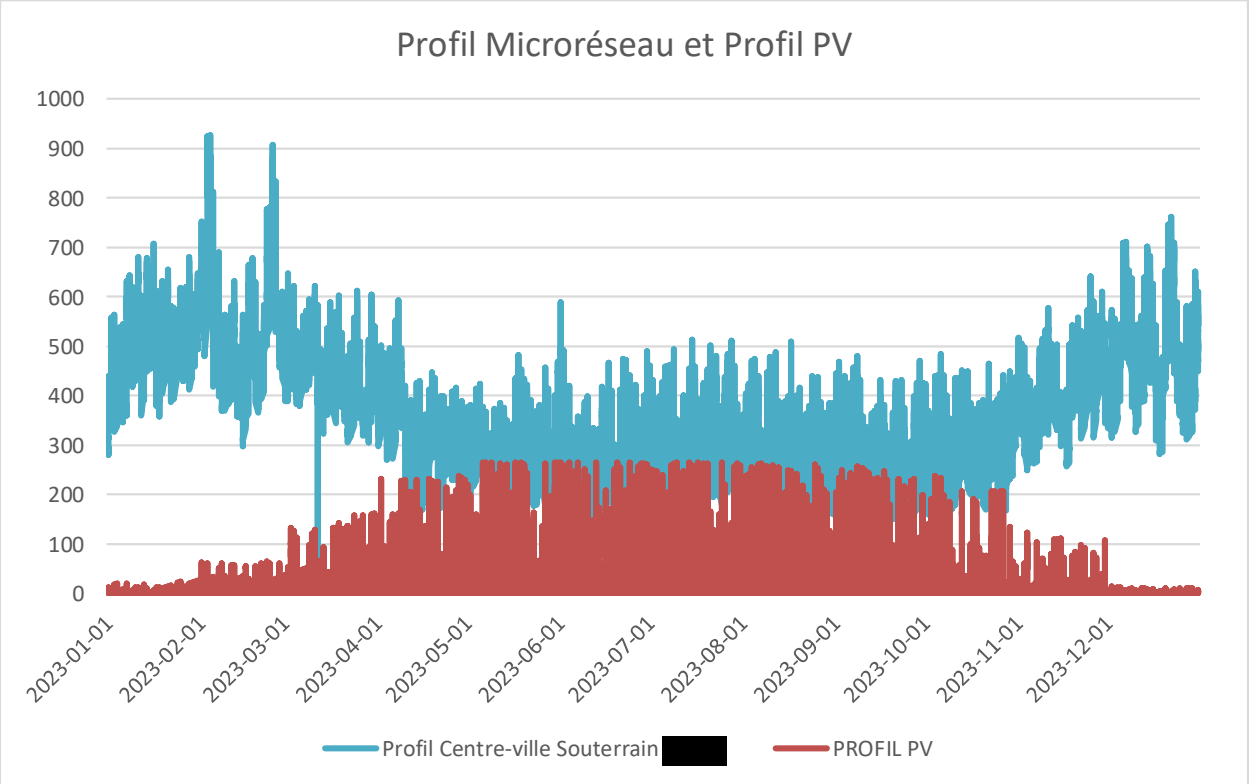


Figure 97: Profil de charge et production solaire, [redacted]

Le profil net est donc calculé en soustrayant la production solaire à la charge initiale et est présenté ici :

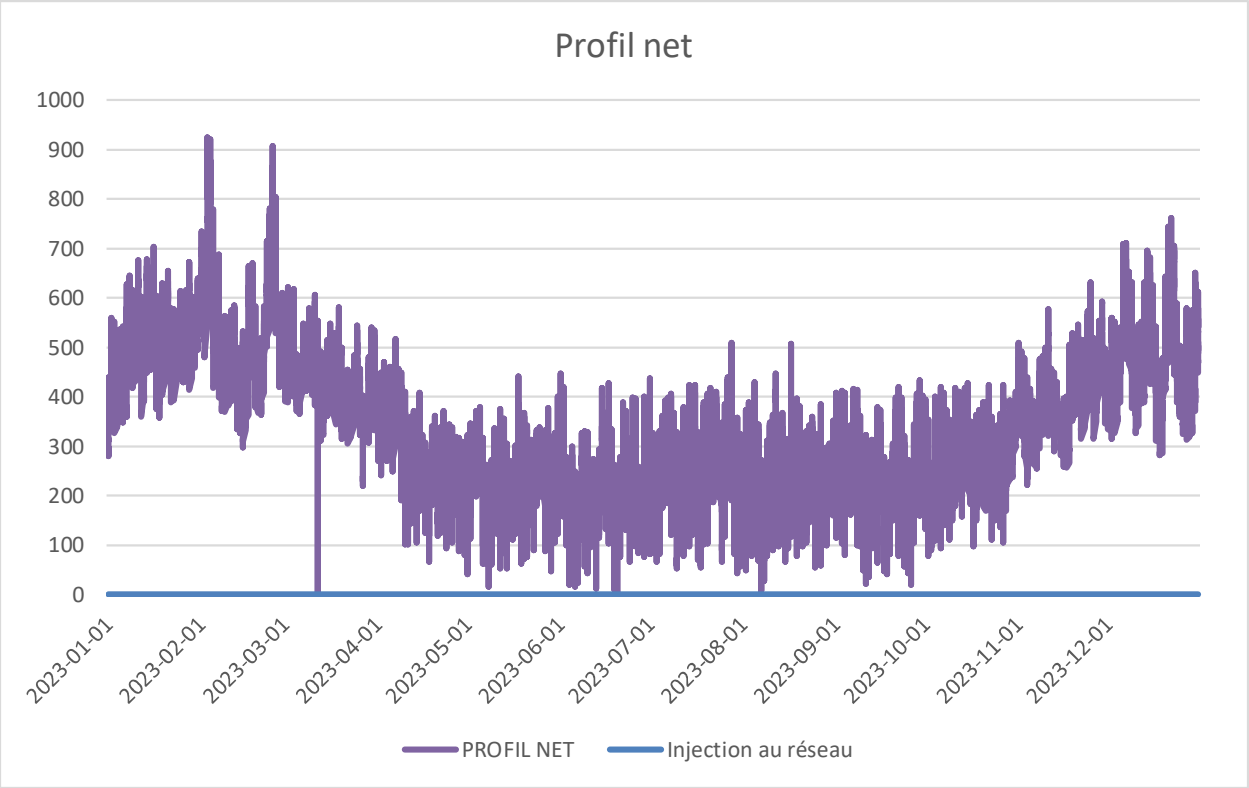


Figure 98: Profil net, [redacted]

On voit donc qu'avec la production solaire estimée, il y a très peu, voir aucun, retour d'énergie vers le réseau principal. On remarque que la pointe n'est pas impactée par la production solaire, car elle doit survenir à un moment où il y a très peu d'ensolleillement.

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]
1	31	368 344	495	703
2	28	358 902	534	925
3	31	320 519	431	622
4	30	199 437	277	518
5	31	168 613	227	442
6	30	152 014	211	447
7	31	178 040	239	509
8	31	161 514	217	507
9	30	155 213	216	434
10	31	190 609	256	426
11	30	286 778	398	631
12	31	362 143	487	761
TOTAL	365	2 902 126		6 923

Tableau 27: Consommation nette mensuelle, [redacted]

Le tableau suivant montre l'impact du solaire sur le bilan mensuel de la consommation du microréseau, mais on voit rapidement que le solaire n'a pas un impact significatif sur les capacités d'îlotage du microréseau.

Mois	Nombre de jour	Économie profil microréseau [kWh]	Injection Réseau HQ (surplus) [kWh]	Nombre d'heure où le solaire couvre 100%
1	31	1 790	-	0
2	28	6 124	-	0
3	31	19 247	-	0
4	30	32 405	-	0
5	31	39 564	-	0
6	30	44 718	-	0
7	31	45 585	-	0
8	31	43 353	-	0
9	30	36 444	-	0
10	31	21 896	-	0
11	30	8 255	-	0
12	31	915	-	0
Total		300 297	-	-

Tableau 28: Utilisation de l'énergie solaire, [redacted]

9.9 Solution mobile et ses avantages

Tel présenté précédemment, la situation au niveau de la qualité de service pour le centre-ville de [redacted] n'est pas aussi précaire que pour les localisations plus loin sur la ligne et suite aux travaux réseau à venir, la situation devrait être partiellement réglée. Il pourrait donc être judicieux d'opter pour une solution mobile et temporaire, principalement au niveau de la génératrice, afin de répondre aux besoins à court terme, et de pouvoir utiliser ces actifs pour un autre site à moyen terme.

9.10 Dimensionnement global

Tel que présenté à la section 6, le dimensionnement global pour chaque secteur est étudié sous 2 propositions. La 1ère est si on opte pour une solution sans génératrice fixe. C'est-à-dire que la résilience sera de courte du durée (6 heures ou moins) et que la batterie doit assurer la stabilité du réseau en mode îloté. Une génératrice pourrait être mobilisée pour offrir de la résilience supplémentaire, mais elle n'est pas prise en compte dans le dimensionnement au niveau de la puissance du convertisseur de la batterie requis. La 2e proposition vise une solution avec une génératrice sur place, où il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le système de stockage puisque la génératrice pourra offrir, en tout temps, le courant de court-circuit nécessaire.

Résilience courte durée (génératrice mobile)

	Batterie		Production solaire	Durée d'îlotage en pointe	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 568 panneaux // 0,312 MW	**Hiver** Pointe de 926 kW	**Été (1er mai au 31 septembre)** Pointe de 590 kW
0,926 MW	3 MW	6 MWh	300 MWh annuel	6 heures	12 heures

Tableau 29: Dimensionnement préliminaire (courte durée), [redacted]

Résilience longue durée (génératrice fixe)					
	Batterie		Production solaire	Durée d'îlotage en pointe	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** Puisque la génératrice couvre le courant de court-circuit, on dimensionne seulement en puissance	**Énergie** On dimensionne la batterie pour offrir 4h de pleine puissance lors de l'écrêtage	**Puissance installée** 568 panneaux // 0,312 MW	**Hiver** Pointe de 926 kW	**Été** Pointe de 590 kW
0,926 MW	1 MW	4 MWh	300 MWh annuel	N/A	N/A
Génératrice : 1 MW					

Tableau 30: Dimensionnement préliminaire (longue durée), [redacted]

9.11 Estimation des coûts

Le tableau ci-dessous résume les couts totaux d'un déploiement de microréseau à [redacted] selon les hypothèses mentionnées précédemment. Ces couts ne reflètent pas les revenus pouvant être engendrés selon les différentes parties prenantes. Se référer aux Livrables – Montages Financiers Préliminaires du Lot 5 pour plus de détails.

Quelques hypothèses de travail :

- Système de Stockage d'énergie :3MW/6MWh.
- Génératrice inclue dans les couts du projet.
- Production solaire uniquement derrière le compteur.

Les tableaux qui suivent présentent le résultat global du montage financier en deux cas, selon si on prend les coûts estimés du marché pour le système de stockage, ou si on prend les coûts du système de stockage EVLO.

Tableau 31: Coûts estimés pour le microréseau de [redacted] (SSE = EVLO)

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	17%
	Invest.	Tiers	8 938 846	10 031 184	75%
	Invest.	Client	997 000	1 118 835	8%
		Subtotal	**11 945 799**	**13 405 591**	**100%**
	Charges	HQ	42 044	72 841	1%
	Charges	Tiers	3 148 526	5 542 720	97%
	Charges	Client	67 803	119 509	2%
		Subtotal	**3 258 372**	**5 735 071**	**100%**
	Total	HQ	2 051 996	2 328 413	*12%*
	Total	Tiers	12 087 372	15 573 904	*81%*
	Total	Client	1 064 804	1 238 345	*6%*
		Total	**15 204 172**	**19 140 662**	**100%**

Tableau 32: Coûts estimés pour le microréseau de [redacted] (SSE = Autres Fournisseurs)

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	20%
	Invest.	Tiers	7 160 736	8 035 787	70%
	Invest.	Client	997 000	1 118 835	10%
		Subtotal	**10 167 689**	**11 410 193**	**100%**
	Charges	HQ	42 044	72 841	1%
	Charges	Tiers	3 148 526	5 542 720	97%
	Charges	Client	67 803	119 509	2%
		Subtotal	**3 258 372**	**5 735 071**	**100%**
	Total	HQ	2 051 996	2 328 413	*14%*
	Total	Tiers	10 309 262	13 578 507	*79%*
	Total	Client	1 064 804	1 238 345	*7%*
		Total	**13 426 061**	**17 145 264**	**100%**

Les coûts totaux de projet pour le secteur de [redacted] s'élèvent donc à environ 15M$.

9.12 Impact du dimensionnement sur la qualité de service

Tel qu'indiqué, le dimensionnement sans génératrice proposé a été fait afin d'offrir 6 heures d'autonomie, en tout temps. Si l'on applique cette résilience, sans génératrice, aux 5 dernières années, un nouveau calcul du CHI et du IC est fait, qui aurait été le CHI ou l'IC ressenti **si un microréseau (sans génératrice) avait été déployé à [redacted] durant cette période.** Il permet de réduire en partie ou en totalité la durée des pannes qui ont une origine provenant de l'extérieur du périmètre électrique du microréseau. Autrement dit, une panne provenant de l'intérieur du microréseau ne pourra être réduite.

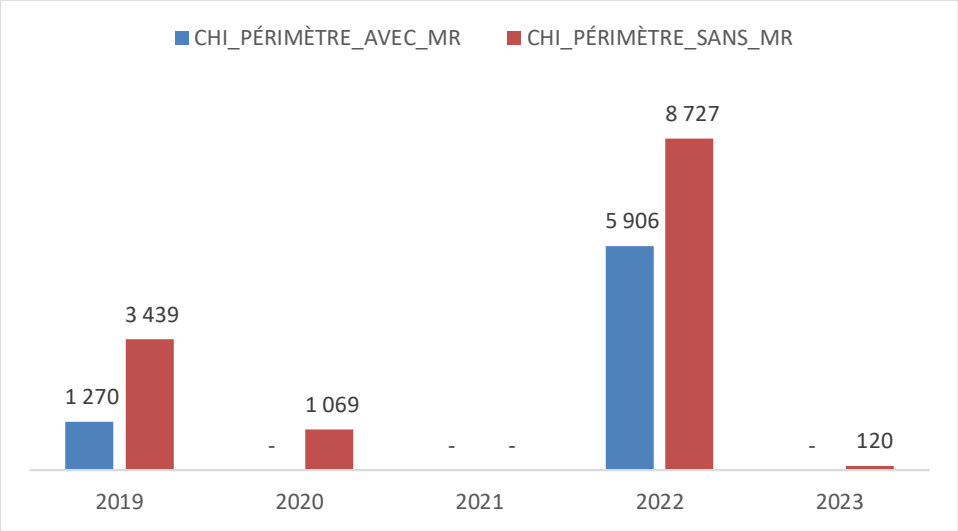


Figure 99: Impact du microréseau sur le CHI, [redacted]

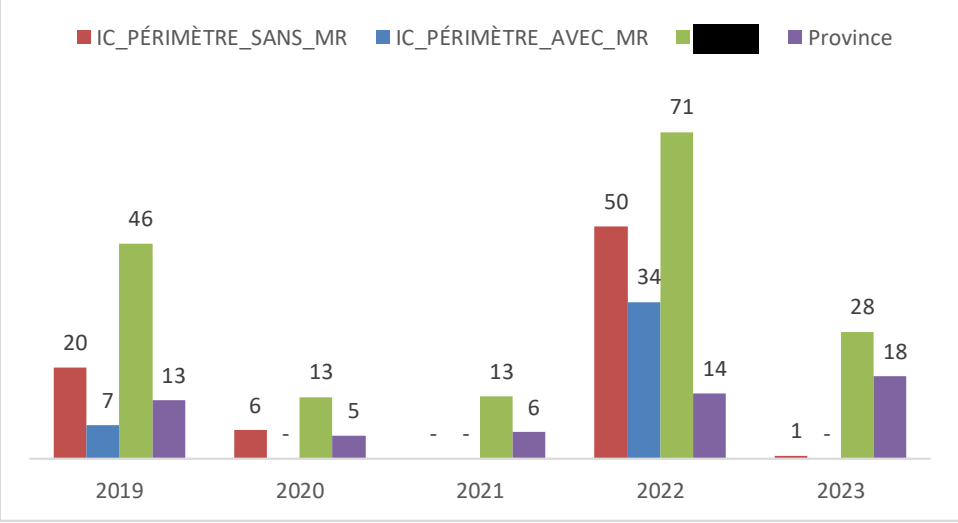


Figure 100: Comparaison du IC, [redacted]

L'étude démontre que l'impact d'un microréseau sans génératrice **est limité bien qu'il réduit l'IC de 46 % sur 5 ans** pour le site du microréseau. La raison vient du fait que ce secteur vit très peu d'interruptions au cours d'une année. De plus, il y a eu quelques occurrences de pannes de très longue durée au cours des dernières années, pannes pour lesquelles le microréseau sans génératrice offre une résilience limitée.

Le périmètre ciblé du microréseau à [redacted], soit le centre-ville avec le réseau enfoui et souterrain a vécu très peu de pannes en 2023 comparativement à [redacted] et à la province.

À ce périmètre ciblé, la solution avec microréseau d'une batterie couvrant les pannes de 5 minutes et plus pour un maximum de 6 heures permettrait de réduire l'IC, mais aurait un effet limité aux années 2020, 2021 et 2023. Soulevant des doutes sur une contribution plus significative dans les années à venir.

À la vue de ces résultats, on peut conclure qu'un périmètre plus loin du poste aurait pu avoir un impact plus intéressant sur la réduction du IC ressenti, mais il aurait été impossible d'y intégrer les bâtiments avec une vocation qui vise l'ensemble de la communauté (le périmètre serait loi re-ville).

Si on ajoute une génératrice au concept, l'ensemble des pannes pourrait être reprise par le microréseau et l'IC théorique serait évalué à 0 (en excluant les pannes de moins de 5 minutes).

9.13 Études électriques exploratoires

Plusieurs contraintes ont été soulevé dans les études exploratoires aussi bien du côté du distributeur que du côté du transporteur.

Pour le distributeur :

Le poste du microréseau serait très proche du poste. Cela amène quelques difficultés supplémentaires telles qu'un risque de retour vers le poste de l'énergie injecté sur le réseau de distribution par le microréseau ainsi que quelques limitations sur la façon d'exploiter les attaches interlignent. Pour ce dernier point, il faut comprendre que l'implantation d'un microréseau aussi près du poste, aura un impact et limitera les possibilités de transferts de certain bloque de charge vers d'autres lignes. Une autre solution pourrait être d'ouvrir le disjoncteur principal du poste du microréseau afin que celui-ci ne puisse en aucun cas injecter lors de ce type de transfert en situation particulière. Finalement, plusieurs modifications doivent être effectuées au réseau actuel afin de pouvoir déplacer certains clients du périmètre et assurer un seul point de coupure au microréseau,

De plus, avec plus de 1,2 MW total d'onduleurs, il sera requis d'avoir un système de conditionnement à l'absence de tension au départ de la ligne [redacted]

Si nous avons moins de 0,4 MW total d'onduleurs aucun enjeu de réenclenchent hors synchronisme n'est présent.

Selon le planificateur du territoire, la recharge des batteries à environ 2 MW en période hors pointe ne pose aucun enjeu.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration, en lien avec l'intégration du microréseau à [redacted] :

Le tableau suivant présente une synthèse des coûts budgétaires anticipés pour la réalisation de ces travaux :

Travaux requis [redacted]	Coûts (k$ 2024)
Transfert tronçon sud [redacted] sur SUT 283 : Triphaser 800m Biphaser 350m Modifications mineures aérien / souterrain	290
Ajout de quatre disjoncteurs d'isolation	430
Raccordement IGA en souterrain : Démantèlement alimentation aérienne Modification aux canalisations souterraines existantes Installation de nouvelles canalisations et PA Tirage de nouveaux câbles souterrains	480
Raccordement IGA en aérien : Déplacer interrupteur stratégique Biterner 150m Modifications mineures aérien	100*
Activités de mise en route de la centrale : Système de télésurveillance de la qualité de l'onde Mise en service UTAPPs Visites de mise en route Essais de validation et performance	550
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Coût total des modifications au réseau de distribution	**1880**

*Coûts non considérés dans le total

Délai de réalisation : 24 mois

Il est important de noter que l'annuité concernant les frais d'exploitation d'Hydro-Québec n'est pas incluse dans les estimés précédents

Le coût estimé devra être validé par la réalisation d'une étude d'intégration avec les données réelles de l'installation client afin d'établir précisément le profil de tension, la distribution des courants de défauts et les pertes sur le réseau de distribution. Les estimations précédentes ne nous engagent pas quant à la faisabilité du projet puisqu'aucune simulation ou étude de stabilité n'as été effectuée.

Comme dans d'autres secteurs, il est parfois difficile de circonscrire une zone de microréseau sans avoir certaines charges non désirées, selon le tableau des coûts de l'étude exploratoire, nous pouvons constater qu'il existe un raccordement aérien possible à plus faibles coûts. Cependant, ce changement occasionne une augmentation de charge totale du périmètre à 2,2 MVA ce qui n'est pas acceptable pour notre dimension des microréseaux. Pour [redacted], il a été possible de trouver une solution alternative plus coûteuse permettant de restreindre considérablement la charge du périmètre à 1,5 MVA. Si Hydro-Québec désire réellement

augmenter de façon considérable les microréseaux sur son réseau, il faudrait alors penser à développer des solutions afin de contrôler les charges présentes dans le périmètre des microréseau. La grappe compteur et la grappe HILO pourrait être des pistes de solutions pour ce type de problématique.

Pour le transporteur :

Il faut valider les cas d'exploitation de la ligne [redacted] en cas de contingence et de relève/transfert de bloc de charges par une autre ligne. Problématique de réenclenchent hors synchronisme si nous n'avons pas de moyen de vérifier l'absence de tension.

Pour étude de réseau :

Voir la note technique en Annexe.

9.14 Opportunités et recommandations

Compte-tenu que :

- le site a un score de 56% à la grille préliminaire et est classé 20e sur la liste de priorisation
- le site comprend très peu de bâtiments à vocation de résilience idéale
- [redacted]
- le faible taux de pannes vécues dans le périmètre visé en 2023
- les nombreuses interventions correctives déjà réalisées et à venir pour le secteur
- les défis techniques pour concevoir et reconfigurer le réseau avec un point de coupure

Il est recommandé, d'un point de vue technique, de ne pas prioriser le site de [redacted] pour un déploiement de microréseau.

Si toutefois le site était retenu pour des considérations autres que technique, il est recommandé de :

- Renommer le nom du projet pour éviter la confusion avec le but initial de « Microréseau pour la résilience communautaire », car il serait inéquitable d'employer ces termes étant donné que le secteur est déjà résilient, qu'il ne contribue pas à une résilience de bâtiments à vocations communautaires et que l'indice de défavorisation combiné tend à une favorisation (à contrario d'un milieu très défavorisé).

10 Secteur 4 : [redacted]

10.1 Périmètre îlotable

[redacted] est un village situé dans la MRC de Pontiac en Outaouais.



Figure 101: Localisation [redacted]

La solution **cœur de village** est privilégiée puisque la majorité des commerces et services se regroupent autour d'une rue principale. Le périmètre étudié comporte donc cette rue principale en plus d'une branche adjacente qui elle comporte une charge très faible.



Figure 102: Périmètre microréseau [redacted]

Puisque la zone îlotable se trouve entre un sectionneur existant et un nœud aérien, un seul point d'isolation est nécessaire pour créer le périmètre îlotable.

La localisation du poste proposée est arbitraire, et il faut prévoir un emplacement d'environ 40 mètres par 25 mètres.

Les données 2023 indiquent que le secteur est composé de 48 Transformateurs pour 186 compteurs dont 160 résidentiels et 22 commerciaux/institutionnels.

Ville	No. XFO	Nb. Compt	Phase	Date pointe 12 mois	Date pointe été
[redacted]	M2D6H	2	A	21-oct-23	22-juin-23
	W0H8H	7	A	04-févr-23	06-août-23
	H2M8H	8	A	04-févr-23	21-juin-23
	G9M4H	3	C	16-nov-23	06-juin-23
	D0S8Z	7	C	25-févr-23	21-juin-23
	X9X2X	4	C	02-févr-24	06-juil-23
	W0W6R	4	C	16-janv-23	17-août-23
	X9X2W	4	C	14-janv-23	04-juil-23
	H2M8K	8	C	25-févr-24	01-août-23
	K9C6H	9	A	17-janv-24	04-juil-23
	K2K9H	3	B	21-mars-24	01-août-23
	K9C6G	1	B	04-févr-23	21-juin-23
	S9X8R	1	B	20-févr-24	17-juil-23

[redacted]					
	W0H7H	9	B	04-févr-23	03-juil-23
	M2D5S	2	B	17-déc-23	28-juil-23
	S9X5C	7	B	04-févr-23	22-juin-23
	W0H7K	2	B	23-déc-23	22-juin-23
	G9M4K	1	ABC	19-avr-23	18-juin-23
	W0H8K	10	A	03-févr-23	24-juin-23
	X9Z3D	2	C	21-janv-24	05-juil-23
	M2D6K	10	A	04-févr-23	07-juin-23
	X2C5G	6	B	25-févr-24	27-août-23
	H2M1K	7	A	20-févr-24	26-août-23
	H2M8M	6	C	24-févr-23	30-juil-23
	K9Y4R	1	C	24-févr-24	21-août-23
	D4O0Z	1	C	12-févr-23	24-août-23
	E1A2Z	1	C	12-déc-23	31-août-23
	W0H8M	3	C	04-févr-23	28-août-23
	X2C5D	2	C	16-janv-23	26-juin-23
	M2D6M	1	C	03-mars-23	25-juin-23
	H2M1W	6	A	19-janv-24	17-juil-23
	D2O6R	5	B	18-févr-24	03-août-23
	K9C6K	7	A	06-févr-23	15-juil-23
	M9R1D	4	B	04-févr-23	25-juin-23
	K9C6M	4	B	22-janv-24	10-août-23
	G9M4R	2	A	05-août-23	05-août-23
	W0H7M	3	B	25-févr-23	28-juil-23
	G0E0Y	3	B	04-févr-23	07-juin-23
	M2D5W	4	B	26-avr-23	07-août-23
	W0H7R	2	B	09-janv-24	31-août-23
	D5O5G	2	C	18-févr-24	06-juil-23
	X9X3R	4	C	05-févr-23	10-juin-23
	W0G4N	1	C	21-oct-23	23-juin-23
	G0K7V	1	C	02-déc-23	09-juil-23
	M9D8Z	1	C	07-janv-23	06-août-23
	X0C7E	1	C	09-juil-23	09-juil-23
	E9X7O	1	C	09-juin-23	09-juin-23
	D2G9N	3	A	23-août-23	23-août-23
	48	**186**			

Tableau 33: Liste des transformateurs, microréseau [redacted]

10.2 Projets en cours ou à venir sur réseau

Cette région de l'Outaouais a une architecture particulière, puisque deux postes l'alimentent.

Le poste Waltham est alimenté par une centrale hydroélectrique. Le poste et la centrale appartiennent à un producteur privé, Evolugen. Ce type de branchement est très atypique et c'est le seul poste d'un producteur privé qui alimente des clients au Québec. Evolugen a eu une grande panne il y a peu de temps ce qui a affecté massivement le IC de la région. De plus, il a été très difficile de remettre le producteur privé sur le réseau après la panne bien que ce producteur est nécessaire pour reprendre la plupart des clients connectés au poste Waltham. Bien que le secteur

de Fort-Coulonge est alimenté par le poste Cadieux, celui-ci subit en partie les contrecoups occasionnés par le poste Waltham. De ce fait, il nous a été fortement recommandé de ne pas ajouter de nouvelles sources de productions électriques sur les réseaux Waltham et sur la ligne Cadieux 213.

Récemment une recommandation a été acceptée et signée afin de reconstruire le poste Cadieux et la construction d'un nouveau poste qui se nommera Fort-Coulonge. Le nouveau poste permettra de reprendre les lignes qui sont présentement connectées au poste Waltham et découplera notre dépendance au producteur privé Evolugen que nous avons actuellement. La reconstruction du poste Cadieux est prévue avec des transformateurs de plus grande capacité, venant aider la problématique de CLT actuelle et le risque de délestage.

Les nouveaux postes demanderont un remaniement des lignes de distribution et il pourrait y avoir du morcellement et un repartage des blocs de charges des lignes actuelles. L'objectif actuel est d'avoir une mise en service globale en 2030. Si, pour des raisons diverses, les deux projets ne peuvent être réalisés en même temps, il est prévu de prioriser la reconstruction de Cadieux et de suivre avec le nouveau poste Fort-Coulonge.

Avec une mise en route des projets réseau en 2030, notre période d'action optimale avec le microréseau est limitée. La reconfiguration du réseau de distribution dans ce secteur aura un effet bénéfique pour la région. Cependant, étant donné qu[redacted] est plus éloigné des nouveaux postes elle sera toujours une région plus à risque de panne. Avec le grand nombre de projets qui sera déclenché dans un horizon moyen terme, il nous est difficile de quantifier l'impact d'un microréseau après les travaux.

10.3 Analyse des clients

L'analyse des clients permet de catégoriser la clientèle selon la base de données [redacted]

L'objectif est d'illustrer la répartition des clients selon leur tarif, le type de client, le mode de chauffage principal et la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures.

Pour [redacted], le périmètre des clients considérés est celui présenté à la Figure 102.

10.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

Les figures ci-dessous présentent le profil de la clientèle du secteur visé pour [redacted]. Il y a 185 compteurs principalement affaires, commercial et résidentiel (2023).

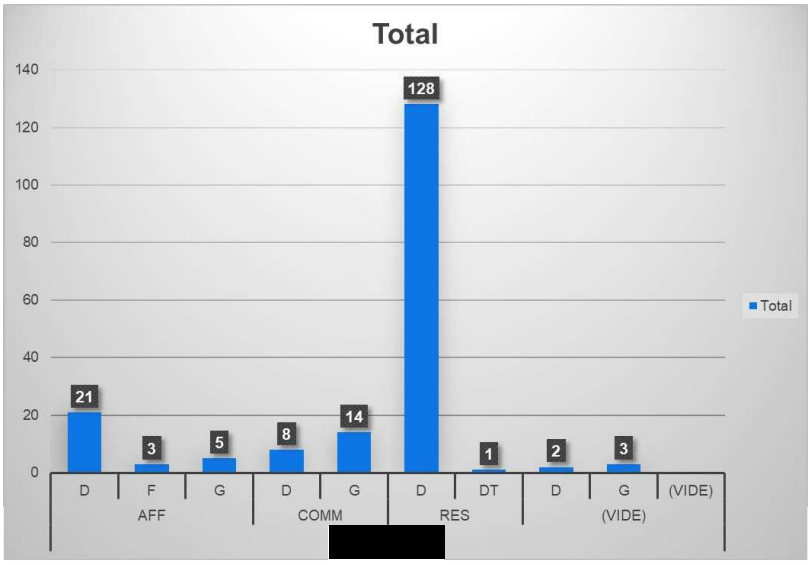


Figure 103: Types de tarifs, [redacted]

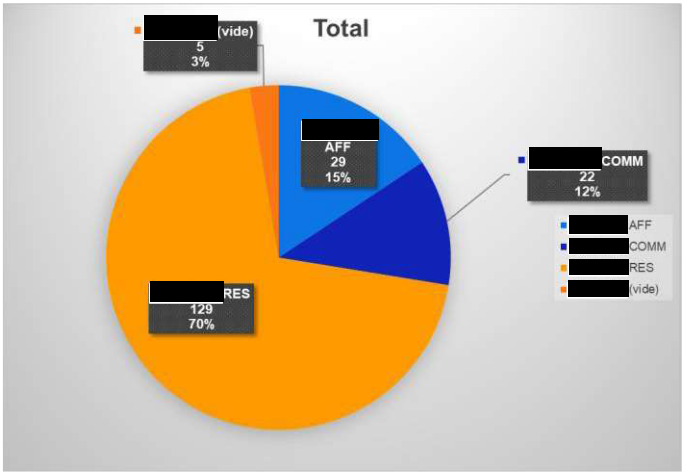


Figure 104: Types de clients, [redacted]

10.3.2 Mode de chauffage principal

La Figure 105 présente le type d'énergie principale utilisée pour le chauffage. Le « E » désigne l'électricité, tandis que le « A » désigne toute autre source. La source autre « A » peut être d'origine fossile ce qui peut à la fois supposer dans le contexte de la décarbonation qu'une électrification du chauffage principal est à prévoir, mais aussi que cette source ajoute une certaine résilience pour ces clients.

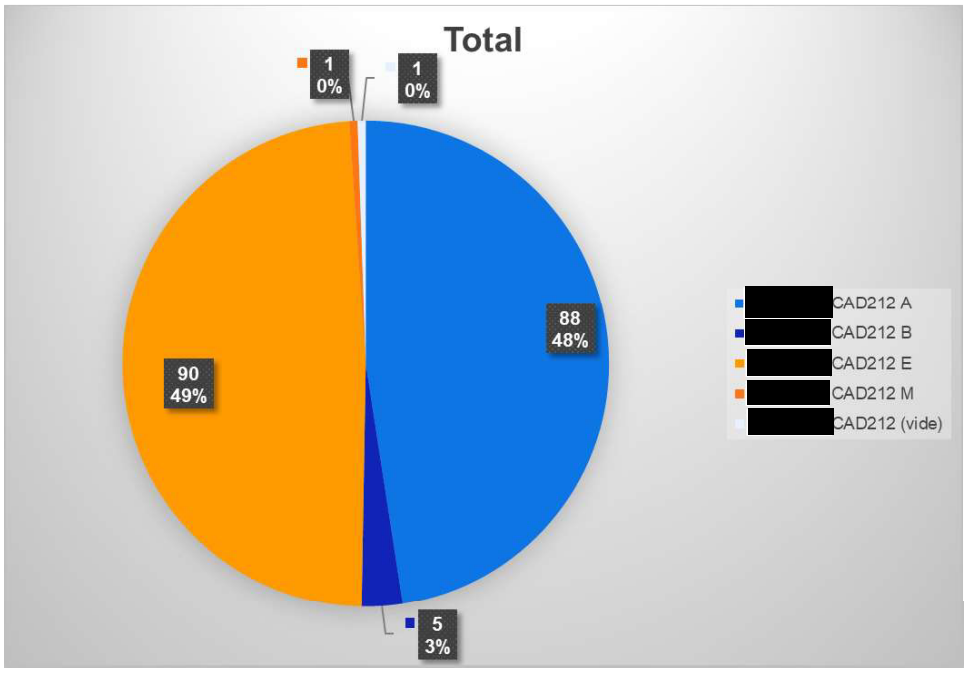


Figure 105: Type de chauffage principal, [redacted]

10.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures

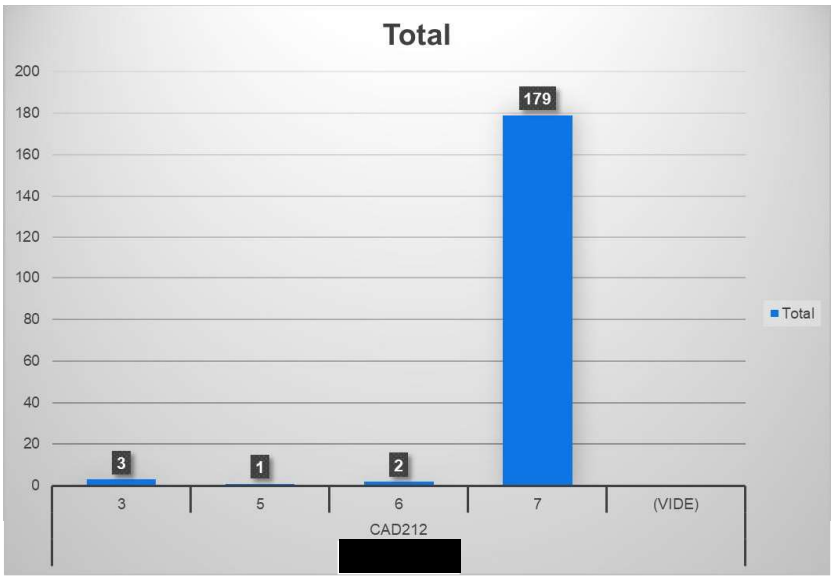


Figure 106: Nombre de clients par priorité de rétablissement, [redacted]

Il est possible de catégoriser les clients selon la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures. Il semble que cette catégorisation soit faite en fonction de la description SCIAN du client et ajusté par le Centre d'exploitation de distribution (CED). L'objectif ici est d'illustrer que des clients pourraient demeurer alimentés en cas de pannes du réseau par le microréseau. Ceux-ci pourraient être priorisés auprès des autres clients en cas de limitation de charge du microréseau.

Cela permet de montrer la valeur de résilience de certains bâtiments au sein du microréseau. Toutefois un discernement est à faire, car certaines descriptions de vocation de bâtiment ne semblent pas être prioritaires. Il y a donc un besoin de consulter les communautés pour entendre leur vision de résilience communautaire.

Par exemple, voici le tableau des vocations des bâtiments de priorité de rétablissement en cas de pannes majeures pour [redacted] classé 3, 5 et 6.

Descriptif SCIAN	*Priorité de rétablissement panne majeure*
Écoles primaires et secondaires	3
Écoles primaires et secondaires	3
Écoles primaires et secondaires	3
Stations-service avec dépanneurs ÉU	5
Clients résidentiels avec appareil de survie	6
HQ - Non identifié à la MEP_AFF	6

Tableau 34: Clients prioritaires, [redacted]

10.4 Analyses de charges

10.4.1 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre du centre-ville, incluant l'Église, la station-service, l'école et plusieurs commerces est présenté avec et sans les charges du secteur résidentiel sur les différentes courbes à la figure ci-dessous :

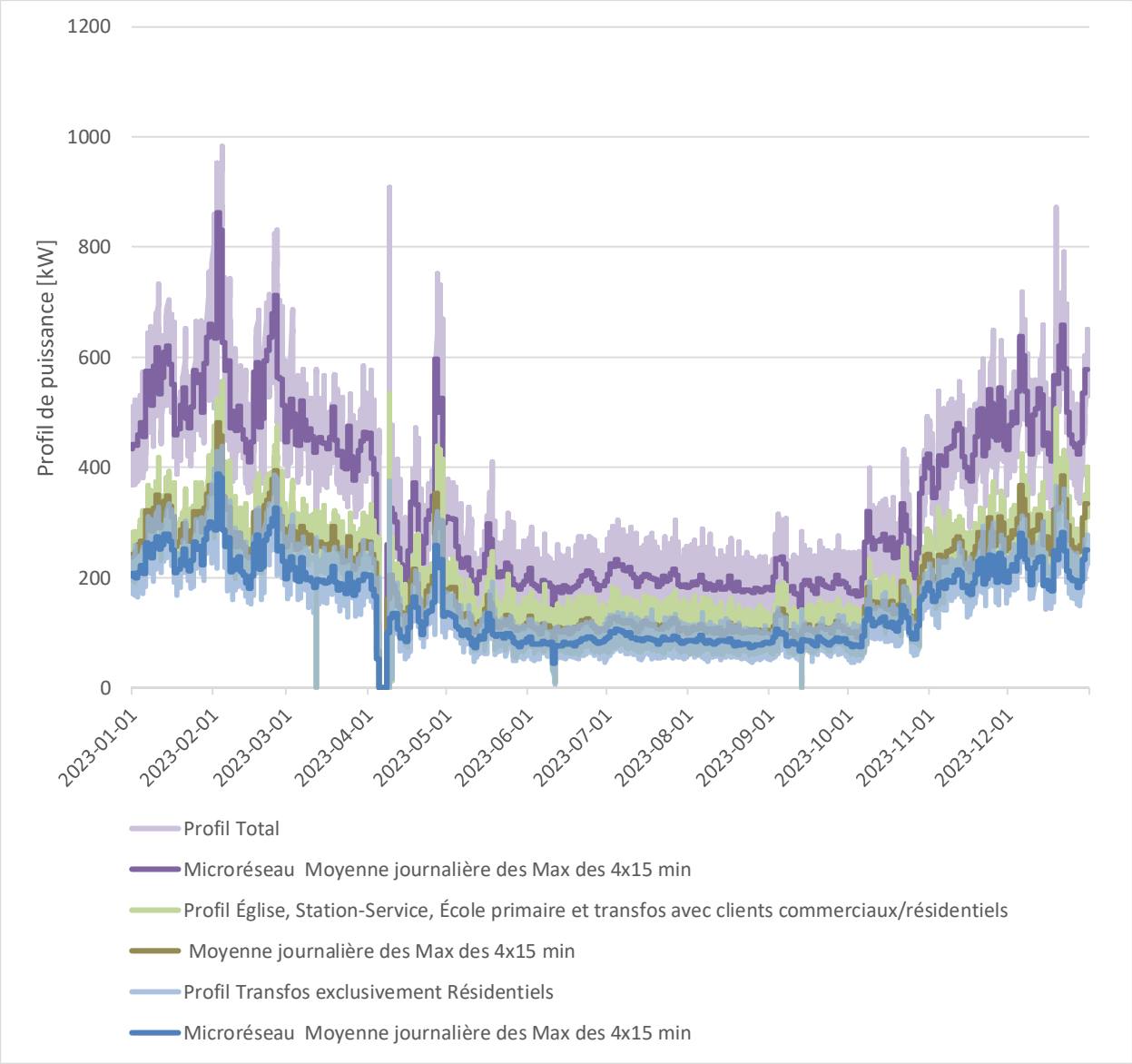


Figure 107: Profil de charge, [redacted]

Le profil de charge « bleu » est présenté au bas du graphique et correspond au profil des transformateurs ayant des clients résidentiels exclusivement.

Le profil « vert » comprend les bâtiments avec un potentiel de résilience, ainsi que la charge des transformateurs des petits commerces et résidences associées.

Près de la moitié des bâtiments ont un chauffage tout à l'électricité.

Le tableau qui suit présente la consommation mensuelle, pour le *profil total* :

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]	Date Pointe	Heure Pointe
1	31	397 934	535	759	2023-01-31	14:45
2	28	382 147	569	**983**	2023-02-04	02:30
3	31	334 172	449	687	2023-03-03	01:45
4	30	212 907	296	908	2023-04-09	15:00
5	31	168 172	226	409	2023-05-18	03:15
6	30	134 094	186	291	2023-06-02	12:30
7	31	151 244	203	304	2023-07-05	15:45
8	31	136 365	183	288	2023-08-06	16:00
9	30	137 192	191	316	2023-09-04	12:15
10	31	189 340	254	492	2023-10-31	16:00
11	30	318 771	443	648	2023-11-25	02:30
12	31	377 255	507	873	2023-12-19	08:45
TOTAL	365	2 939 590		6958		

Tableau 35: Consommation mensuelle, [redacted]

La majorité des compteurs sont au tarif D et les autres au G. Il serait possible d'abaisser la charge, en îlotage, lors de panne, en délestant des compteurs ou en implantant un contrôle des bâtiments avec une passerelle communicante avec le contrôleur du microréseau.

Le tableau suivant résume les pointes pour chacune des courbes de la Figure 107 :

Profil	Pointe 12 mois [kW]	Date	Pointe hivernale HQ (1er décembre au 31 mars) [kW]	Date	Pointe reste de l'année (Avril à novembre) [kW]	Date
Profil Église, Station-Service, École primaire et transfos avec clients commerciaux/résidentiels	556	2023-02-04	556	2023-02-04	533	2023-04-09
Profil Transfos exclusivement Résidentiels	438	2023-02-04	438	2023-02-04	375	2023-04-09

Profil Total	983	2023-02-04	983	2023-02-04	908	2023-04-09

Tableau 36: Puissance maximales appelées, [redacted]

10.4.2 Fréquences des appels de puissance

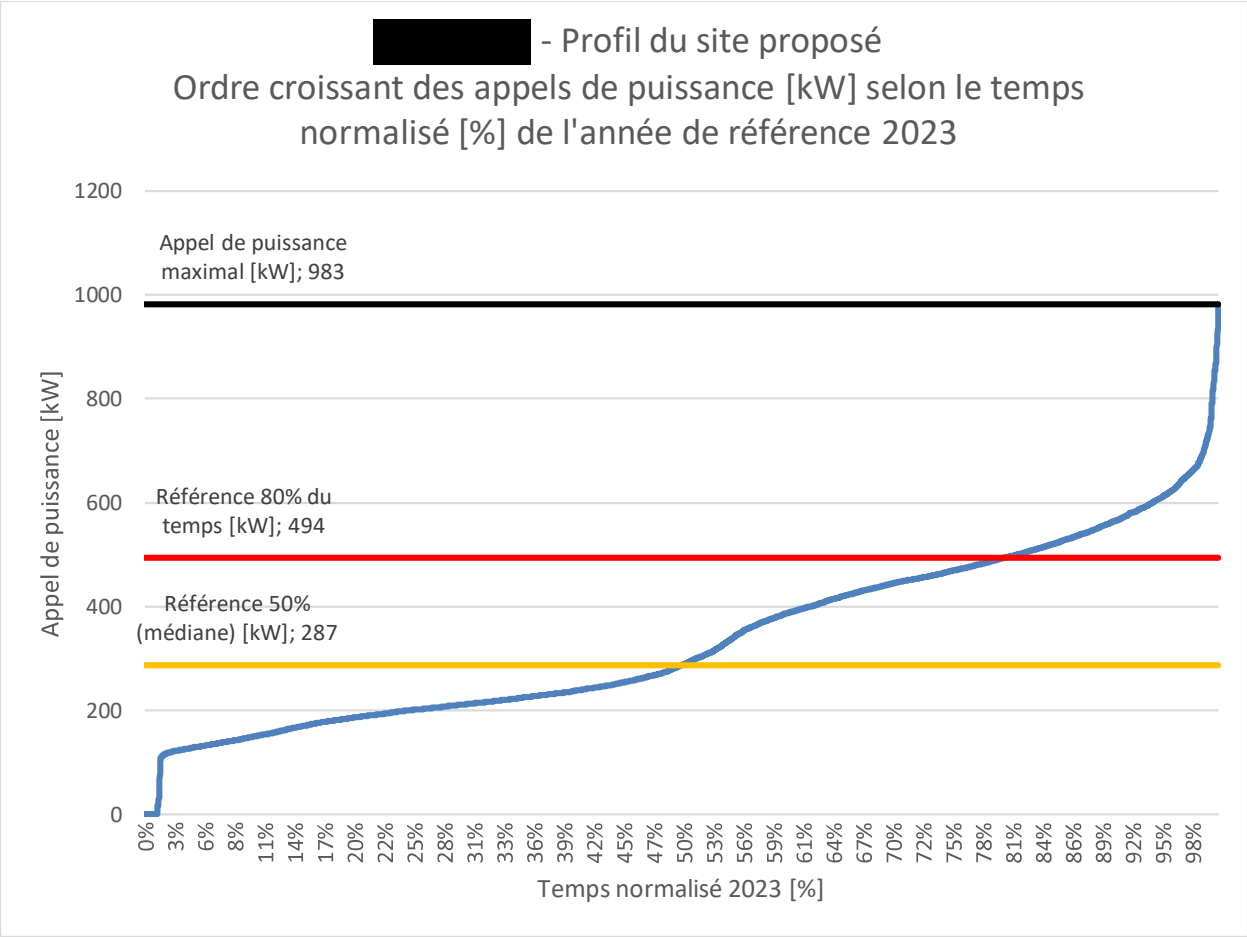


Figure 108: Fréquences des appels de puissance, [redacted]

Le graphique des appels de puissance selon le temps normalisé en 2023, classé par ordre croissant, met en lumière la fréquence des appels de puissance pour le secteur du microréseau étudié et le profil total. Il a été obtenu par l'ordonnancement en ordre croissant des appels de puissance du profil horaire du secteur du microréseau.

Il peut être observé que :

- 50% du temps, l'appel de puissance est soit au-dessous ou en dessous de 287 kW;
- 80% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 494 kW;
- L'appel de puissance maximal est de 983 kW et couvre 100% des appels de puissance.

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer une partie ou la totalité de la charge.

10.4.3 Puissance selon la température extérieure

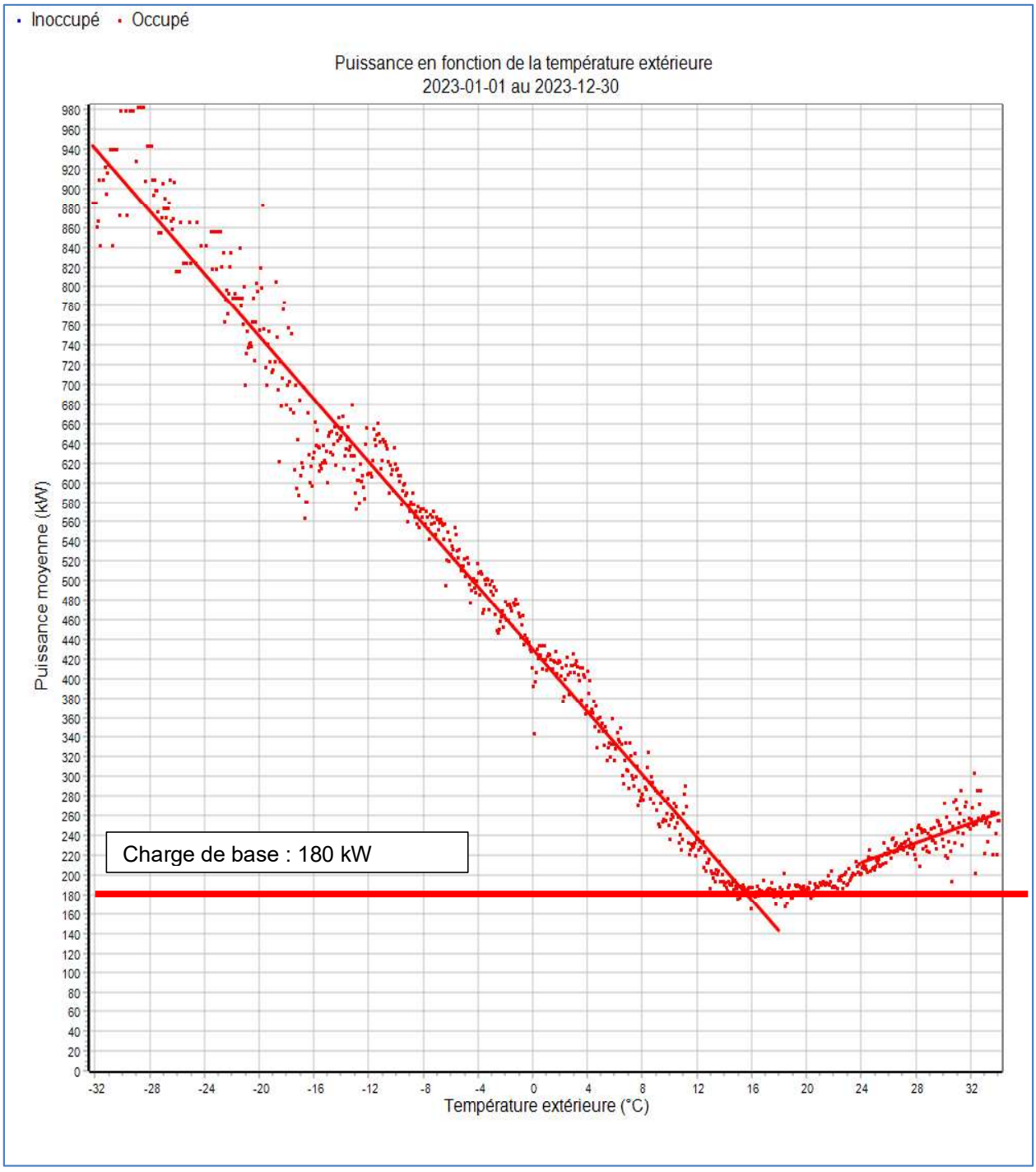


Figure 109: Régression linéaire, [redacted]

Le graphique de la puissance en fonction de la température extérieure a été obtenu par l'analyse du profil de charge consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Ottawa.

L'analyse et le graphique permettent d'illustrer la corrélation de la puissance en fonction de la température. On distingue deux tendances de droites pour évaluer la corrélation de la charge en chauffage et de la charge en climatisation. Une régression linéaire est appliquée et on dit qu'il y a corrélation idéale lorsque le coefficient R^2 est supérieur à 0,90.

Le tableau suivant présente les valeurs d'équation des courbes de tendances :

Courbes	M	B	R^2
Occupé Climatisation	4,94	93,96	0,46
Occupé Chauffage	-15,95	430,59	0,98

Tableau 37: Équations courbes de tendances, [redacted]

On observe donc que :

- La valeur R^2 de la courbe en climatisation est dispersée
- La valeur R^2 de la courbe en chauffage est fortement corrélée
- La charge de base se trouve à près de 180 kW

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer la charge de base pour optimiser le dimensionnement de la solution.

10.4.4 Répartition de la consommation d'énergie

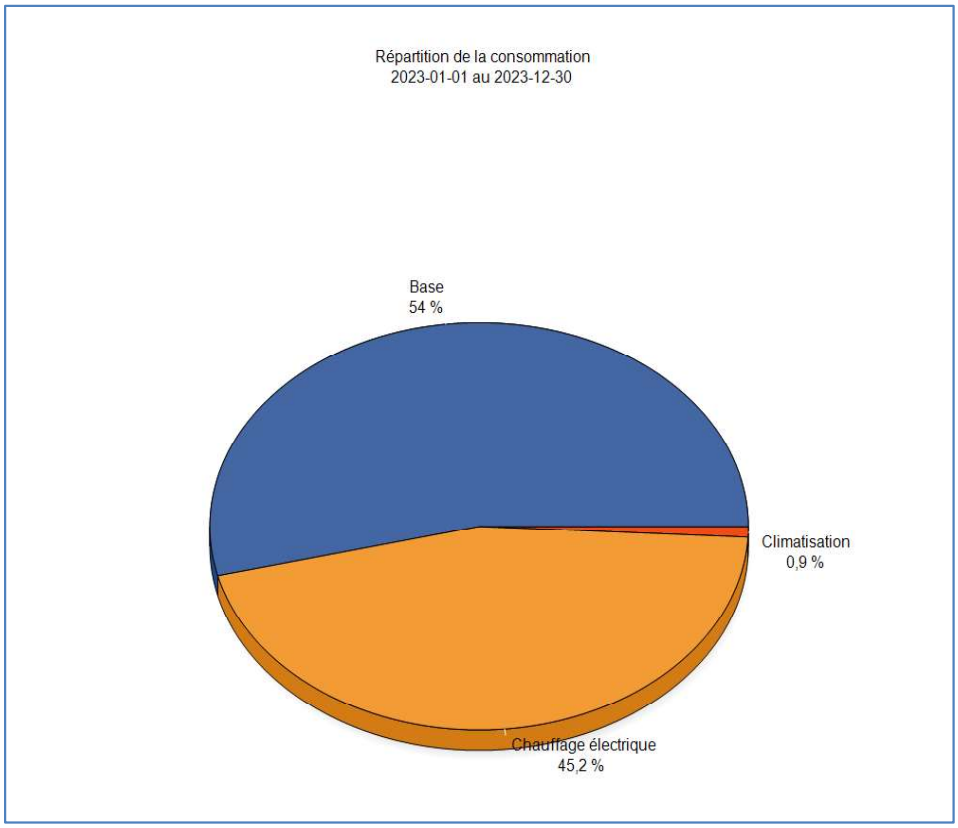


Figure 110: Répartition de la consommation d'énergie, [redacted]

Le graphique de la répartition de la consommation d'énergie a été obtenu par l'analyse du profil de charge MR total consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Ottawa.

D'après le graphique il est possible d'observer que la majorité de la consommation d'énergie est considérée comme de la base, viennent ensuite le chauffage électrique et la climatisation.

Afin d'approfondir le détail de la répartition de la consommation d'énergie, il serait pertinent de réaliser un bilan énergétique ASHREA niveau I des principaux bâtiments aux vocations et envergures d'intérêts.

Dans le cas d'[redacted], il serait judicieux d'approfondir les bâtiments suivants, qui ont une charge plus élevée que les autres :

- L'école primaire
- L'église

10.5 Analyses de pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en

transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est LAV_K9C6H.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

10.5.1 Fréquence des pannes

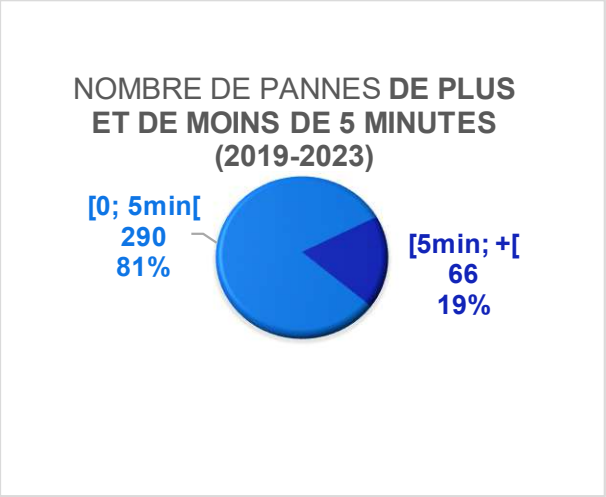


Figure 111: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 19% des pannes totales**.

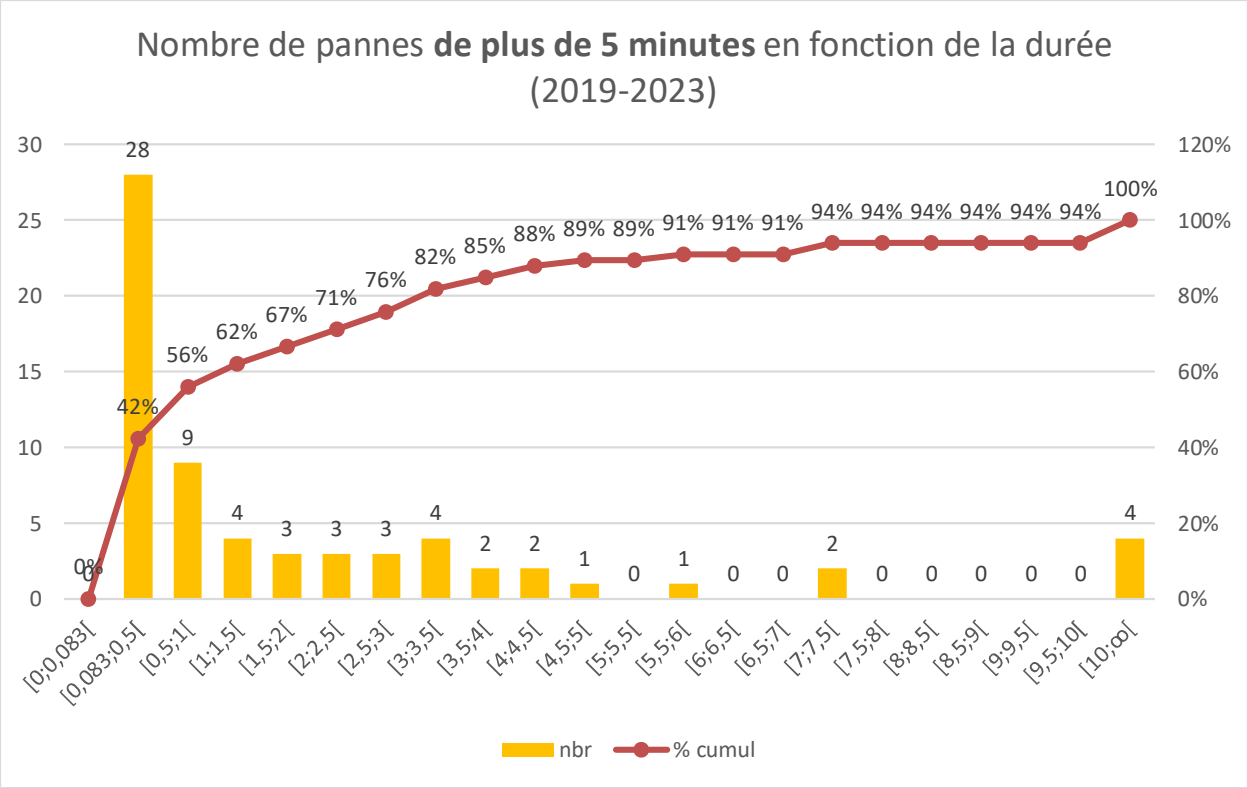


Figure 112: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 91% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires aurait capté 91% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

10.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

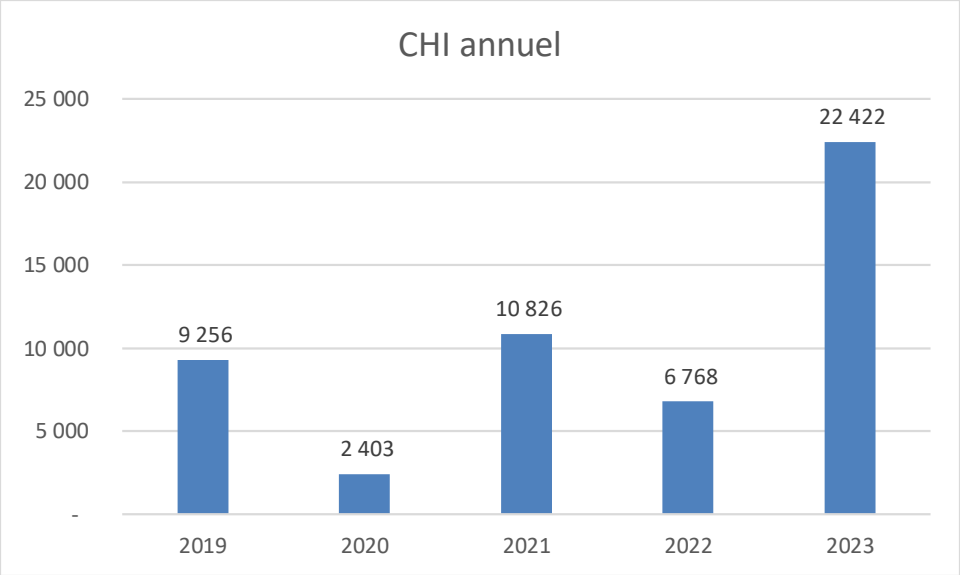


Figure 113: CHI sans microréseau, [redacted]

On observe que l'année 2023 a été grandement touché pour le secteur notamment en raison d'une interruption le 5 avril 2023 ayant durée près de 100 h en raison de la végétation.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

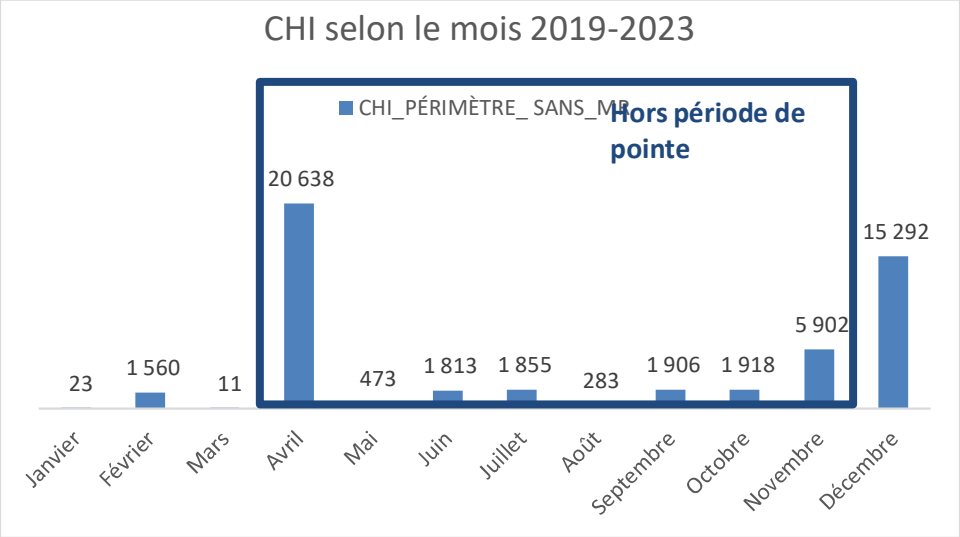


Figure 114: CHI selon le mois, [redacted]

On observe que les mois d'avril, novembre et décembre ont été les plus touchés en termes du CHI. 67% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

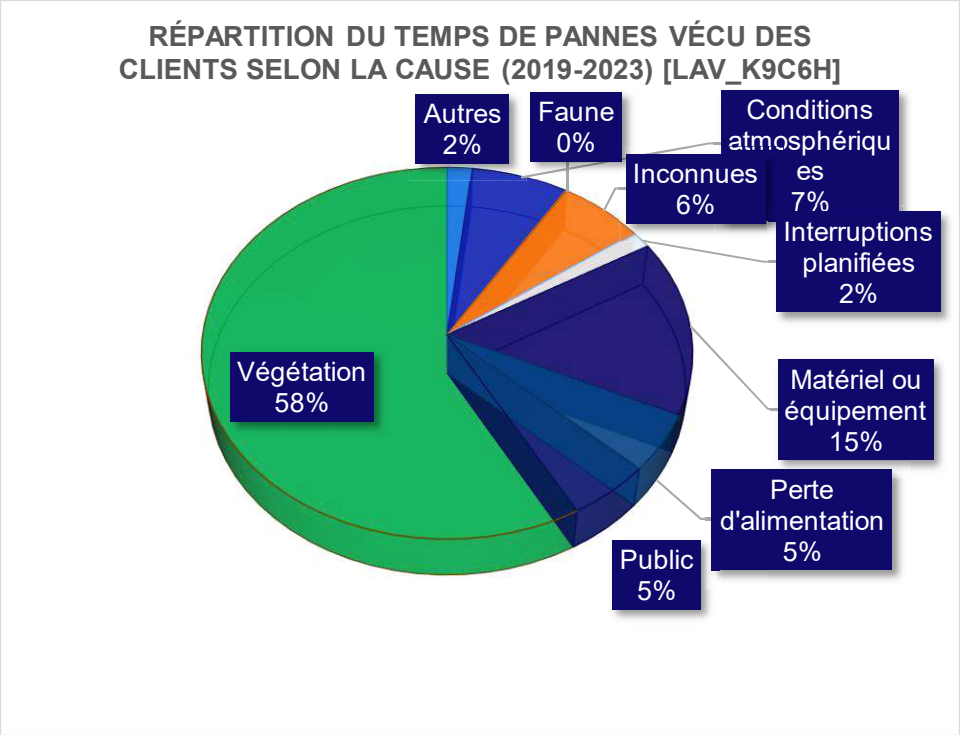


Figure 115: Cause des pannes, [redacted]

Les groupes de causes de Végétation, Matériel ou équipement et des Conditions atmosphériques représentent la majeure partie du temps de pannes vécu auprès des clients du secteur [redacted]

10.5.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur du cœur de village proposé pour [redacted] a une qualité de service légèrement meilleur que la municipalité à l'exception de 2020. L'IC du secteur demeure bien plus élevé que la province et on remarque une progression depuis 2020. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

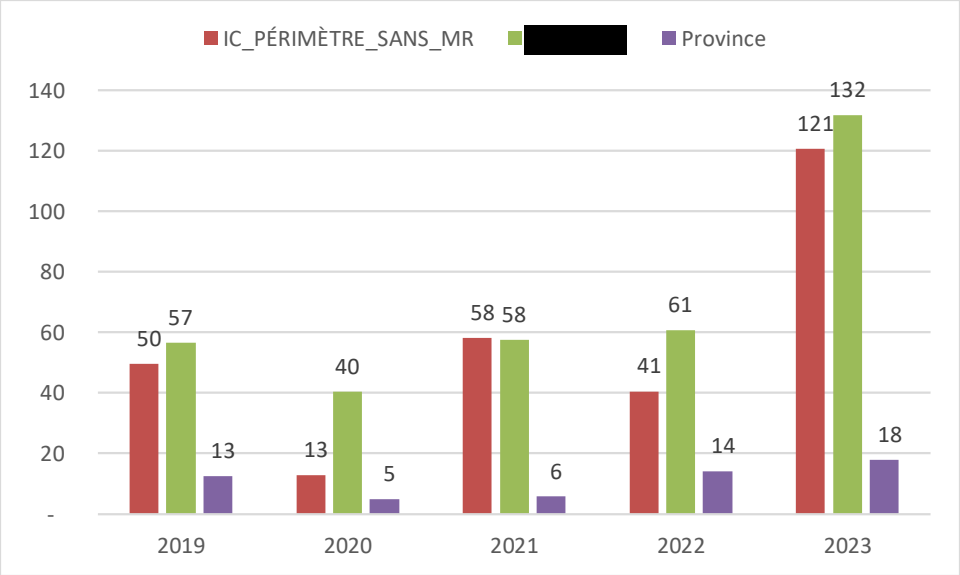


Figure 116: Comparaison du IC, [redacted]

10.5.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

10.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique

Une approche adaptée à la communauté sera établie pour évaluer le potentiel en efficacité énergétique. Cette évaluation pourra être approfondie lors de l'avant-projet. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

10.7 Potentiel de production solaire

Tel que mentionné à la section 6, l'évaluation du potentiel solaire est une évaluation très théorique et optimiste. La section qui suit présente donc les hypothèses de travail et les résultats obtenus pour le cas du périmètre choisi à [redacted]

10.7.1 Hypothèses de travail

- Peu de contraintes physiques ont été prises en compte
- Aucune visite n'a été effectuée
- Aucune contrainte électrique

10.7.2 Spécifications

- Panneau solaire utilisé : Canadian Solar CS3W-450MB (450W bifaciaux)
  Azimut : 180 degrés (Note : 180 degrés = plein sud)
  Angle : 30 degrés
  Espace entre rangées panneaux : 5 pieds
  Hauteur panneau : 6 pieds
  Arrangement : 3 X 1

- Facteur d'enneigement/glace affectant la performance de la production très approximatif
- Peu de facteur d'ombrage dû à l'encombrement (bâtiment, foret)
- Espacement entre panneaux très approximatif

Mois	%
Janvier	37
Février	25
Mars	16,7
Avril	8,1
Mai	2,4
Juin	1
Juillet	1
Aout	1
Septembre	1
Octobre	1,8
Novembre	10
Décembre	35,5

Tableau 38: Pertes dues à l'encrassement et à la neige, [redacted]

Aucun bâtiment avec une surface de toit avec un potentiel intéressant de production solaire n'a été repéré dans le périmètre. Nous proposons donc d'utiliser un concept de ferme solaire au sol. Ce type d'installation offre une meilleure flexibilité pour le design du système, notamment sur l'orientation et l'inclinaison des panneaux.

Des panneaux bifaciaux ont été utilisés afin de profiter de l'effet albédo sur la neige au sol.



Figure 117: Emplacement du parc solaire proposé, [redacted]

Le parc solaire proposé a une dimension d'environ 76 x 76m. Il est d'une puissance installée de 600 kWp grâce à ses 1335 panneaux.

Le productible mensuel simulé est présenté à la figure suivante :

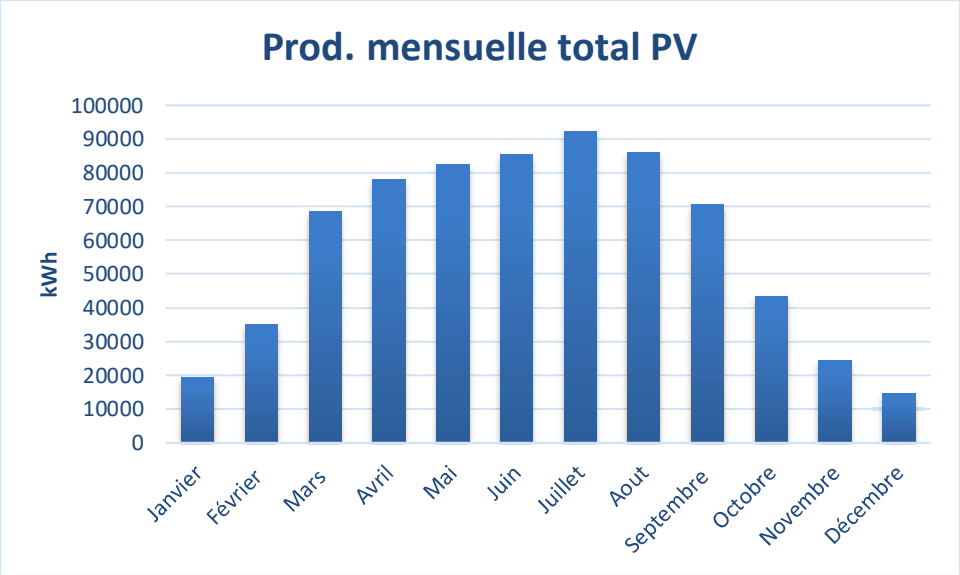


Figure 118: Production solaire mensuelle, [redacted]

La production estimée annuelle avoisine les 700MWh.

10.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges

Le graphique qui suite montre la charge du périmètre, ainsi que la production solaire estimée sur la même échelle de temps :

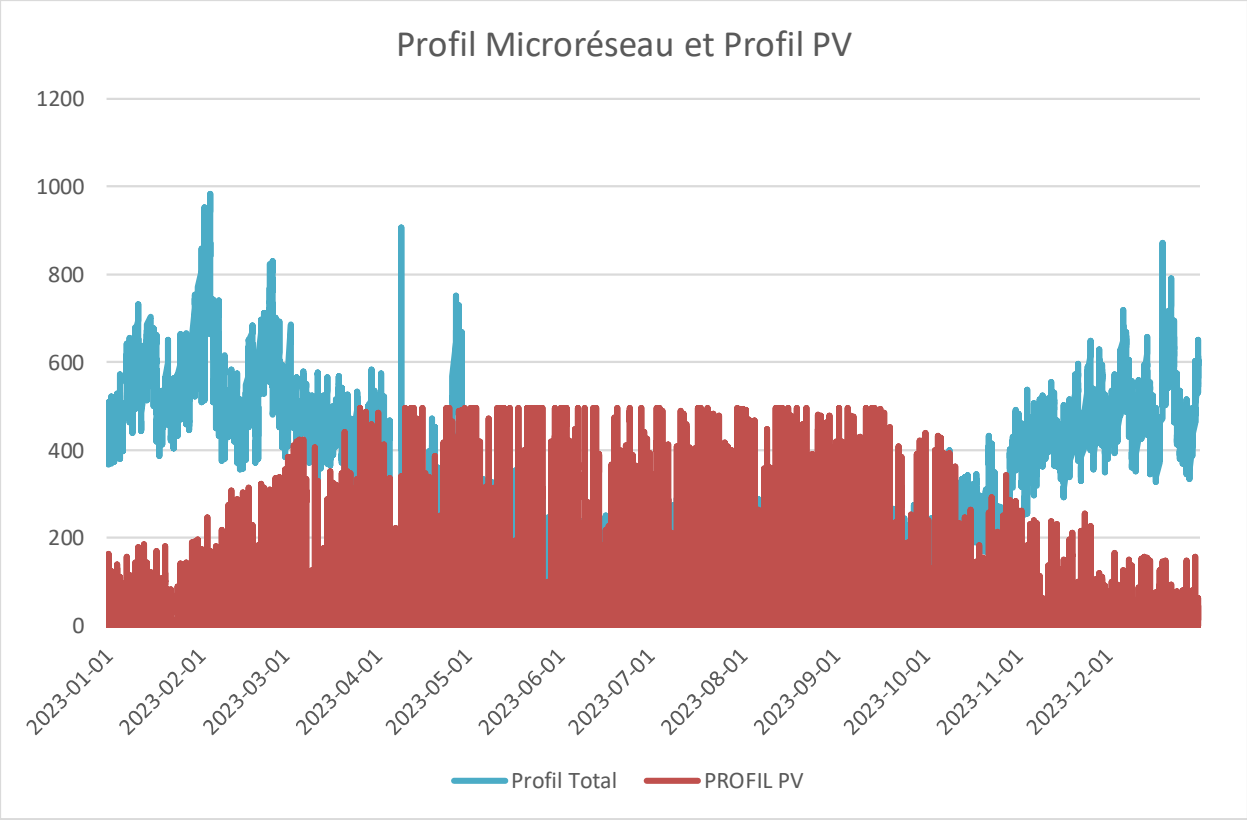


Figure 119: Profil de charge et production solaire, [redacted]

Le profil net est donc calculé en soustrayant la production solaire à la charge initiale et est présenté ici :

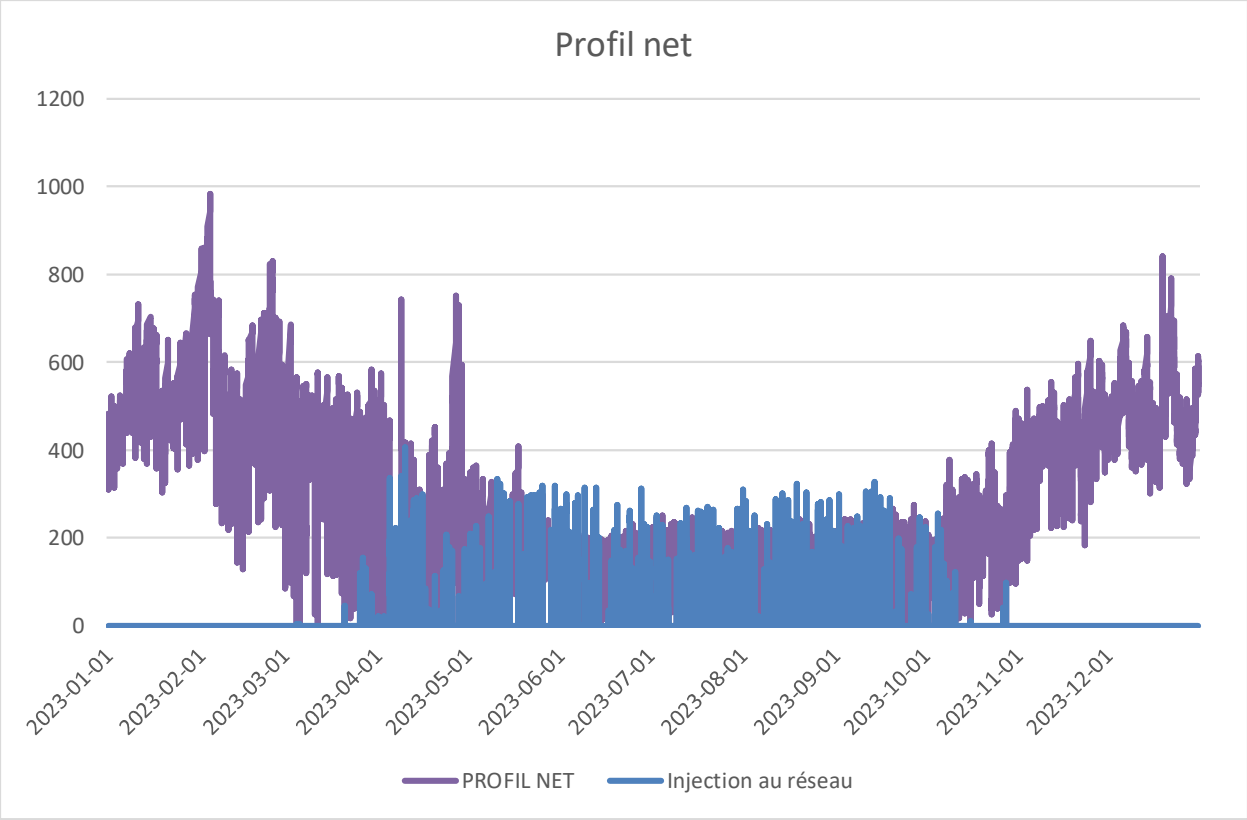


Figure 120: Profil net, [redacted]

On remarque qu'avec le parc de production solaire proposé, une portion de l'énergie produite ne sera pas consommée localement et sera réinjectée vers le réseau. En contrepartie, ça permet d'avoir un meilleur apport du solaire en termes de résilience. Le tableau qui suit présente donc la consommation mensuelle, sur le profil net. En comparant avec le Tableau 35 on peut voir que, principalement pour les mois d'été, la production solaire a un impact significatif sur la consommation en kWh sur le réseau ainsi qu'en puissance (mois d'été).

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]
1	31	378 734	509	754
2	28	347 193	517	983
3	31	267 255	359	687
4	30	154 294	214	751
5	31	111 010	149	409
6	30	73 736	102	231
7	31	82 668	111	250
8	31	77 334	104	242
9	30	87 756	122	276
10	31	151 061	203	488
11	30	294 531	409	648
12	31	362 676	487	841

TOTAL	365	2 388 249		6 560

Tableau 39: Consommation nette mensuelle, [redacted]

Économie d'énergie et de puissance du périmètre total avec la contribution du solaire :

Mois	Nombre de jour	Économie profil microréseau [kWh]	Injection Réseau HQ (surplus) [kWh]	Nombre d'heure où le solaire couvre 100%
1	31	19 200	-	0
2	28	34 954	-	0
3	31	66 917	1 567	23
4	30	58 612	19 362	160
5	31	57 161	25 325	163
6	30	60 357	24 998	183
7	31	68 576	23 766	180
8	31	59 031	26 988	172
9	30	49 436	21 238	152
10	31	38 278	5 190	49
11	30	24 240	-	0
12	31	14 580	-	0
Total		551 341	148 435	1 082

Tableau 40: Utilisation de l'énergie solaire, [redacted]

10.9 Dimensionnement global

Tel que présenté à la section 6, le dimensionnement global pour chaque secteur est étudié sous 2 propositions. La 1ère est si on opte pour une solution sans génératrice fixe. C'est-à-dire que la résilience sera de courte du durée (6 heures ou moins) et que la batterie doit assurer la stabilité du réseau en mode îloté. Une génératrice pourrait être mobilisée pour offrir de la résilience supplémentaire, mais elle n'est pas prise en compte dans le dimensionnement au niveau de la puissance du convertisseur de la batterie requis. La 2e proposition vise une solution avec une génératrice sur place, où il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le système de stockage puisque la génératrice pourra offrir, en tout temps, le courant de court-circuit nécessaire.

Résilience courte durée (génératrice mobile)					
	Batterie		Production solaire	Durée d'îlotage en pointe	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 1335 panneaux // 0,6 MW	**Hiver** Pointe de 983 kW	**Été (1er mai au 31 septembre)** Pointe de 590 kW
0,983 MW	3 MW	6,5 MWh	700 MWh annuel	6 heures	+ de 12 heures

Tableau 41: Dimensionnement préliminaire (courte durée), [redacted]

Résilience longue durée (génératrice fixe)

	Batterie		Production solaire	Durée d'îlotage en pointe	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** Puisque la génératrice couvre le courant de court-circuit, on dimensionne seulement en puissance	**Énergie** On dimensionne la batterie pour offrir 4h de pleine puissance lors de l'écrêtage	**Puissance installée** 1335 panneaux // 0,6 MW	**Hiver** Pointe de 926 kW	**Été** Pointe de 590 kW
0,983 MW	1 MW	4 MWh	700 MWh annuel	N/A	N/A
Génératrice : 1 MW					

Tableau 42: Dimensionnement préliminaire (longue durée), [redacted]

10.10 Estimation des coûts

Le tableau ci-dessous résume les couts totaux d'un déploiement de microréseau à [redacted] selon les hypothèses mentionnées précédemment. Ces couts ne reflètent pas les revenus pouvant être engendrés selon les différentes parties prenantes. Se référer aux Livrables – Montages Financiers Préliminaires du Lot 5 pour plus de détails.

Quelques hypothèses de travail :

- Système de Stockage d'énergie : 3MW/6.5MWh.
- Génératrice inclue dans les couts du projet.
- Production solaire uniquement devant le compteur.

Les tableaux qui suivent présentent le résultat global du montage financier en deux cas, selon si on prend les coûts estimés du marché pour le système de stockage, ou si on prend les coûts du système de stockage EVLO.

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	16%
	Invest.	Tiers	10 453 506	11 730 938	83%
	Invest.	Client	200 431	224 924	2%
		Subtotal	**12 663 890**	**14 211 433**	**100%**
	Charges	HQ	512 549	888 002	13%
	Charges	Tiers	3 372 023	5 936 655	87%
	Charges	Client	-	-	0%
		Subtotal	**3 884 572**	**6 824 657**	**100%**
	Total	HQ	2 522 502	3 143 574	*15%*
	Total	Tiers	13 825 529	17 667 593	*84%*
	Total	Client	200 431	224 924	*1%*
		Total	**16 548 462**	**21 036 091**	**100%**

Tableau 43: Coûts estimés pour le microréseau à [redacted] (SSE = EVLO)

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	19%
	Invest.	Tiers	8 527 220	9 569 257	79%
	Invest.	Client	200 431	224 924	2%
		Subtotal	**10 737 604**	**12 049 753**	**100%**
	Charges	HQ	512 549	888 002	13%
	Charges	Tiers	3 372 023	5 936 655	87%
	Charges	Client	-	-	0%
		Subtotal	**3 884 572**	**6 824 657**	**100%**
	Total	HQ	2 522 502	3 143 574	*17%*
	Total	Tiers	11 899 243	15 505 912	*82%*
	Total	Client	200 431	224 924	*1%*
		Total	**14 622 176**	**18 874 410**	**100%**

Tableau 44: Coûts estimés pour le microréseau à [redacted] (SSE = Autres Fournisseurs)

Les coûts totaux de projet pour le secteur de [redacted] s'élèvent donc à environ 16M$.

10.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service

Tel qu'indiqué, le dimensionnement sans génératrice proposé a été fait afin d'offrir 6 heures d'autonomie, en tout temps. Si l'on applique cette résilience, sans génératrice, aux 5 dernières années, un nouveau calcul du CHI et du IC est fait, qui aurait été le CHI ou l'IC ressenti **si un**

microréseau (sans génératrice) avait été déployé au site [redacted] durant cette période. Il permet de réduire en partie ou en totalité la durée des pannes qui ont une origine provenant de l'extérieur du périmètre électrique du microréseau. Autrement dit, une panne provenant de l'intérieur du microréseau ne pourra être réduite.

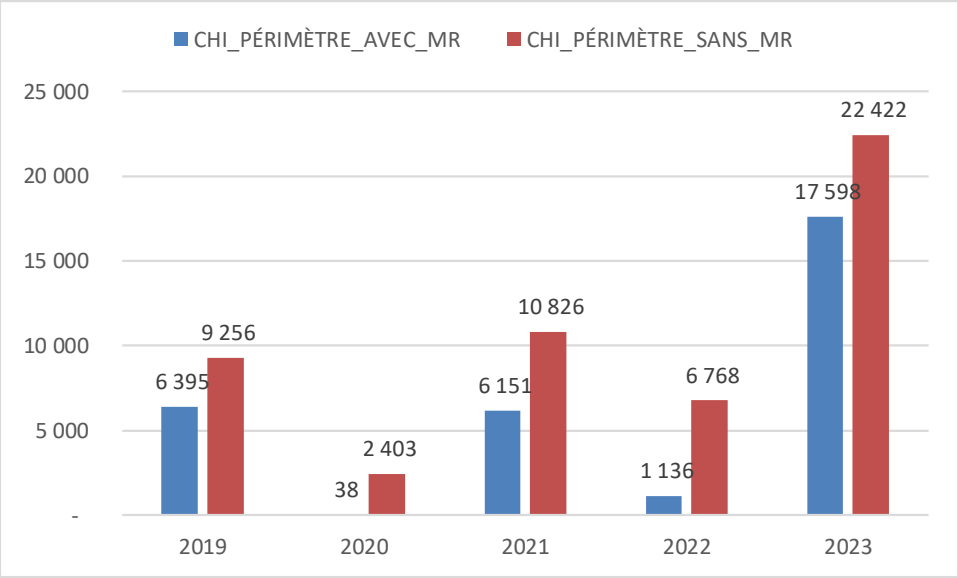


Figure 121: Impact du microréseau sur le CHI, [redacted]

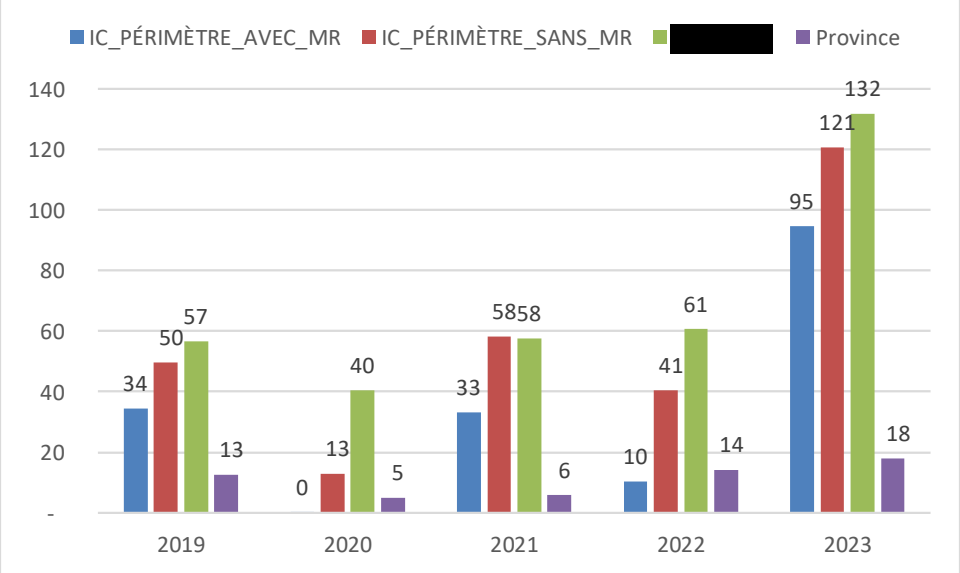


Figure 122: Comparaison du IC, [redacted]

L'étude démontre que l'impact d'un microréseau sans génératrice **est limité bien qu'il réduit l'IC de 39 % sur 5 ans** pour le site du microréseau. La raison vient du fait que ce secteur vit de très longues d'interruptions au cours des dernières année. De plus, il y a eu quelques occurrences de

pannes de très longue durée au cours des dernières années, pannes pour lesquelles le microréseau sans génératrice offre une résilience limitée.

À ce périmètre ciblé, la solution avec microréseau d'une batterie couvrant les pannes de 5 minutes et plus pour un maximum de 6 heures permettrait de réduire l'IC, mais aurait un effet limité aux années 2019, 2021 et 2023 en raison des très longues pannes.

Si on ajoute une génératrice au concept, l'ensemble des pannes pourrait être reprise par le microréseau et l'IC théorique serait évalué à 0 (en excluant les pannes de moins de 5 minutes).

10.12 Études électriques exploratoires

Plusieurs contraintes ont été soulevé dans les études exploratoires aussi bien du côté du distributeur que du côté du transporteur.

Pour le distributeur :

Il faut prévoir une étude de stabilité détaillée dans les étapes subséquentes du projet pour mieux évaluer la situation. De plus, avec plus de 1 MW total d'onduleurs, il sera requis d'avoir un système de conditionnement à l'absence de tension au départ de la ligne CAD212.

Si nous avons moins de 1 MW total d'onduleurs, il faut prévoir des mécanismes de protection afin d'assurer que cette limite soit assurée de ne pas être dépassée.

Selon le planificateur du territoire, la recharge des batteries à environ 1,3 MW en période hors pointe pose un enjeu. Pour pallier cette problématique, il est demandé d'ajouter et de déplacer des régulateurs de tension.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration, en lien avec l'intégration du microréseau à [redacted] :

Travaux requis CAD-212	Coûts (k$ 2024)
Remplacement du régulateur en ligne R2R1X par un Cooper (mode cogénération). Remplacement de trois (3) disjoncteurs en ligne entre le poste et le producteur par des VIPER avec conditionnement à l'absence de tensions (R9D7X, Y2C8W et R9Y8Q). Étude de coordination des protections. Ajout interrupteur tripolaire en amont du PR du producteur. Au besoin, téléphasage complet de la ligne CAD-212 et balancement.	1 151
Conditionnement à l'absence de tension (coût produit par TransÉnergie)	
Télédéclenchement (coût produit par TransÉnergie)	
Activités de mise en route (Gestion de projet, UMES, UTAPP et essais) Ajout de trois (3) UTAPP, un pour l'onduleur de 600 kW, un pour l'onduleur de 3000 kW et un à l'entrée du microréseau.	370
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Ajout d'un régulateur tension triphasée et déplacement d'un existant	500
Coût total des modifications au réseau de distribution	**2 151**

Tableau 45: Travaux réseaux requis, [redacted]

Pour le transporteur :

[redacted]est en dépassement thermique en été. Il est demandé de ne pas empirer la situation de surcharge sur cette ligne. La demande du transporteur est de mettre en place une limitation d'injection sur le microréseau (seuil à déterminer mais <1MVA) lorsque la température extérieure dépasse de 30°C.

Cette dernière contrainte fait en sorte que fort probablement du *curtailment* de la production solaire serait à prévoir en été.

Pour étude de réseau :

Voir la note technique en Annexe.

10.13 Opportunités et recommandations

L'étude du secteur [redacted] montre qu'il y a un potentiel pour un microréseau, mais que celui-ci vient également avec plusieurs contraintes. D'abord, l'étude de pannes et d'impact du microréseau sur la qualité de service, démontre que du aux longues pannes, si l'on souhaite avoir un réel impact sur l'amélioration de la qualité de service, une solution avec génératrice est inévitable.

Au niveau des travaux réseaux à venir, il existe beaucoup d'incertitude sur l'échéancier des futurs projets ainsi que l'impact de ces projets sur la qualité de service à [redacted] La viabilité du projet de microréseau pourrait grandement être affectée par ces projets.

De plus, une analyse plus approfondie, avec l'équipe RAM, du secteur serait de mise, afin de comprendre davantage le type de propriétaires des bâtiments au sein du périmètre. Des articles de journaux suggèrent qu'il pourrait y avoir des situations plutôt non-souhaitable au sein de la propriété de certains immeubles.

Finalement, tel que les études exploratoires l'ont démontré, il est possible d'intégrer un microréseau, mais des interventions réseaux non négligeables sont nécessaires pour y arriver.

Pour toutes ces raisons, nous recommandons de ne **pas prioriser** [redacted] en phase 1 pour le déploiement de microréseaux. Il serait préférable de choisir un secteur avec un plus fort potentiel et garder [redacted] pour une seconde phase.

11 Secteur 5 : [redacted]

11.1 Périmètre îlotable

[redacted] est une municipalité située dans la MRC de Pontiac de la région administrative de l'Outaouais. La totalité de la charge est impossible à intégrer dans un microréseau, il est donc nécessaire d'établir un périmètre adéquat en termes de charge et de vocation des bâtiments qui s'y trouvent.

La solution **cœur de village** est privilégiée et le secteur suivant a été choisi:



Figure 123:Périmètre microréseau [redacted]

En incluant des modifications à faire au réseau électrique existant, la zone îlotable se trouve entre un sectionneur et un nœud aérien. Donc, **un seul point d'isolation** est nécessaire pour créer le périmètre îlotable.

Les modifications au réseau de distribution requises sont les suivantes:

- Modifier la connexion de la branche 1 pour qu'elle soit alimentée par la branche 2 au lieu du réseau au sud
- Connecter l'épicerie à la Branche 1
- Connecter le bureau de poste à la Branche 2

À venir: Le développement d'un nouveau bâtiment (voir item 7 sur la Figure 123) est à valider avec RAM.

La localisation du poste proposée est arbitraire, et il faut prévoir un emplacement d'environ 40 mètres par 25 mètres.

Données 2024: 22 transformateurs pour 126 Compteurs, dont 95 résidentiels, 29 commerciaux/institutionnels et une station de recharge du CÉ (recharge rapide 2 x 50kW).

Ville	No. XFO	Nb. Compt	Phase	Date pointe 12 mois	Date pointe été
[redacted]	H0D5R	1	C	25-août-23	25-août-23
	H2G2K	15	C	03-févr-23	05-juil-23
	W0G4K	16	B	04-févr-23	01-juin-23
	W0G4H	10	B	04-févr-23	06-juin-23
	D0O2M	3	A	22-janv-24	27-juil-23
	S0Z7Y	1	ABC	03-févr-23	30-août-23
	X8I6R	2	ABC	23-janv-24	13-juin-23
	H2G2Y	14	A	04-févr-23	03-juil-23
	K2H8V	5	B	04-févr-23	12-août-23
	H2G2H	6	B	03-févr-23	10-juil-23
	H2G2S	8	B	04-févr-23	24-juil-23
	G0H7G	2	B	04-févr-23	28-août-23
	S0Z7S	9	B	04-févr-23	01-juin-23
	D6O0H	4	ABC	16-févr-23	12-août-23
	D6O3W	1	B	22-janv-24	16-août-23
	H2G2R	11	C	04-févr-23	10-juil-23
	S0Z7R	5	A	07-déc-23	17-juin-23
	L6G8M	2	ABC	17-mars-24	20-août-23
	W0R6W	1	ABC	18-janv-24	28-août-23
	X2X2B	1	ABC	04-févr-23	14-juin-23
	D5O2W	8	B	04-févr-23	26-août-23
	K9X8K	1	C	18-juil-23	18-juil-23
	22	**126**			

Tableau 46: Liste des transformateurs, microréseau [redacted]

11.2 Projets en cours ou à venir sur réseau

Cette région de l'Outaouais a une architecture particulière, puisque deux postes l'alimentent.

Le poste Waltham est alimenté par un central hydroélectrique. Le poste et la centrale appartiennent à un producteur privé qui est Evolugen. Ce type, de branchement est très atypique c'est le seul poste d'un producteur privé qui alimente des clients au Québec. Evolugen a eu une grande panne il y a peu de temps ce qui a affecté massivement le IC de la région. De plus, il a été très difficile de remettre le producteur sur le réseau après la panne et ils sont nécessaires pour reprendre la plupart des clients connectés au poste Waltham. Bien que le secteur de [redacted] est alimenté par le poste Cadieux, celui-ci subit en partie les contrecoups occasionnés par le poste Waltham. De ce fait, il nous a été fortement recommandé de ne pas ajouter de nouvelles sources de productions électriques sur les réseaux Waltham et sur la ligne Cadieux 213.

Récemment une recommandation a été acceptée et signée afin de reconstruire le poste Cadieux et la construction d'un nouveau poste qui se nommera Fort-Coulonge. Le nouveau poste permettra de reprendre les lignes qui sont présentement connectées au poste Waltham et découplera notre dépendance au producteur privé Evolugen que nous avons actuellement. La reconstruction du poste Cadieux est prévue avec des transformateurs de plus grande capacité, venant aider la problématique de CLT actuelle et le risque de délestage.

Les nouveaux postes demanderont un remaniement des lignes, il pourra y avoir des morcellements et un repartage des blocs de charges des lignes actuelles. La vision de CRR est d'idéalement avoir une mise en service globale en 2030. Si pour des raisons diverses les deux projets ne peuvent être réalisés en même temps. Il est prévu de prioriser la reconstruction de Cadieux et d'ensuite faire le nouveau poste Fort-Coulonge.

Avec une mise en route des projets réseau en 2030, notre période d'action optimale avec le microréseau est limitée. De plus, le nouveau poste Fort-Coulonge sera dans un rayon de moins de 10-15 KM du microréseau. Une fois la mise en route d'un ou des nouveaux postes complétés dans la région les pannes seront fortement diminuées dans cette région et le besoin d'un microréseau fortement amoindrie.

11.3 Analyse des clients

L'analyse des clients permet de catégoriser la clientèle selon la base de données [redacted]

L'objectif est d'illustrer la répartition des clients selon leur tarif, le type de client, le mode de chauffage principal et la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures.

Pour [redacted], le périmètre des clients considérés est celui cœur de village.

11.3.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

Les figures ci-dessous présentent le profil de la clientèle du secteur ciblé pour le microréseau à [redacted]. Il y a 126 compteurs principalement affaire, commerciaux et résidentiels (2023) et il y a une infrastructure du Circuit électrique avec le tarif Borne de recharge.

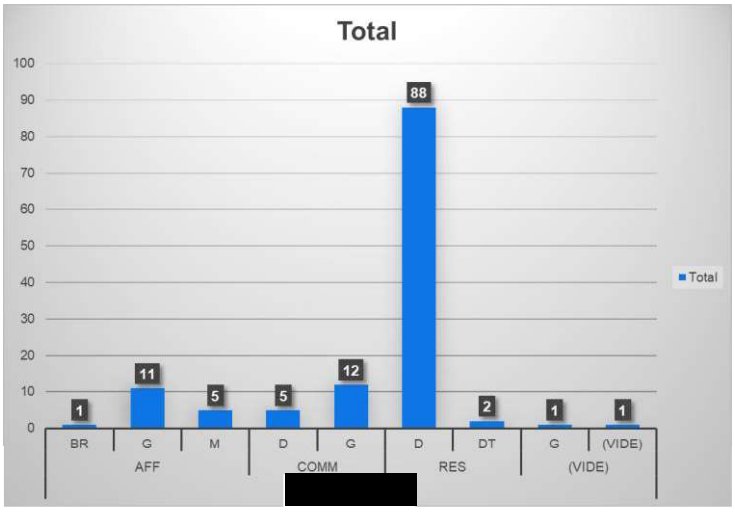


Figure 124: Types de tarifs, [redacted]

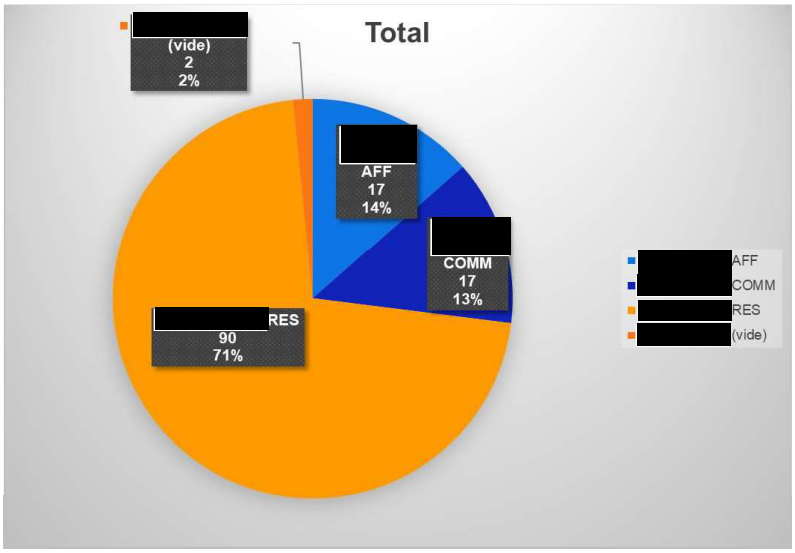


Figure 125: Types de clients, [redacted]

11.3.2 Mode de chauffage principal

La Figure 126 présente les clients qui ont pour source d'énergie principale de chauffage l'électrique (désignée « E »), une source autre (désignée « A ») ou une source biénergie (désignée « B »). La source autre « A » ou la source biénergie « B » peut être d'origine fossile ce qui peut à la fois supposer dans le contexte de la décarbonation qu'une électrification du chauffage principal est à prévoir, mais aussi que cette source ajoute une certaine résilience (sous réserves).

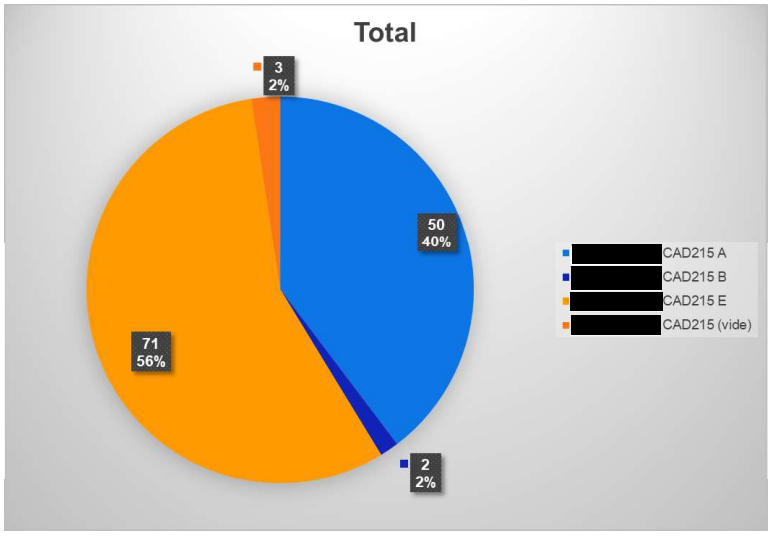


Figure 126: Type de chauffage principal, [redacted]

11.3.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures

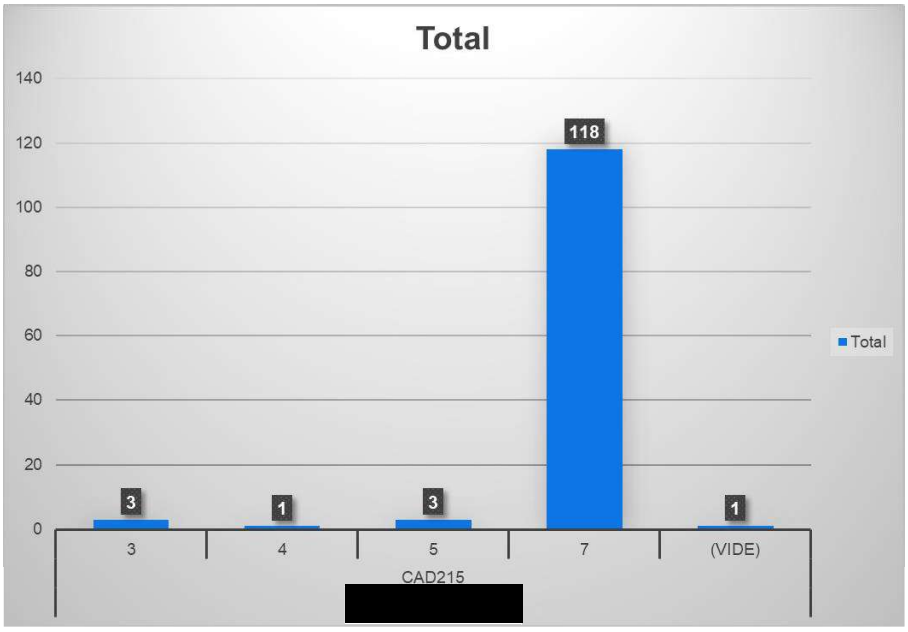


Figure 127: Nombre de clients par priorité de rétablissement, [redacted]

Il est possible de catégoriser les clients selon la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures. Il semble que cette catégorisation soit faite en fonction de la description SCIAN du client et ajusté par le Centre d'exploitation de distribution (CED). L'objectif ici est d'illustrer que des clients pourraient demeurer alimentés en cas de pannes du réseau par le microréseau. Ceux-ci pourraient être priorisés auprès des autres clients en cas de limitation de charge du microréseau.

Cela permet de montrer la valeur de résilience de certains bâtiments au sein du microréseau. Toutefois un discernement est à faire, car certaines descriptions de vocation de bâtiment ne

semblent pas être prioritaires. Il y a donc un besoin de consulter les communautés pour entendre leur vision de résilience communautaire.

Par exemple, voici le tableau des vocations des bâtiments de priorité de rétablissement en cas de pannes majeures pour [redacted] classé 3, 4 et 5.

Descriptif SCIAN	*Priorité de rétablissement panne majeure*
Écoles primaires et secondaires	3
Écoles primaires et secondaires	3
Supermarchés et autres épiceries (sauf les dépanneurs)	3
Centres communautaires de soins de santé	4
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Station de recharge rapide pour véhicules électriques	5

Tableau 47: Clients prioritaires, [redacted]

11.4 Analyses de charges

11.4.1 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre de base des branches 1 & 2 est présenté avec et sans les charges de [redacted] & de [redacted] sur les différentes courbes à la Figure 128:

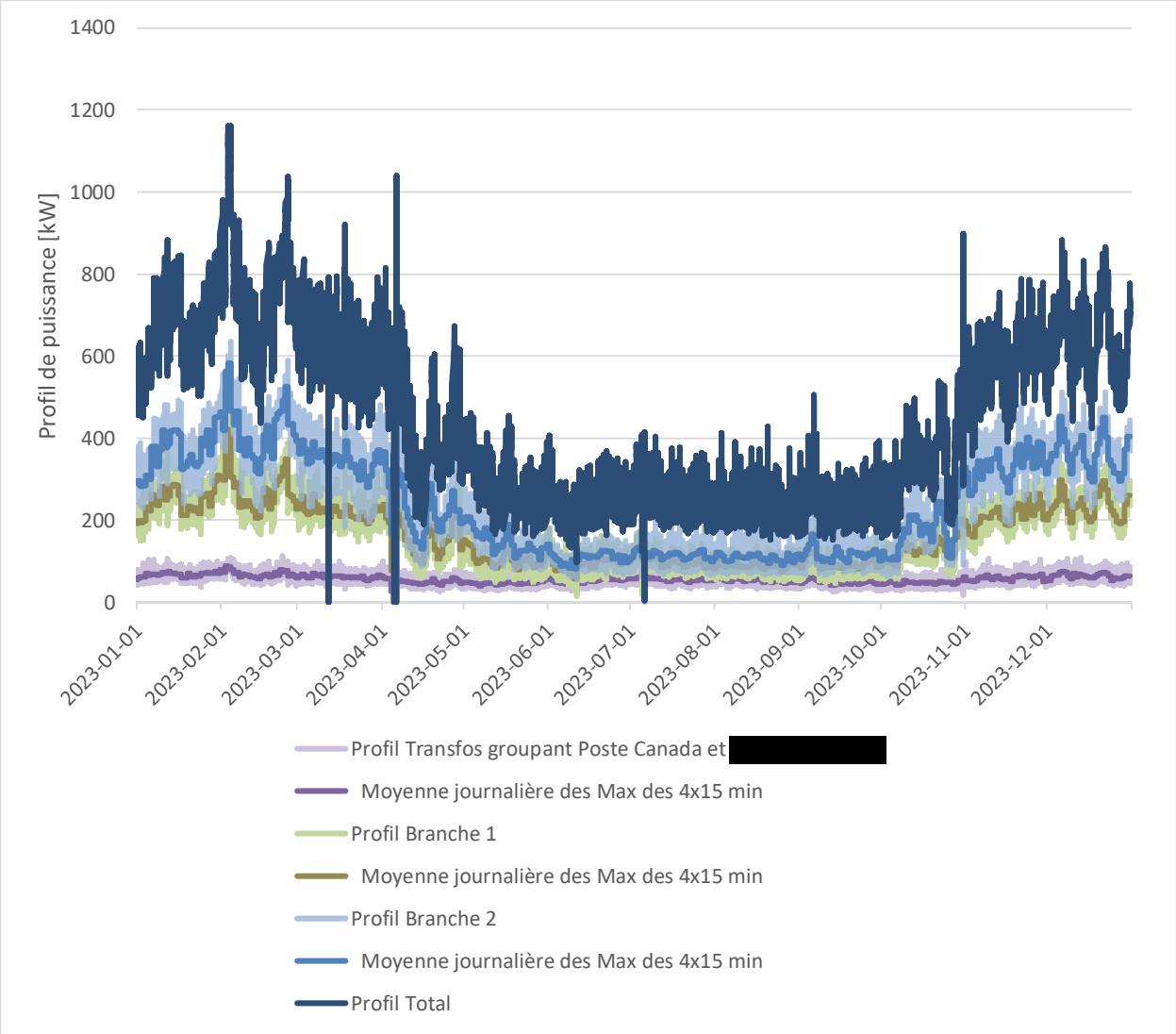


Figure 128: Profil de charge, [redacted]

Le profil de charge « total » comprend l'ensemble des 3 profils: le profil « Branche 1», le profil «Branche 2» et le profil des transformateurs alimentant le bureau de Poste Canada et [redacted]

Le tableau qui suit présente la consommation mensuelle, pour le *profil total* :

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]	Date Pointe	Heure Pointe
1	31	493 892	664	896	2023-01-31	02:45
2	28	507 039	755	1161	2023-02-04	06:15

3	31	458 937	617	919	2023-03-18	04:00
4	30	309 295	430	1040	2023-04-06	12:45
5	31	220 098	296	461	2023-05-03	07:30
6	30	180 344	250	407	2023-06-01	14:00
7	31	197 908	266	416	2023-07-06	11:00
8	31	182 955	246	428	2023-08-20	15:30
9	30	183 988	256	504	2023-09-06	11:45
10	31	252 371	339	898	2023-10-31	13:00
11	30	425 257	591	788	2023-11-21	05:30
12	31	480 085	645	883	2023-12-06	14:15
TOTAL	365	3 892 171		8802		

Tableau 48: Consommation mensuelle, [redacted]

Plus de la moitié des bâtiments ont un chauffage tout à l'électricité.

La majorité des compteurs sont au tarif D et les autres au G ou au M avec une station de recharge pour VÉ du Circuit électrique. Il serait possible d'abaisser la charge, en îlotage, lors de panne, en délestant des compteurs ou en implantant un contrôle des bâtiments avec une passerelle communicante avec le contrôleur du microréseau.

Pointe 12 mois: 4 février 2023 à 1161 kW.

Voici ci-dessous un tableau résumant les pointes pour chacune des courbes de la Figure 128 :

Profil	Pointe 12 mois [kW]	Date	Pointe hivernale HQ (1er décembre au 31 mars) [kW]	Date	Pointe reste de l'année (Avril à novembre) [kW]	Date
Profil Branche 1	569	2023-04-06	486	2023-02-03	569	2023-04-06
Profil Branche 2	695	2023-04-06	635	2023-02-04	695	2023-04-06
Profil Transfos groupant Poste Canada et l'épicerie Bowers	112	2023-02-23	112	2023-02-23	107	2023-11-09
Profil Total	1161	2023-02-04	1161	2023-02-04	1040	2023-04-06

Tableau 49: Puissance maximales appelées, [redacted]

11.4.2 Fréquences des appels de puissance

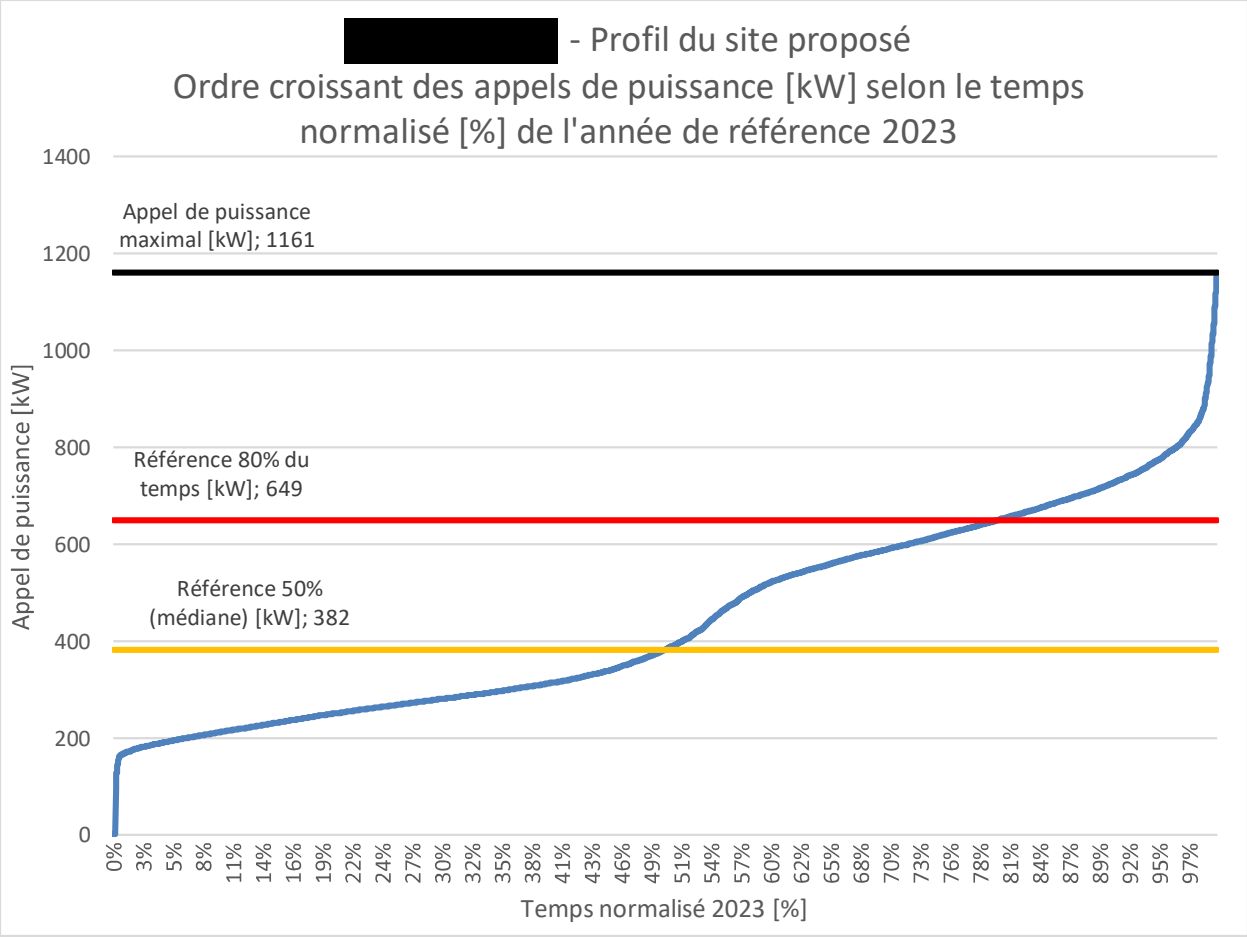


Figure 129: Fréquences des appels de puissance, [redacted]

Le graphique des appels de puissance selon le temps normalisé en 2023 classé par ordre croissant met en lumière la fréquence des appels de puissance pour le secteur du microréseau étudié et le profil total. Il a été obtenu par l'ordonnancement en ordre croissant des appels de puissance du profil horaire du secteur du microréseau.

Il peut être observé que :

- 50% du temps, l'appel de puissance est soit au-dessous ou en dessous de 382 kW;
- 80% du temps, l'appel de puissance est inférieur ou égal à 649 kW;
- L'appel de puissance maximal est de 1161 kW et couvre 100% des appels de puissance.

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer une partie ou la totalité de la charge.

11.4.3 Puissance selon la température extérieure

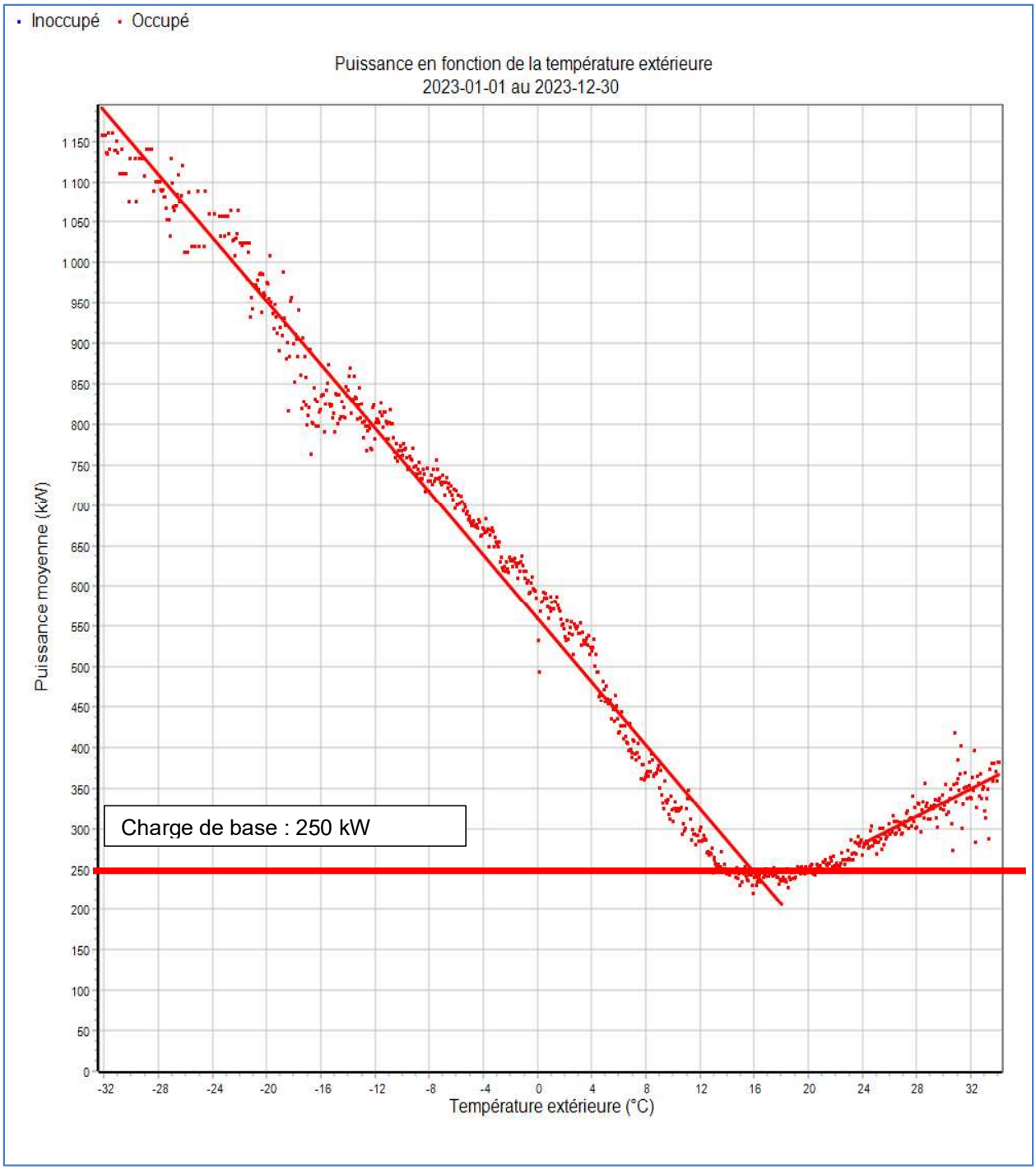


Figure 130: Régression linéaire, [redacted]

Le graphique de la puissance en fonction de la température extérieure a été obtenu par l'analyse du profil de charge consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Ottawa.

L'analyse et le graphique permettent d'illustrer la corrélation de la puissance en fonction de la température. On distingue deux tendances de droites pour évaluer la corrélation de la charge en

chauffage et de la charge en climatisation. Une régression linéaire est appliquée et on dit qu'il y a corrélation idéale lorsque le coefficient R^2 est supérieur à 0,90.

Le tableau suivant présente les valeurs d'équation des courbes de tendances :

Courbes	M	B	R^2
Occupé Climatisation	8,42	79,50	0,60
Occupé Chauffage	-19,63	559,69	0,99

Tableau 50: Régression linéaire, [redacted]

On observe donc que :

- La valeur R^2 de la courbe en climatisation est corrélée
- La valeur R^2 de la courbe en chauffage est parfaitement corrélée
- La charge de base se trouve à près de 250 kW

Selon le niveau de résilience souhaitée, il peut s'avérer intéressant de considérer la charge de base pour optimiser le dimensionnement de la solution.

11.4.4 Répartition de la consommation d'énergie

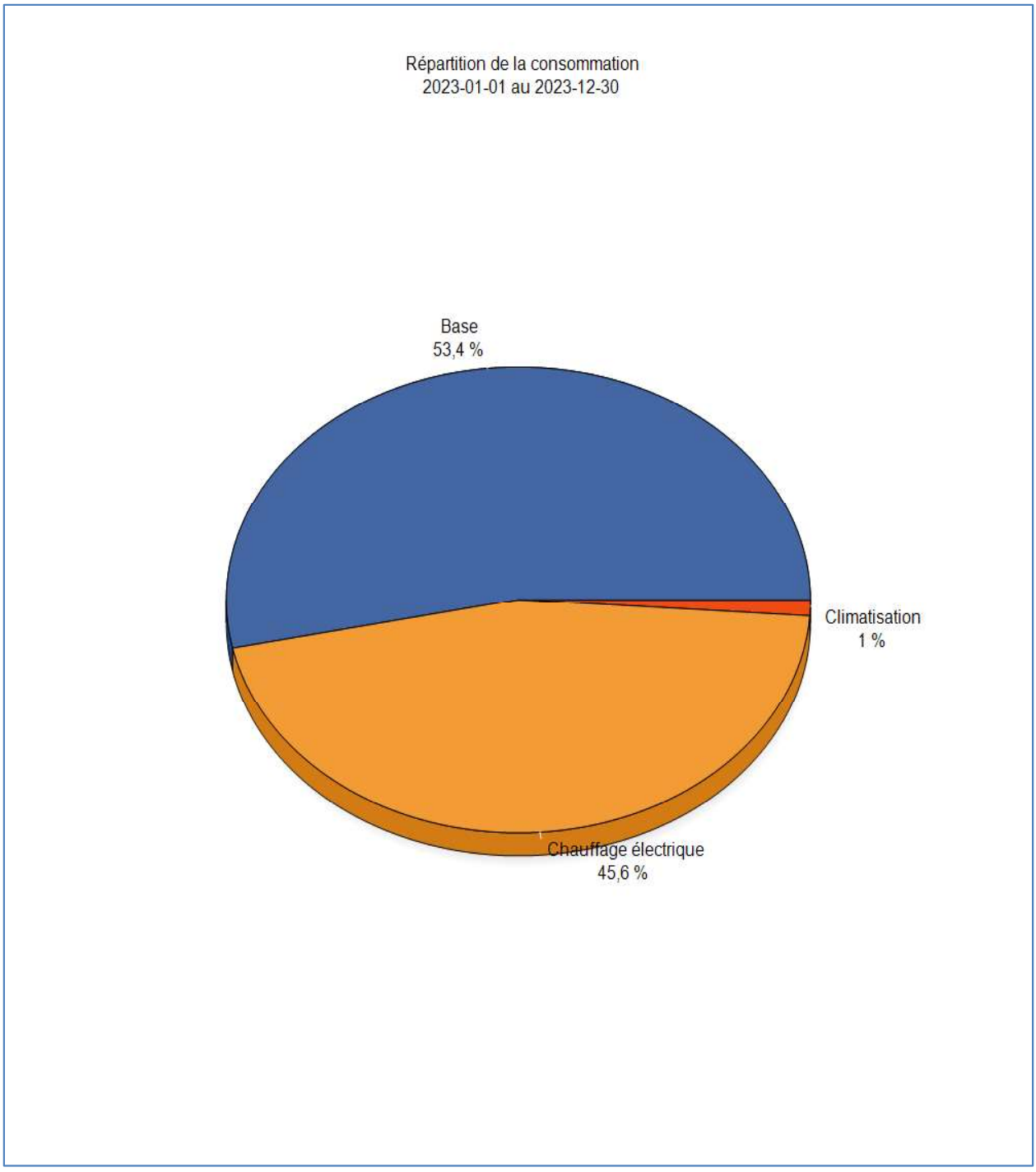


Figure 131: Répartition de la consommation d'énergie, [redacted]

Le graphique de la répartition de la consommation d'énergie a été obtenu par l'analyse du profil de charge total consolidé introduit via l'outil [redacted] avec les données du fichier météo de la station la plus près du secteur, soit Ottawa.

D'après le graphique il est possible d'observer que la majorité de la consommation d'énergie est considérée comme de la base, viennent ensuite le chauffage électrique et la climatisation.

Afin d'approfondir le détail de la répartition de la consommation d'énergie, il serait pertinent de réaliser un bilan énergétique ASHREA niveau I des principaux bâtiments aux vocations et envergures d'intérêts.

11.5 Analyses de pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est LAV_K9X8K.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

11.5.1 Fréquence des pannes

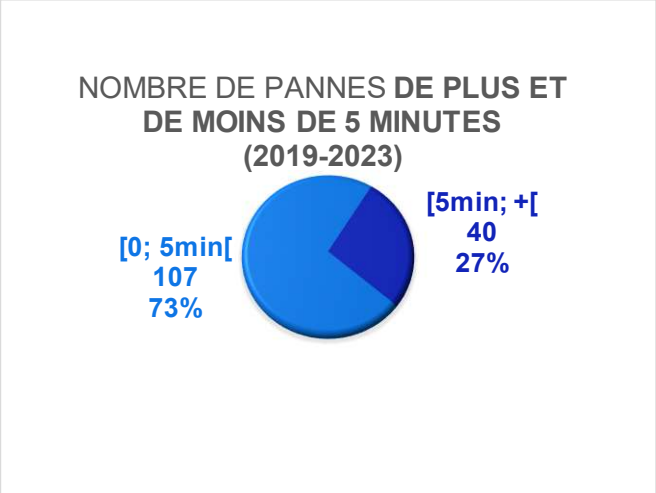


Figure 132: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 27% des pannes totales**.

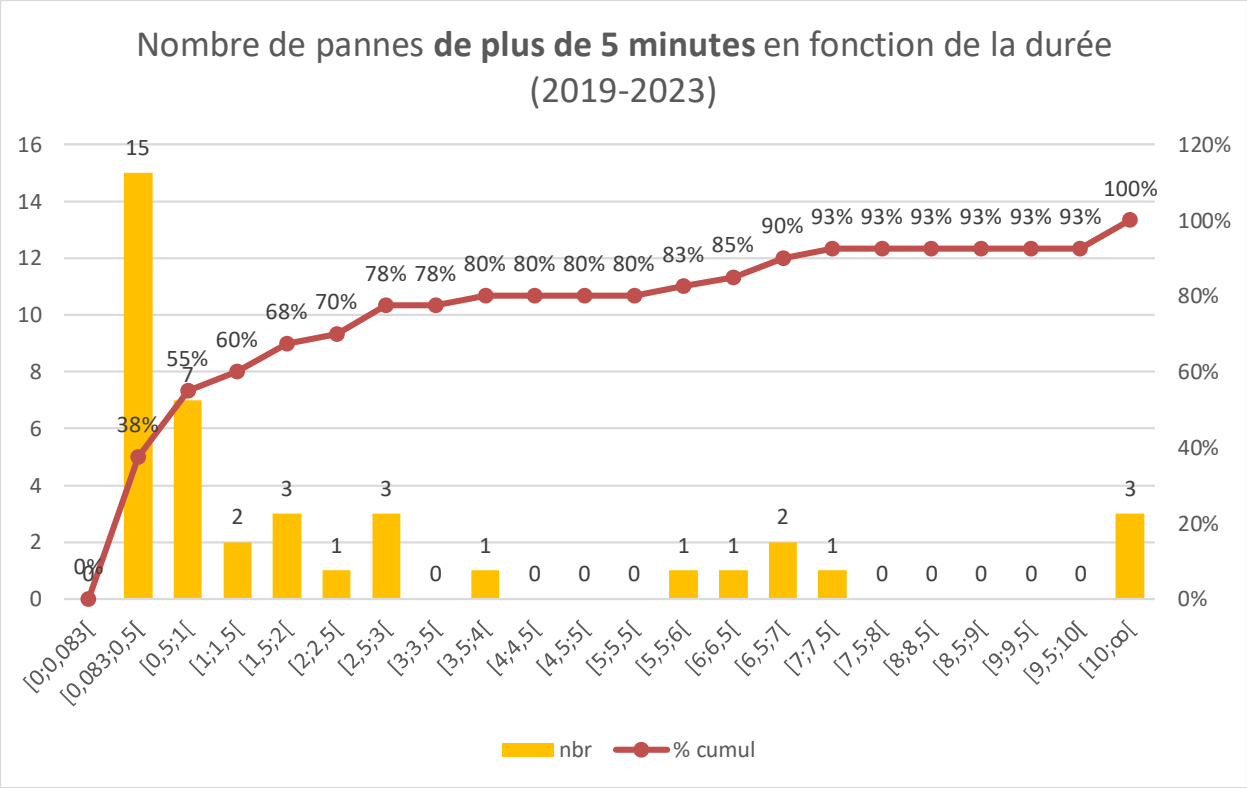


Figure 133: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 83% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires aurait capté 83% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

11.5.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

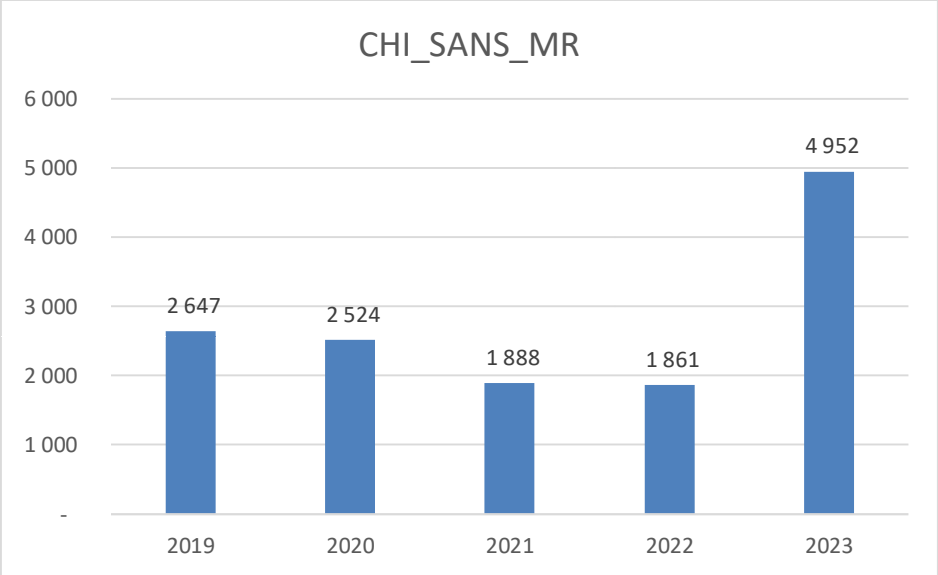


Figure 134: CHI sans microréseau, [redacted]

On observe que l'année 2023 a été significative pour le secteur notamment en raison d'une panne d'une durée de près de 24 heure causée par la végétation le 5 avril 2023.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

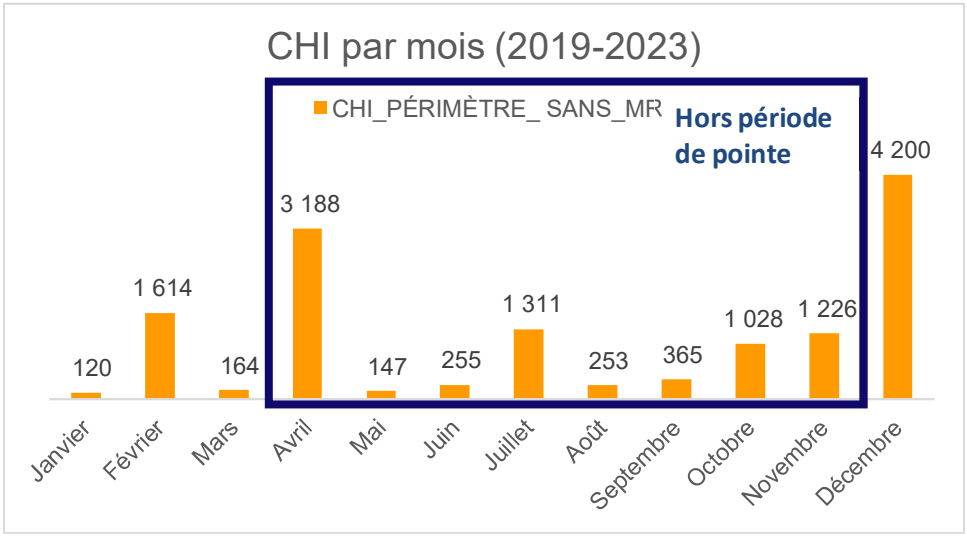


Figure 135: CHI selon le mois, [redacted]

On observe que les mois d'avril et décembre ont été les plus touchés en termes du CHI. 56% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

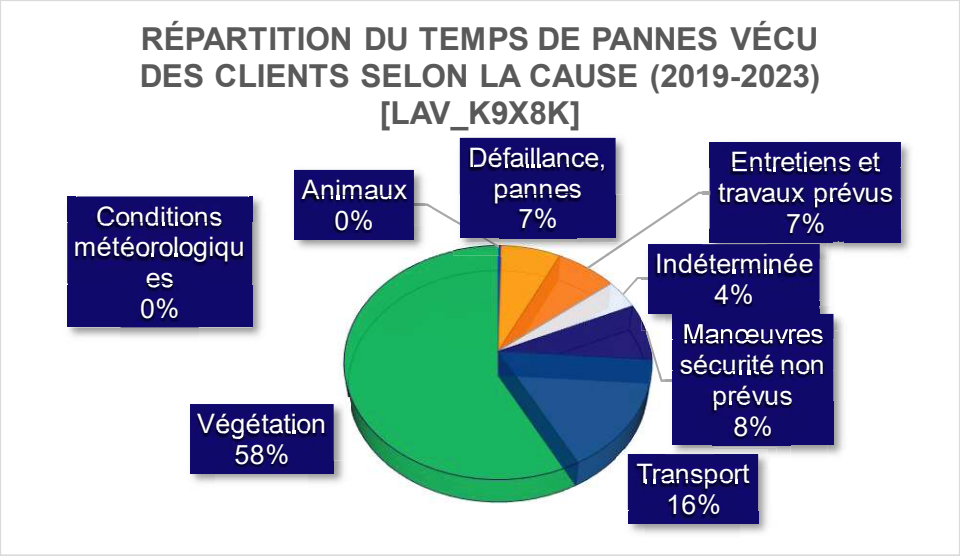


Figure 136: Cause des pannes, [redacted]

58% du temps de pannes est lié à la végétation et 16% dû au Transporteur.

11.5.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur de cœur de village de [redacted] a une qualité de service comparable à la municipalité, mais plus élevée à la province sauf en 2022. Depuis 2022, l'IC s'est dégradé en raison d'une longue panne causée par la végétation. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

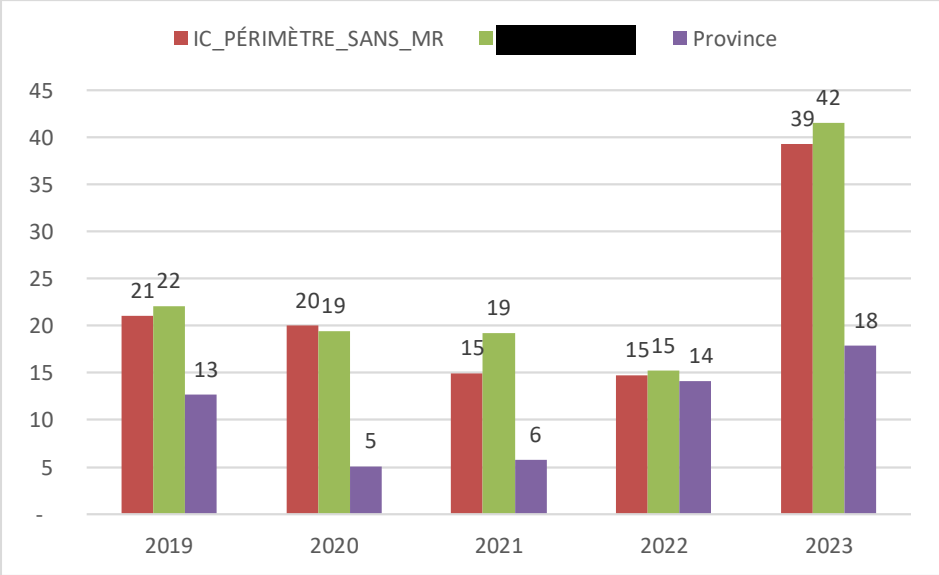


Figure 137: Comparaison du IC, [redacted]

11.5.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

11.6 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique

Une approche adaptée à la communauté sera établie pour évaluer le potentiel en efficacité énergétique. Cette évaluation pourra être approfondie lors de l'avant-projet. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

11.7 Potentiel de production solaire

Tel que mentionné à la section 6, l'évaluation du potentiel solaire est une évaluation très théorique et optimiste. La section qui suit présente donc les hypothèses de travail et les résultats obtenus pour le cas du périmètre choisi à [redacted]

Dans le cas de [redacted], une petite ferme solaire est proposée en plus de la production sur quelques toits de bâtiments du périmètre.

11.7.1 Hypothèses de travail

- Peu de contraintes physiques ont été prises en compte
- Aucune visite n'a été effectuée
- Aucune contrainte électrique

11.7.2 Spécifications

Pour la ferme solaire :

- Panneau solaire utilisé : Canadian Solar CS3W-450MB (450W bifaciaux)
  Azimut : 180 degrés (Note : 180 degrés = plein sud)
  Angle : 30 degrés
  Espace entre rangées panneaux : 5 pieds
  Hauteur panneau : 6 pieds
  Arrangement : 3 X 1

Pour montage sur toiture :

- Panneau solaire utilisé : Canadian Solar CS3W-450MS (450W monoface)
  Azimut : 211 degrés (Note : 180 degrés = plein sud)
  Angle : 18 degrés
  Espace entre rangées panneaux : 2 pieds
  Hauteur panneau : 1 pieds
  Espace entre la toiture : 5 pieds
  Arrangement : 1 X 1

- Facteur d'enneigement/glace affectant la performance de la production très approximatif
- Peu de facteur d'ombrage dû à l'encombrement (bâtiment, foret)
- Espacement entre panneaux très approximatif

Mois	%
Janvier	37
Février	25
Mars	16,7
Avril	8,1
Mai	2,4
Juin	1
Juillet	1
Aout	1
Septembre	1
Octobre	1,8

Novembre	10
Décembre	35,5

Tableau 51: Pertes dues à l'encrassement et à la neige, [redacted]

Pour [redacted], étant donné que ce lieu est plus en région éloignée, peu de bâtiments avec de grandes toitures sont disponibles afin de les utiliser pour ajouter des panneaux solaires.

Dans ce cas, nous proposons d'utiliser un concept de ferme solaire au sol combiner avec une installation sur toiture.

La majorité de la production serait au sol. Ce type d'installation offre un meilleur angle pour les panneaux et elle serait moins assujettie aux pertes d'encrassement par la neige étant donné que les panneaux seront plus haut.

Des panneaux bifaciaux ont été utilisés afin de profiter de l'effet albédo sur la neige au sol pour la ferme solaire.

Voici les sites étudiés :

1. École primaire [redacted]
2. Ferme Solaire de 600 kWp



Figure 138: Sites avec potentiel solaire, [redacted]

1. École primaire [redacted]



Figure 139: Potentiel solaire, école primaire [redacted]

Deux sections de toiture avec une inclinaison qui semble plate, pour une production d'environ 119 kWp avec 264 panneaux.

2. Ferme Solaire de 600 kWp



Figure 140: Installation proposée pour la ferme solaire

La ferme solaire aurait une dimension d'environ 76 x 76m. Productible de 600 kWp avec 1335 panneaux.

Production estimée

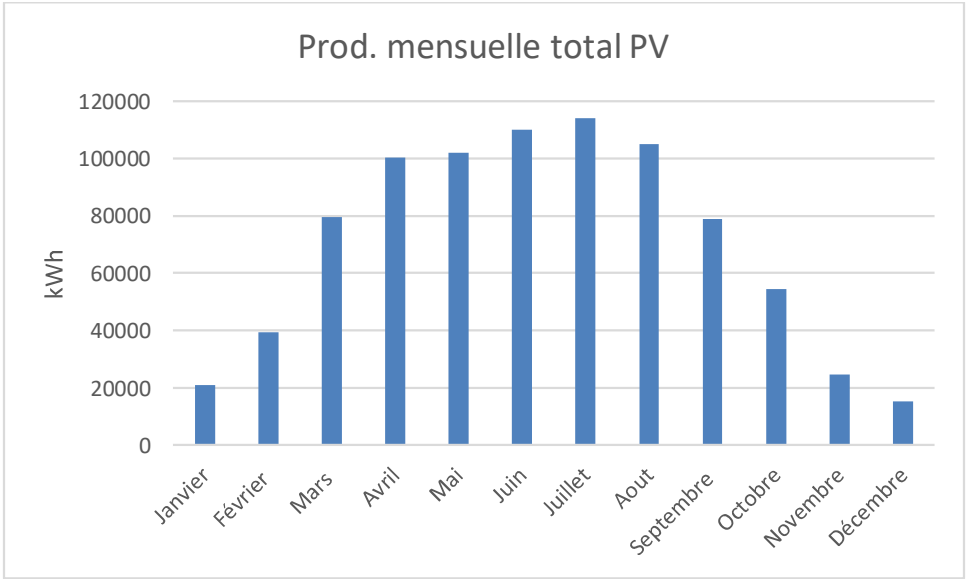


Figure 141: Production solaire mensuelle totale estimée, [redacted]

11.8 Impact de la production solaire sur le profil des charges

Le profil de charge du secteur a été redessiné, en incluant l'impact qu'aurait la production solaire, **sur la demande du microréseau au réseau électrique d'Hydro-Québec.** La charge totale, par heure, a donc été diminuée de la valeur de la production solaire totale pour la même période, pour chaque heure de l'année (profil 8760 heures).

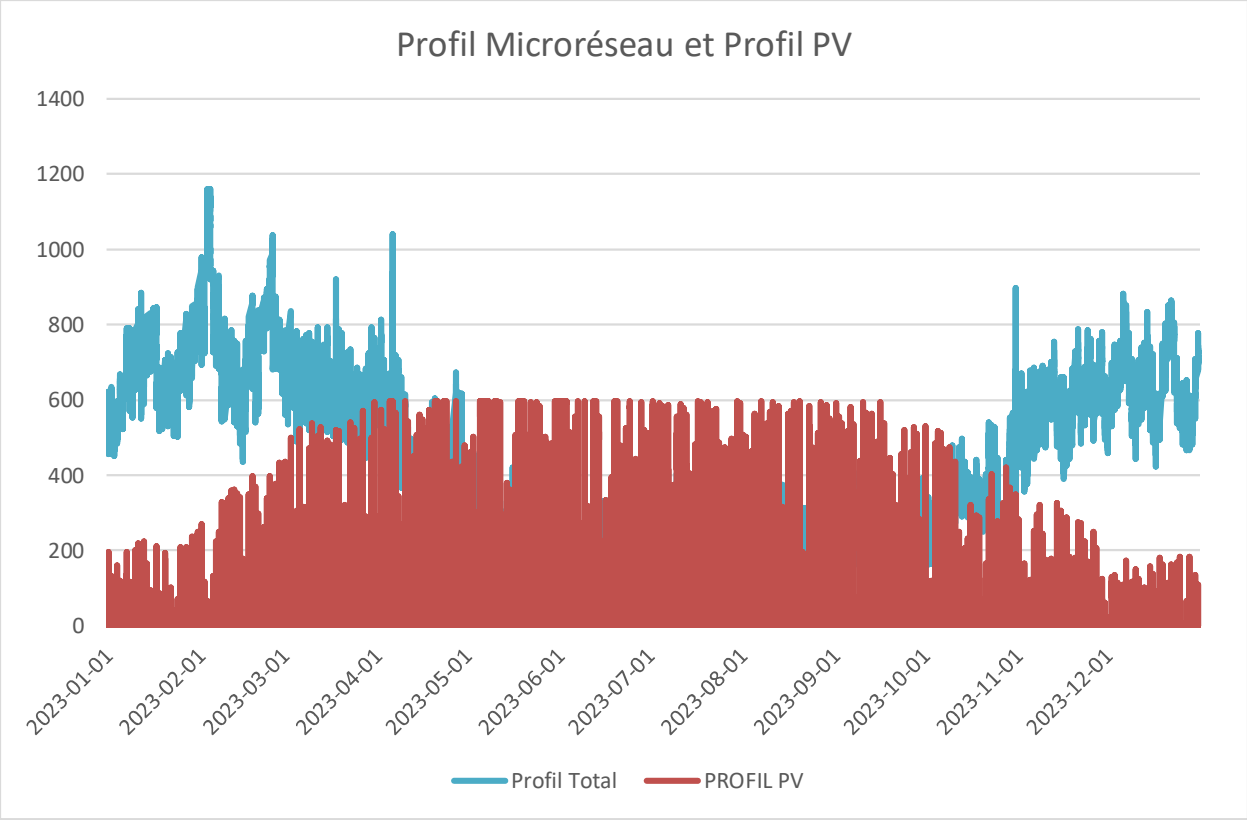


Figure 142: Profils de charge et de production solaire, [redacted]

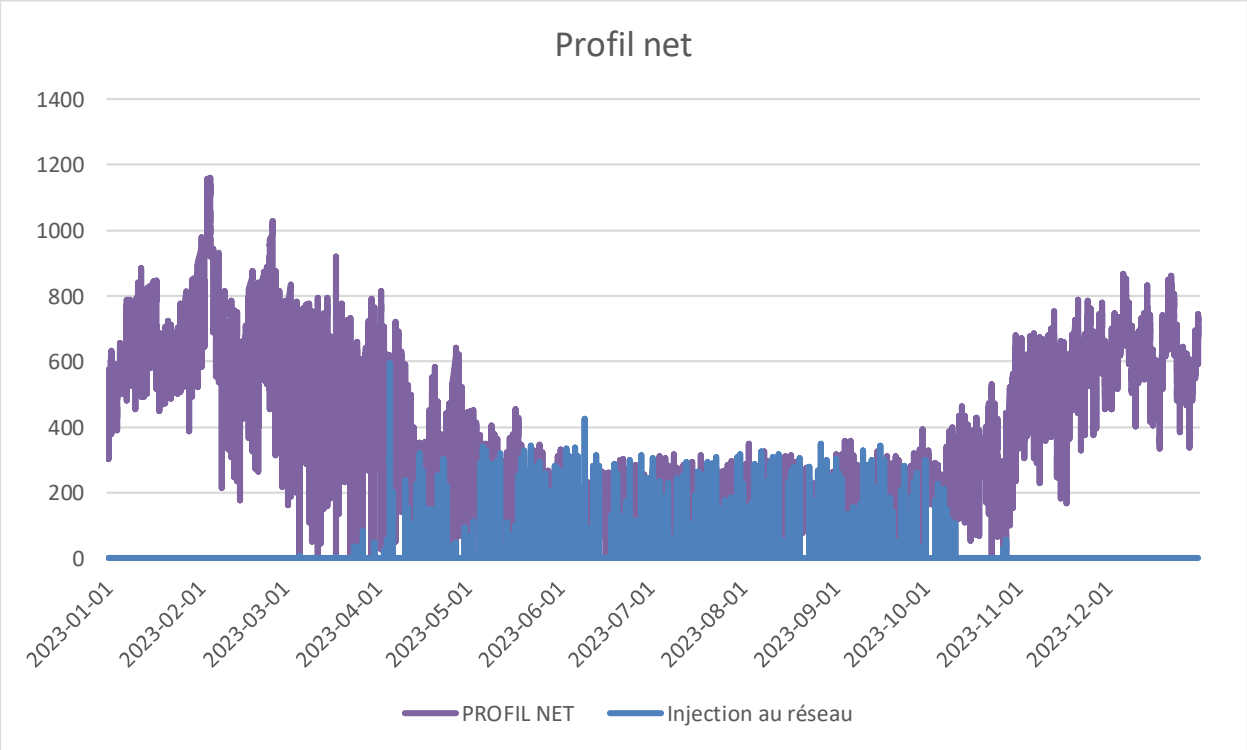


Figure 143: Profil net et injection solaire sur le réseau principal, [redacted]

On remarque à la Figure 143 qu'il y a beaucoup d'injection d'énergie prévue au point de raccordement du microréseau. Ça veut donc dire que le solaire pourra jouer un rôle important en résilience lors de pannes, mais également que le dimensionnement de la ferme solaire pourrait potentiellement être réduit au besoin.

Le profil a été recalculé pour le secteur entier en soustrayant l'énergie produite à la charge des bâtiments. Ceci nous donne donc un profil ajusté, ce qui permettra d'effectuer un meilleur dimensionnement de la batterie et de la génératrice. On voit tout de suite que la pointe est légèrement réduite, car il y a un certain apport solaire au même moment.

Mois	Nombre de jour	Consommation [kWh]	Puissance moyenne [kW]	Puissance maximale [kW]
1	31	472 597	635	896
2	28	467 764	696	1161
3	31	377 399	507	919
4	30	222 968	310	814
5	31	145 428	195	455
6	30	101 641	141	331
7	31	111 255	150	316
8	31	107 222	144	349
9	30	122 649	170	393
10	31	203 181	273	681
11	30	400 687	557	788
12	31	464 522	624	867
TOTAL	365	3 197 313		7 969

Tableau 52: Consommation nette mensuelle, [redacted]

Récapitulatif de l'impact du solaire sur la charge du microréseau :

Mois	Nombre de jour	Économie profil microréseau [kWh]	Économie profil microréseau [kW]	Injection Réseau HQ (surplus) [kWh]	Nombre d'heure où le solaire couvre 100%
1	31	21 295	-	-	0
2	28	39 275	-	-	0
3	31	81 538	-	252	8
4	30	86 328	226	14 187	98
5	31	74 670	6	24 193	139
6	30	78 703	76	26 796	167
7	31	86 652	100	23 186	173
8	31	75 733	80	28 266	170
9	30	61 339	112	19 357	130
10	31	49 191	217	5 757	51
11	30	24 570	-	-	0
12	31	15 563	17	-	0
Total		694 858	NA	141 993	936

Tableau 53: Utilisation de l'énergie solaire, [redacted]

11.9 Dimensionnement global

Tel que présenté à la section 6, le dimensionnement global pour chaque secteur est étudié sous 2 propositions. La 1ère est si on opte pour une solution sans génératrice fixe. C'est-à-dire que la résilience sera de courte du durée (6 heures ou moins) et que la batterie doit assurer la stabilité du réseau en mode îloté. Une génératrice pourrait être mobilisée pour offrir de la résilience supplémentaire, mais elle n'est pas prise en compte dans le dimensionnement au niveau de la puissance du convertisseur de la batterie requis. La 2e proposition vise une solution avec une génératrice sur place, où il n'est donc pas nécessaire de surdimensionner le système de stockage puisque la génératrice pourra offrir, en tout temps, le courant de court-circuit nécessaire.

Résilience courte durée (génératrice mobile)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 1335 panneaux // 0,6 MW	**Hiver** Pointe de 1161 kW	**Été (1er mai au 31 septembre)** Pointe de 393 kW
1,161 MW	3,5 MW	8 MWh	836 MWh annuel	6 heures	20 heures

Tableau 54 : Dimensionnement préliminaire (courte durée), [redacted]

Résilience longue durée (génératrice fixe)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** Puisque la génératrice couvre le courant de court-	**Énergie** On dimensionne la batterie pour offrir 4h de	**Puissance installée** 1135 panneaux // 0,6 MW	**Hiver** Pointe de 1161 kW	**Été** Pointe de 393 kW

	circuit, on dimensionne seulement en puissance	pleine puissance lors de l'écrêtage			
1,161 MW	1,5 MW	6 MWh	836 MWh annuel	N/A	N/A
Génératrice : 1,5 MW					

Tableau 55: Dimensionnement préliminaire (longue durée), [redacted]

11.10 Estimation des coûts

Le tableau ci-dessous résume les couts totaux d'un déploiement de microréseau à [redacted] selon les hypothèses mentionnées précédemment. Ces couts ne reflètent pas les revenus pouvant etre engendrés selon les différentes parties prenantes. Se référer aux Livrables – Montages Financiers Préliminaires du Lot 5 pour plus de détails.

Quelques hypothèses de travail :

- Système de Stockage d'énergie : 3.5MW/8MWh.
- Génératrice inclue dans les couts du projet.
- Production solaire uniquement derrière le compteur.

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	14%
	Invest.	Tiers	10 289 762	11 547 184	74%
	Invest.	Client	1 616 203	1 813 705	12%
		Subtotal	**13 915 919**	**15 616 461**	**100%**
	Charges	HQ	150 818	261 296	4%
	Charges	Tiers	3 842 473	6 764 726	93%
	Charges	Client	158 521	279 408	4%
		Subtotal	**4 151 812**	**7 305 430**	**100%**
	Total	HQ	2 160 771	2 516 868	*11%*
	Total	Tiers	14 132 235	18 311 910	*80%*
	Total	Client	1 774 724	2 093 113	*9%*
		Total	**18 067 731**	**22 921 891**	**100%**

Tableau 56: Coûts estimés pour le microréseau à [redacted] (SSE = EVLO)

Site	Type	Partie prenante	$ actualisé	$ courant	%
[redacted]	Invest.	HQ	2 009 953	2 255 571	17%
	Invest.	Tiers	7 918 949	8 886 654	69%
	Invest.	Client	1 616 203	1 813 705	14%
		Subtotal	**11 545 105**	**12 955 931**	**100%**
	Charges	HQ	150 818	261 296	4%
	Charges	Tiers	3 842 473	6 764 726	93%
	Charges	Client	158 521	279 408	4%
		Subtotal	**4 151 812**	**7 305 430**	**100%**
	Total	HQ	2 160 771	2 516 868	*12%*
	Total	Tiers	11 761 422	15 651 380	*77%*
	Total	Client	1 774 724	2 093 113	*10%*
		Total	**15 696 917**	**20 261 361**	**100%**

Tableau 57: Coûts estimés pour le microréseau à [redacted] (SSE = Autre Fournisseur)

Les coûts totaux de projet pour le secteur de [redacted] s'élèvent donc à environ 18M$.

11.11 Impact du dimensionnement sur la qualité de service

Tel qu'indiqué, le dimensionnement sans génératrice proposé a été fait afin d'offrir 6 heures d'autonomie, en tout temps. Si l'on applique cette résilience, sans génératrice, aux 5 dernières années, un nouveau calcul du CHI et du IC est fait, qui aurait été le CHI ou l'IC ressenti **si un microréseau (sans génératrice) avait été déployé à [redacted] durant cette période.** Il permet de réduire en partie ou en totalité la durée des pannes qui ont une origine provenant de

l'extérieur du périmètre électrique du microréseau. Autrement dit, une panne provenant de l'intérieur du microréseau ne pourra être réduite.

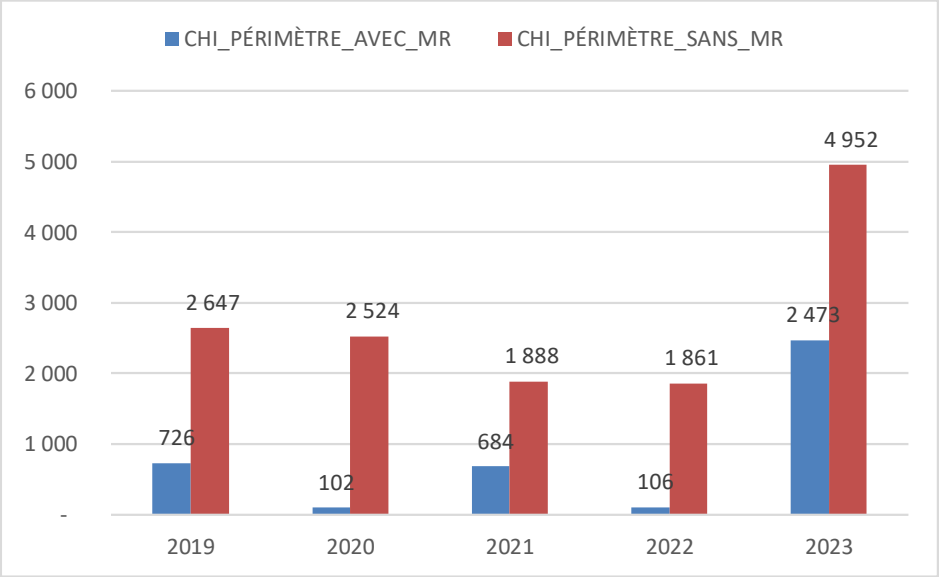


Figure 144: Impact du microréseau sur le CHI, [redacted]

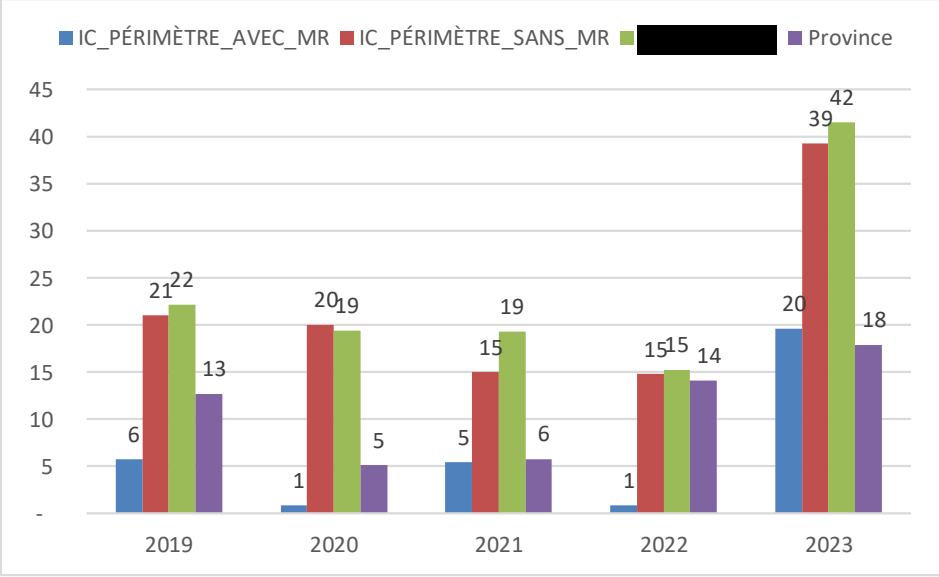


Figure 145: Comparaison du IC, [redacted]

L'étude démontre que l'impact d'un microréseau sans génératrice **est conséquent, car il réduit l'IC de 71 % sur 5 ans** pour le site du microréseau. La raison vient du fait que ce secteur vit des interruptions entre 5min. et 6 heures où la solution de microréseau est pertinente. Or la longue panne de 2023 est tout de même ressentie au bilan du IC.

À ce périmètre ciblé, la solution avec microréseau d'une batterie couvrant les pannes de 5 minutes et plus pour un maximum de 6 heures permettrait de réduire l'IC conséquemment.

Si on ajoute une génératrice au concept, l'ensemble des pannes pourrait être reprise par le microréseau et l'IC théorique serait évalué à 0 (en excluant les pannes de moins de 5 minutes).

11.12 Études électriques exploratoires

Site abandonné pour les études exploratoires.

11.13 Opportunités et recommandations

L'étude du secteur de [redacted] démontre qu'un microréseau permettrait d'améliorer la qualité de services, mais spécialement si celui-ci est muni d'une génératrice pour de la résilience longue durée. Il y a de longues pannes qui affectent ce secteur, donc une résilience de courte durée, soit 6 heures ou moins, n'aurait pas un impact significatif sur le bien-être des citoyens.

Il faut également noter que plusieurs projets en cours dans le secteur, tout comme pour [redacted] pourraient avoir un impact sur la qualité de service. L'impact semble moins direct que pour [redacted], mais ces projets auront tout de même un impact à [redacted]

Le secteur de [redacted] est donc non-recommandé pour une phase 1, mais devrait tout de même être considéré avant [redacted] en phase 2.

12 Secteur 6 : [redacted]

12.1 Périmètre îlotable

[redacted] est une municipalité située dans la région administrative de Charlevois. L'ensemble de la charge de la municipalité sera intégrée dans un microréseau.

La solution **cœur de village** est privilégiée et le secteur suivant a été choisi:



Figure 146: Secteur de [redacted]

Données 2024: 37 transformateurs pour 111 compteurs, dont 67 résidentiels, 44 commerciaux/institutionnels et une station de recharge du circuit électrique (recharge rapide 2 x 100kW).

Ville	No. XFO	Nb. Compteur	Phase	Date pointe 12 mois	Date pointe été
[redacted]	G6N5N	1	ABC	2023-02-21	2023-07-11
	D9V1Z	1	A		
	V2F6T	1	B	2023-05-12	2023-06-09
	M9G5A	2	B	04-févr-23	19-juin-23
	H9Y3S	1	A	03-févr-23	14-juil-24
	D0M2T	1	B	04-juil-23	04-juil-23
	L9F8S	1	B		
	G2X6D	3	ABC	04-févr-23	10-juin-24
	G8N4P	3	A	27-avr-24	10-août-23
	L4K1F	1	ABC		
	W8K2C	1	B	10-juin-24	10-juin-24
	D5K2R	1	B		
	G4B1J	2	A	17-juil-23	17-juil-23
	D5K6H	2	A	16-mars-23	09-juil-23
	D5K6R	2	C	13-déc-23	14-juin-24
	D5M2R	2	B	16-janv-24	09-juin-24
	G5T2J	1	B	04-févr-23	05-juin-23
	G4S8G	5	B	24-juin-24	24-juin-24
	D5K2S	4	B	21-déc-23	26-août-23
	D5K2W	14	C	04-févr-23	07-juin-23
	D5K2M	4	B	13-janv-24	24-juin-24

[redacted]					
	D5M2X	7	A	25-avr-24	16-août-23
	D5K7Z	5	B	04-févr-23	18-juil-23
	S1Q7J	1	B	01-août-23	01-août-23
	K1M5P	1	ABC	19-mai-23	06-juin-23
	D5K6W	6	B	04-févr-23	10-juin-24
	D5K2C	8	A	04-févr-23	07-juin-24
	D5K7Y	3	C	12-avr-23	09-juin-24
	S2S3V	3	C	11-avr-23	08-juin-24
	D2B9C	1	ABC	15-sept-23	21-juil-24
	D5K2X	2	B	05-nov-23	06-juin-23
	D5K6S	8	B	04-févr-23	04-juin-24
	D5M2W	5	C	09-janv-24	28-juin-23
	S2W0P	0	ABC		
	D5K7W	9	B	06-janv-24	17-juin-23
	D5K7X	1	B	24-févr-23	10-juil-23
	W8K8M	1	B	05-août-23	05-août-23
	37	**114**			

Tableau 58: Liste des transformateurs, Secteur de [redacted]

12.2 Analyse des clients

L'analyse des clients permet de catégoriser la clientèle selon la base de données [redacted]

L'objectif est d'illustrer la répartition des clients selon leur tarif, le type de client, le mode de chauffage principal et la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures.

Pour [redacted], le périmètre des clients considérés est celui cœur de village.

12.2.1 Répartition des clients selon leur tarif et le type de client

Les figures ci-dessous présentent le profil de la clientèle du secteur ciblé pour le microréseau à [redacted]. Il y a 114 compteurs dont 59% sont résidentiels et 39% qui sont commerciaux ou institutionnels. Il y a une infrastructure du Circuit électrique qui est une station de recharge rapide pour véhicules électriques. Il est aussi à noter une présence non négligeable du ministère des Transports ainsi que la [redacted]

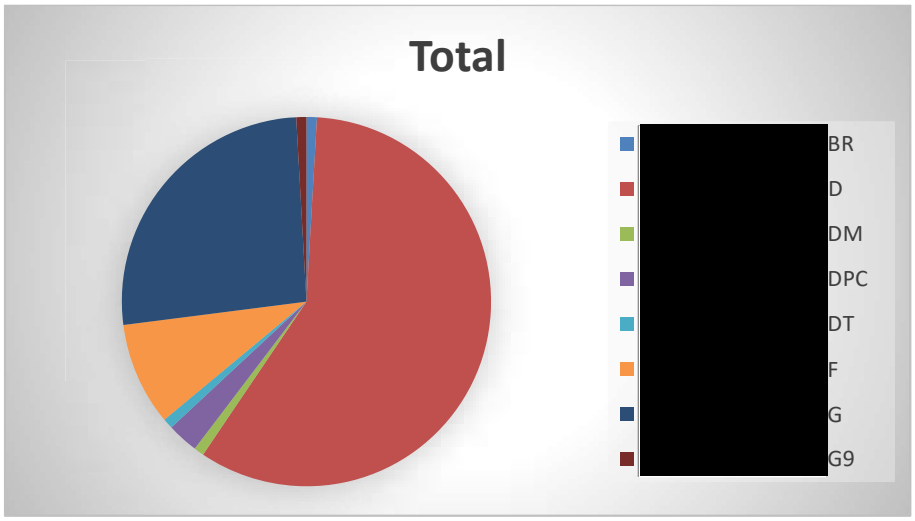


Figure 147: Type des clients

Étiquettes de lignes	Nombre de Type de client
[redacted]	111
BR	1
D	65
DM	1
DPC	3
DT	1
F	10
G	29
G9	1
(vide)	
Total général	**111**

Figure 148: Types de tarifs, [redacted]

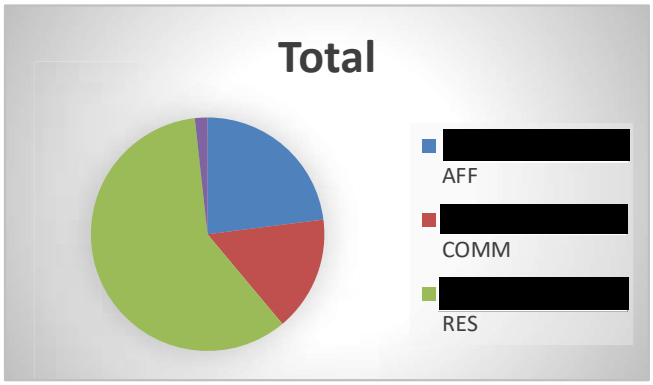


Figure 149: Proportion du type de clients, [redacted]

Étiquettes de lignes	Nombre de Code tarif
[redacted]	113
AFF	26
COMM	18
RES	67
(vide)	2
Total général	**113**



Figure 150: Bornes de recharges rapides, [redacted]



Figure 151: Bornes de recharges rapides, [redacted]

12.2.2 Mode de chauffage principal

La Figure 126 présente les clients qui ont pour source d'énergie principale de chauffage l'électrique (désignée « E »), une source autre (désignée « A ») ou une source biénergie (désignée « B »). La source autre « A » ou la source biénergie « B » peut être d'origine fossile ce qui peut à la fois supposer dans le contexte de la décarbonation qu'une électrification du chauffage principal est à prévoir, mais aussi que cette source ajoute une certaine résilience (sous réserves).

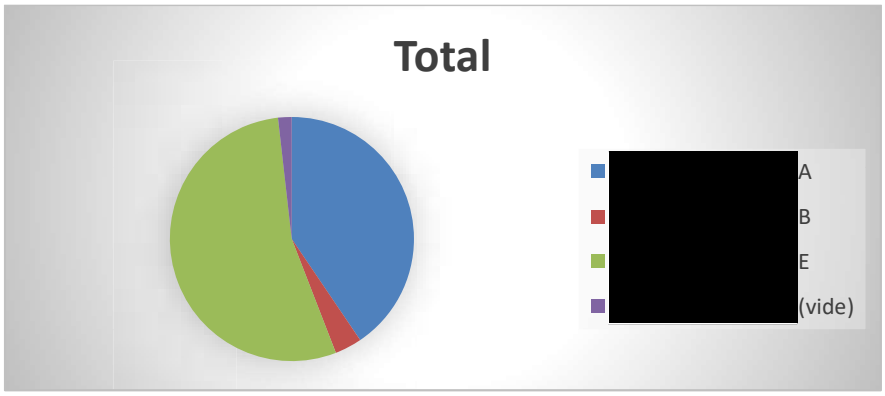


Figure 152: Type de chauffage par client, [redacted]

Étiquettes de lignes	Nombre de Type de client
[redacted]	111
A	45
B	4
E	60
(vide)	2
Total général	**111**

12.2.3 Priorité de rétablissement en cas de pannes majeures

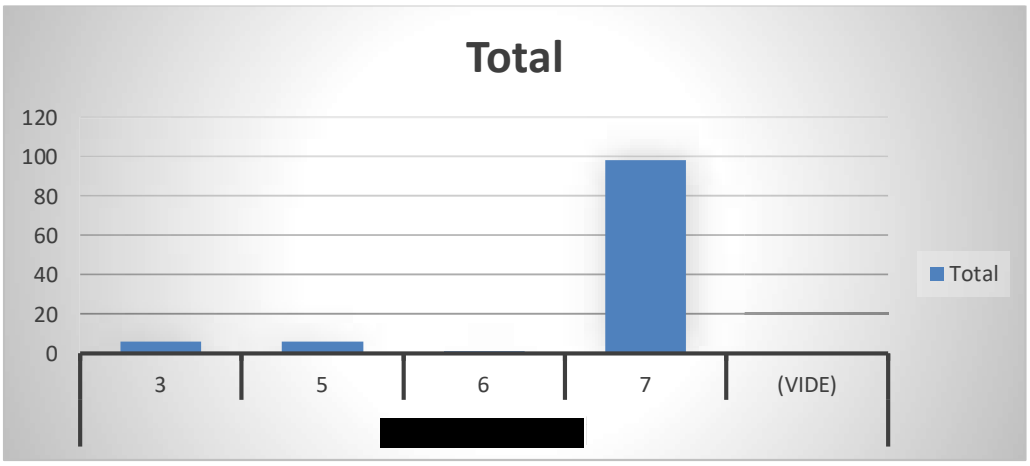


Figure 153: Priorité de rétablissement des clients, [redacted]

Il est possible de catégoriser les clients selon la priorité de rétablissement en cas de pannes majeures. Il semble que cette catégorisation soit faite en fonction de la description SCIAN du client et ajusté par le Centre d'exploitation de distribution (CED). L'objectif ici est d'illustrer que des clients pourraient demeurer alimentés en cas de pannes du réseau par le microréseau. Ceux-ci pourraient être priorisés auprès des autres clients en cas de limitation de charge du microréseau.

Cela permet de montrer la valeur de résilience de certains bâtiments au sein du microréseau. Toutefois un discernement est à faire, car certaines descriptions de vocation de bâtiment ne semblent pas être prioritaires. Il y a donc un besoin de consulter les communautés pour entendre leur vision de résilience communautaire.

Par exemple, voici le tableau des vocations des bâtiments de priorité de rétablissement en cas de pannes majeures pour [redacted] classés 3, 5 et 6.

Descriptif SCIAN	Priorité de rétablissement panne majeure
Caméra de surveillance circulation - MAJ	3
Caméra de surveillance circulation - MAJ	3
Hôtels	3
Hôtels	3
Motels	3
Supermarchés et autres épiceries (sauf les dépanneurs)	3
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Ménages privés	5
Ménages privés	5
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Autres services des administrations publiques locales, municipales et régionales	5
Station de recharge rapide pour véhicules électriques	5
Réseaux d'aqueduc et systèmes d'irrigation	6

Tableau 59: Clients prioritaires, [redacted]

12.3 Analyses de charges

12.3.1 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre est présenté à la figure suivante :

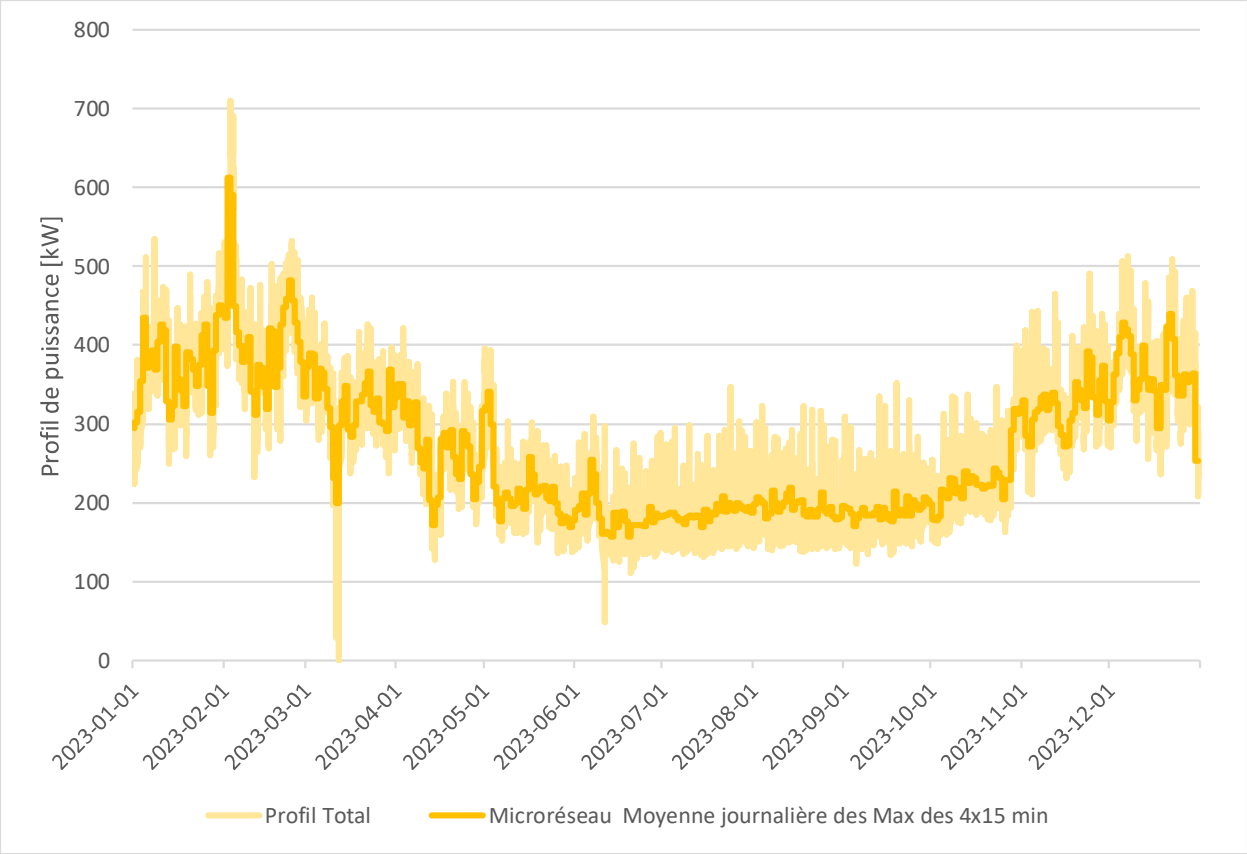


Figure 154: Profil de charges [redacted]

12.3.2 Fréquences des appels de puissance

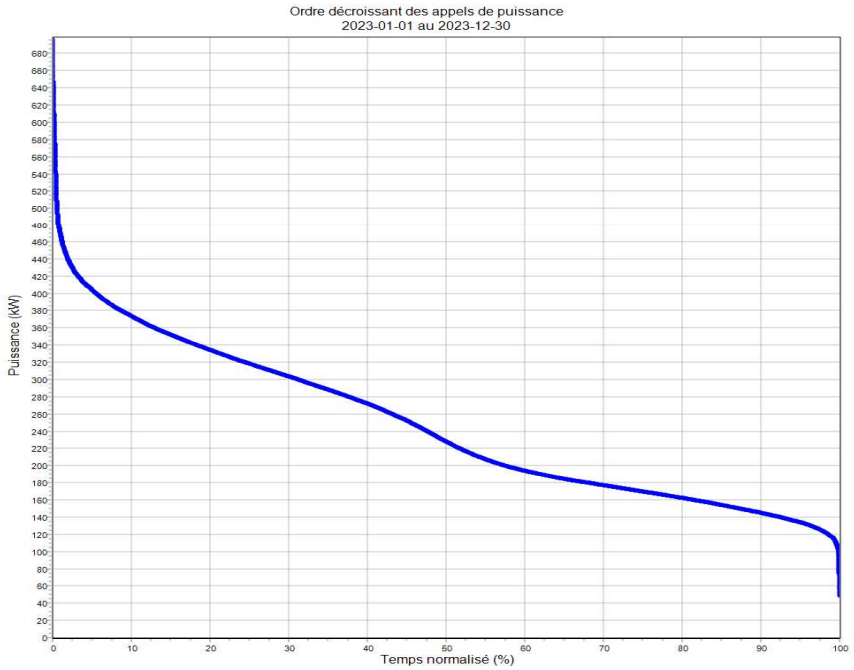


Figure 155: Fréquence des appels de puissance, [redacted]

12.3.3 Puissance selon la température extérieure

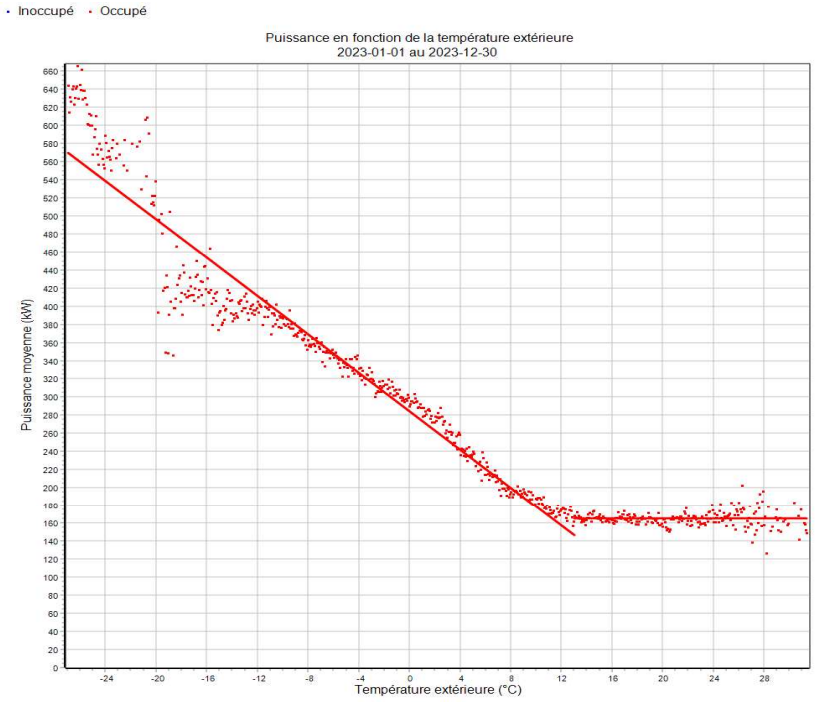


Figure 156: Puissance selon la température extérieure, [redacted]

12.3.4 Répartition de la consommation d'énergie

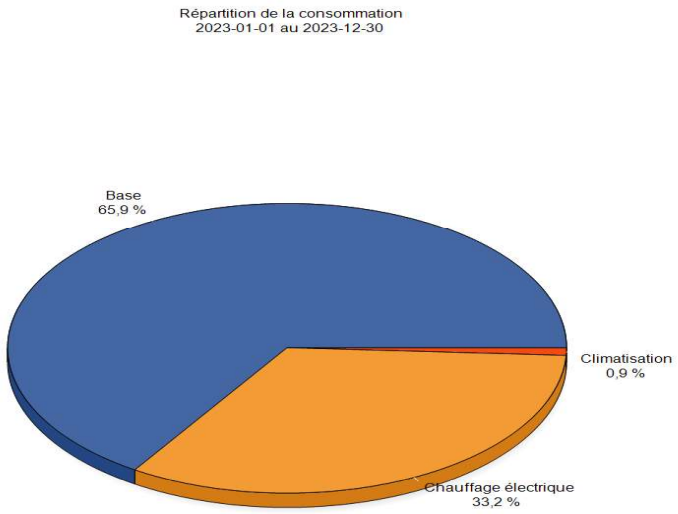


Figure 157: Répartition estimée de la consommation d'énergie, [redacted]

12.4 Analyses de pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur la période de 5 ans s'étalant de 2019 à 2023 est ORL_D5K7S.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

12.4.1 Fréquence des pannes

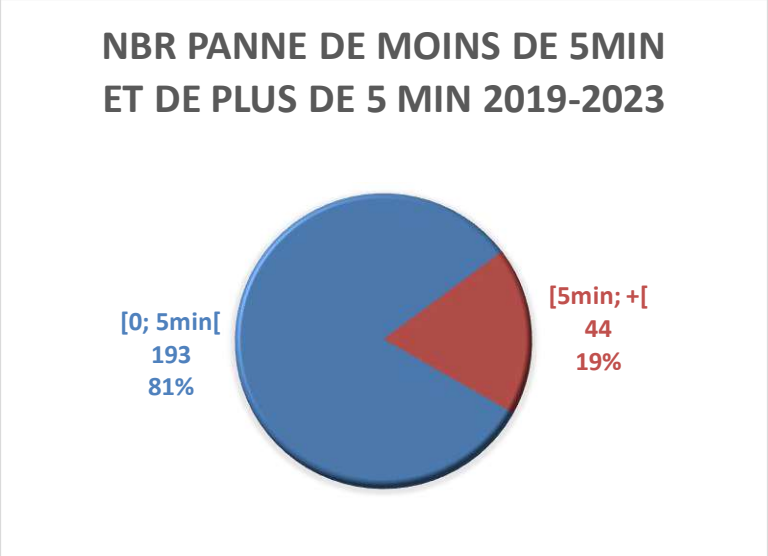


Figure 158: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 19% des pannes totales**.

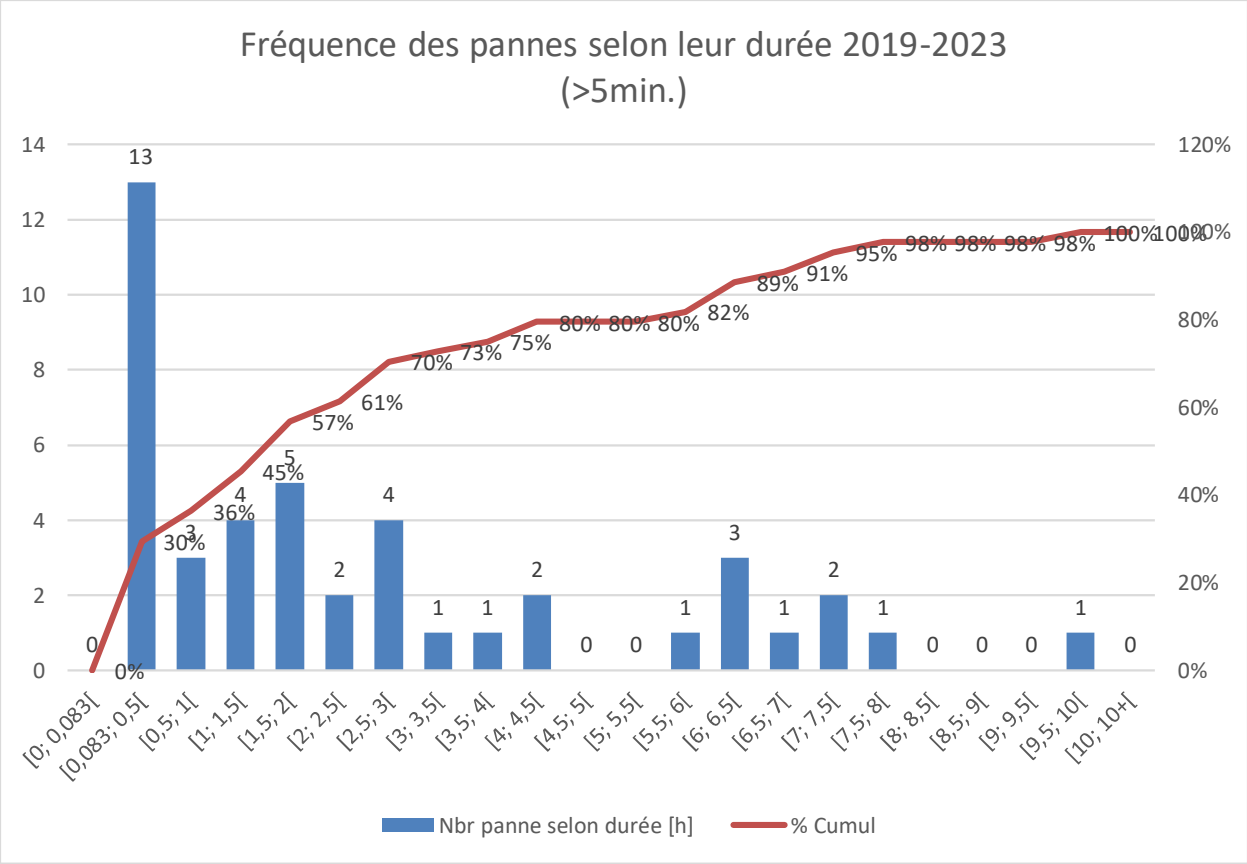


Figure 159: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 80% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires aurait capté 80% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

12.4.2 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

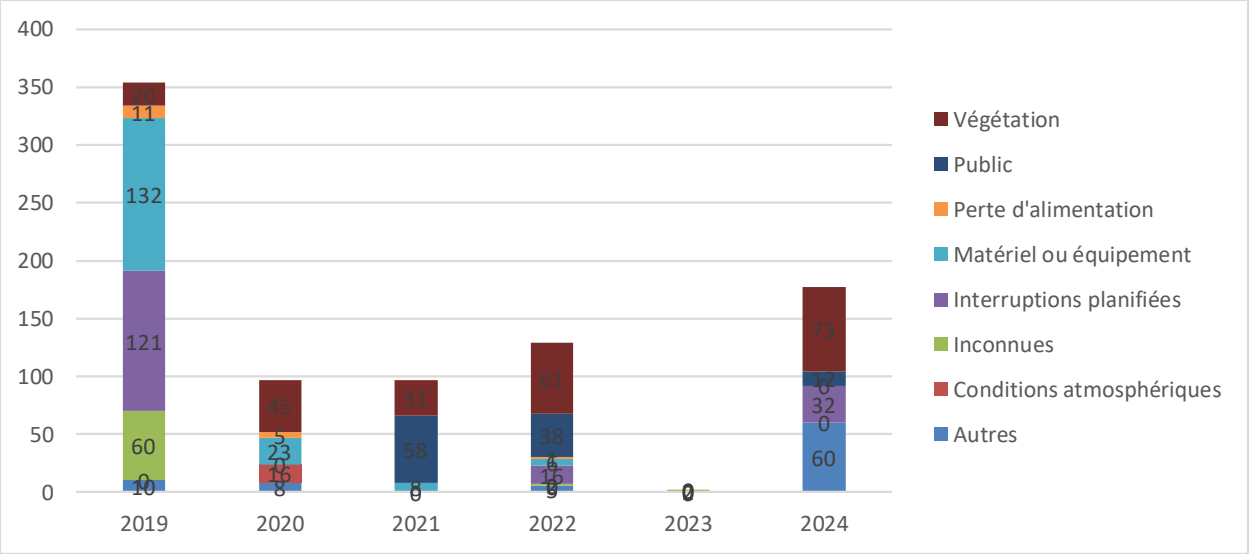


Figure 160: CHI Annuel, [redacted]

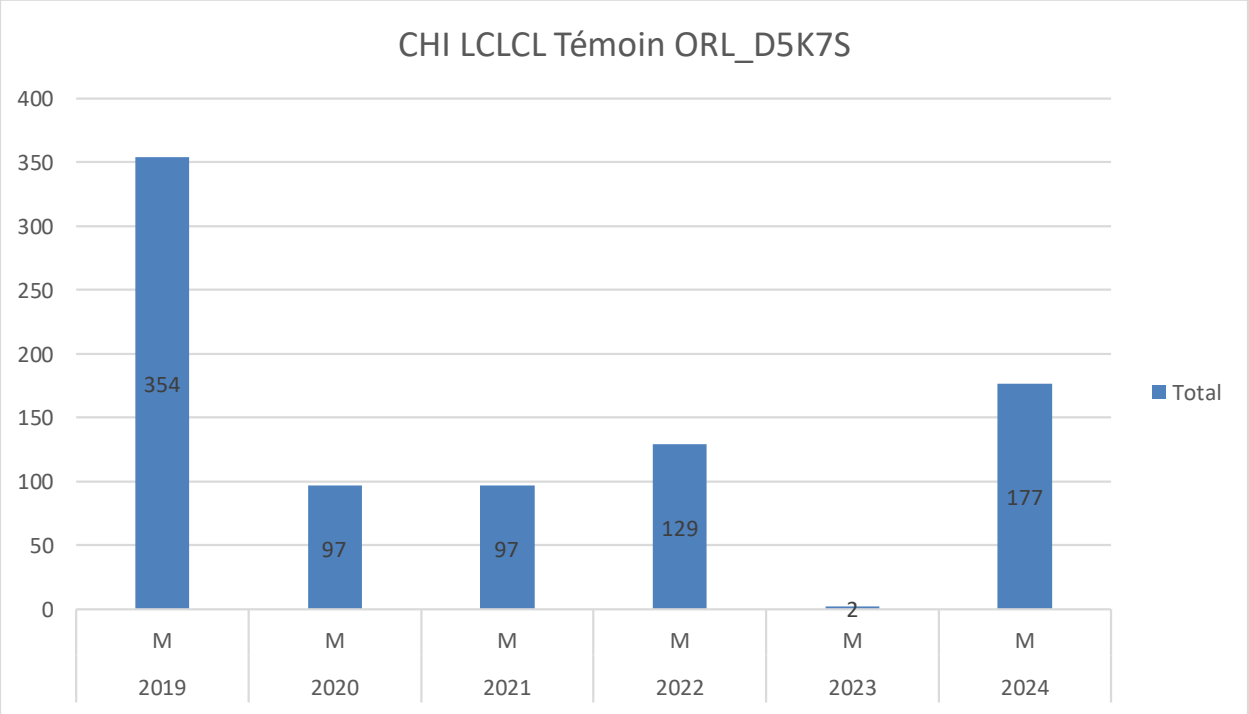


Figure 161: CHI sans microréseau, [redacted]

On observe une grande amélioration du CHI de l'année 2019 à l'année 2020. Par la suite nous remarquons une augmentation constante de 2020 à 2024 à l'exception de 2023 qui a été une année bénie avec un très bas CHI.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur :

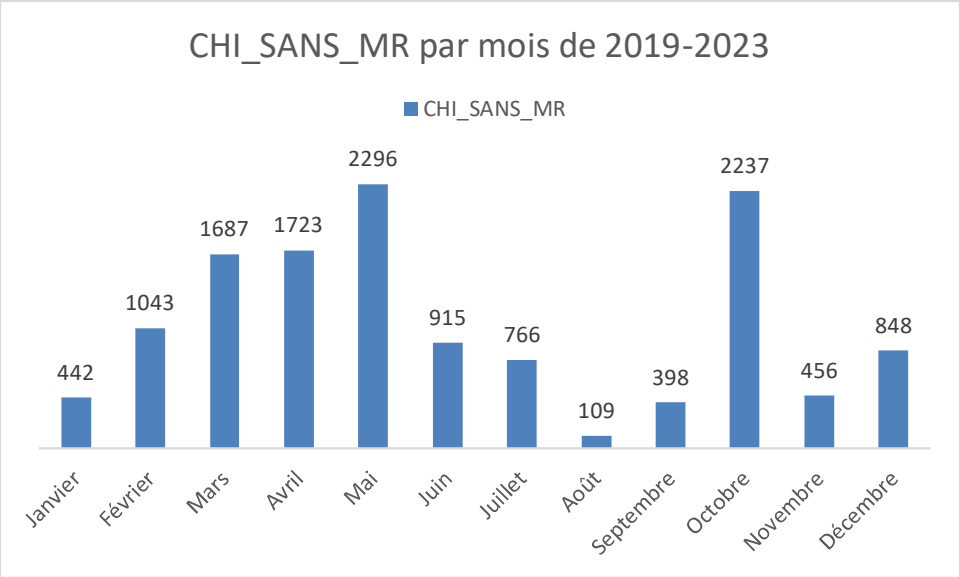


Figure 162: CHI selon le mois

On observe que les mois de mai avril et d'octobre ont été les plus touchés en termes du CHI. 69% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe.

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

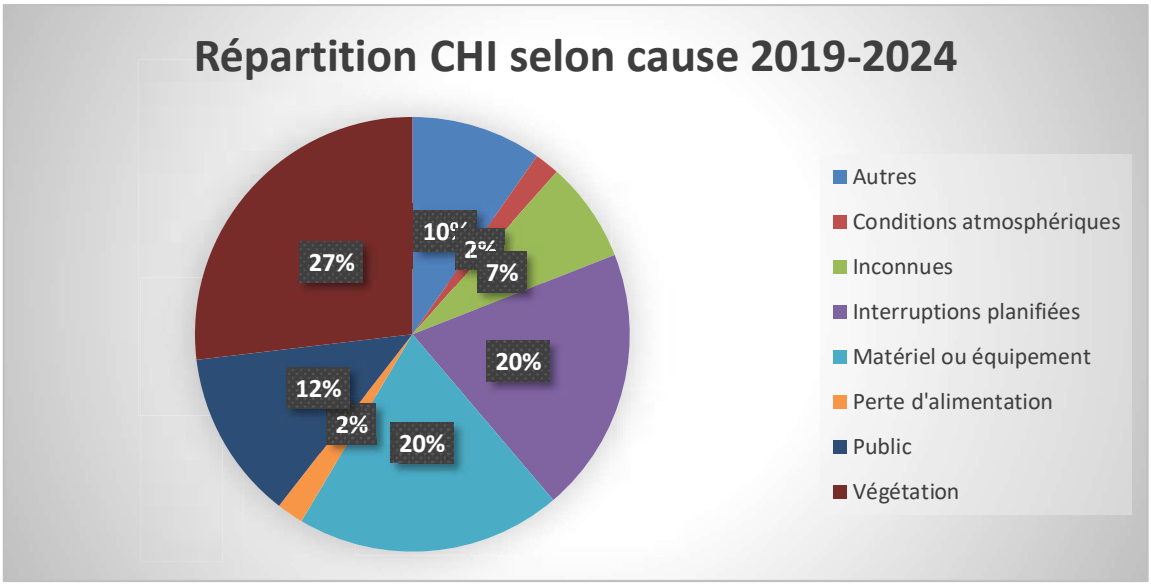


Figure 163: Cause des pannes, [redacted]

27% du temps de pannes est lié à la végétation, 20% dû au matériel ainsi que 20% d'interruptions planifiées, 12% par le public

12.4.3 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur de cœur de village de [redacted] a une qualité de service comparable à la municipalité, mais plus élevée à la province sauf en 2022. Depuis 2022, l'IC s'est dégradé en raison d'une longue panne causée par la végétation. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

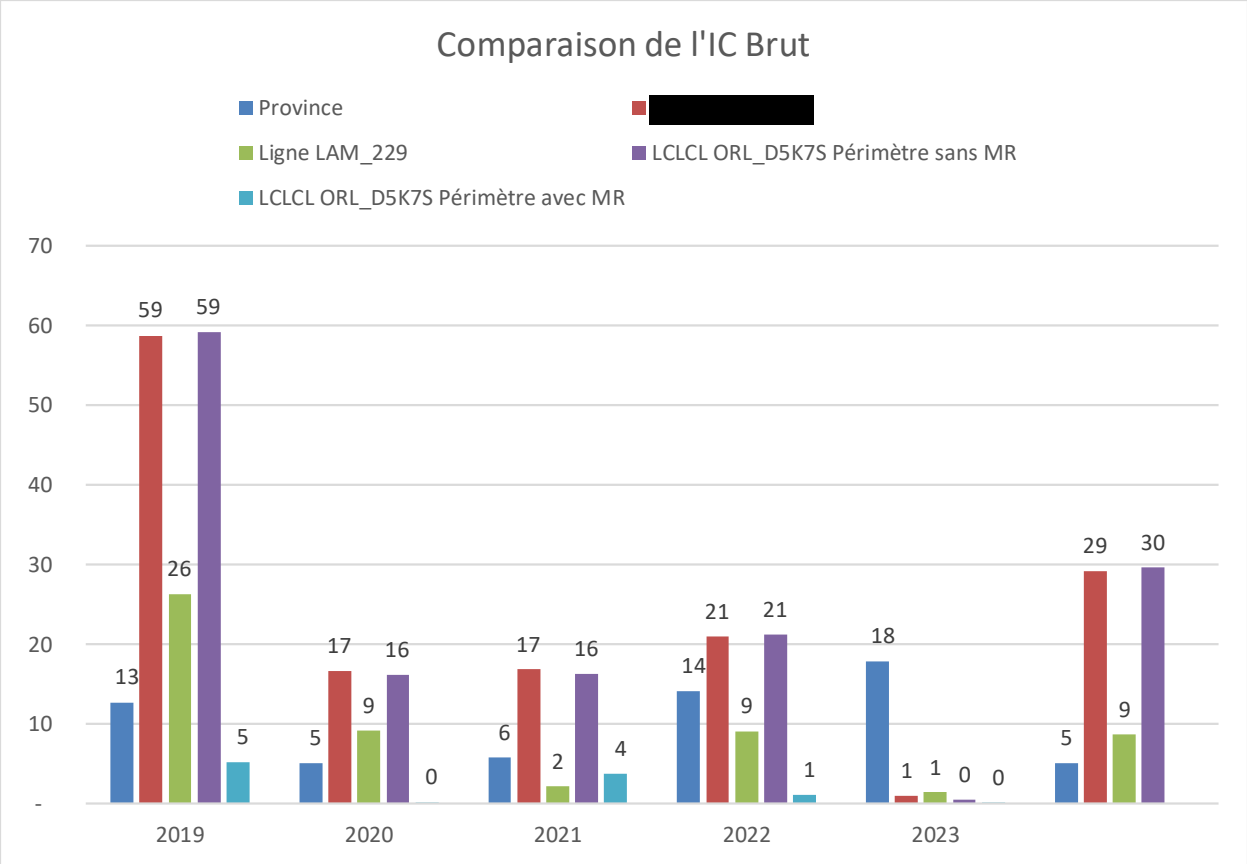


Figure 164: Comparaison du IC, [redacted]

12.4.4 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

12.5 Évaluation du potentiel en efficacité énergétique

Une approche adaptée à la communauté sera établie pour évaluer le potentiel en efficacité énergétique. Cette évaluation pourra être approfondie lors de l'avant-projet. Plus particulièrement, il faudra identifier les charges motrices, car elles impacteront le dimensionnement tels que les moteurs des systèmes de ventilation, les compresseurs, les moteurs des pompes des réseaux hydroniques, etc.

12.6 Potentiel de production solaire

12.7 Études électriques exploratoires

Pour avoir les détails des études, voir l'Annexe 10.

Pour le distributeur :

Il faut prévoir une étude de stabilité détaillée dans les étapes subséquentes.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration :

Travaux requis LAM-229	Coûts (k$ 2024)
Remplacement du régulateur U4D8L par un régulateur Cooper CL7. Remplacer des deux (2) disjoncteurs C0K4M et C9W2Z par des régulateurs « Viper » ayant la fonction de conditionneur d'absence de tension.	900
Conditionnement à l'absence de tension (coût produit par TransEnergie) au poste La Malbaie si requis par le transporteur.	
Activités de mise en route (Gestion de projet, UMES, UTAPP et essais) Une campagne de mesure est requise afin de vérifier la puissance pouvant être injecté par le microréseau sur la ligne HTD-235 selon la période de l'année.	340
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Coût total des modifications au réseau de distribution	**1370**

Figure 165: Extraction de l'étude exploratoire

Pour le transporteur :

Étude de réseau : Voir note technique en Annexe 10.

Les points suivants ont été soulevés : ajout de télé déclenchement ainsi que le conditionnement à l'absence de tension. Étant donné que le poste sera en reconstruction dans un futur proche, il serait facile d'intégrer ses demandes dans le nouveau poste avec un coût relativement faible.

Cependant, un enjeu technique additionnel important a été soulevé pour ce site. En effet, il nous a été demandé d'ajouter un transformateur de mise à la terre côté HT 69 kV. De plus, il a été soulevé que le nouveau poste prévu présente encore cette problématique. La topologie des nouveaux ou anciens postes de type 3-A et type 3-D utilisant majoritaires des transformateurs de 22.5 et 33 MVA n'ont pas de mise à la terre côté HT. Cette configuration est flottante côté HT et cela crée des enjeux de surtension importants dans certain cas de défauts. Ces types de postes sont majoritairement dans les régions demandant une CLT de poste plus petite. Une vérification rapide démontre qu'environ 84 postes sont touchés par cette problématique.

Coûts pour le volet transporteur : Non-disponibles à la date d'émission du présent rapport. À venir ultérieurement.

13 Identification et l'analyse des risques

13.1 L'approche préconisé et la méthodologie

L'approche de risques préconisée dans le cadre du programme des microréseaux s'appuie sur les meilleures pratiques reconnues sur le marché en gestion de projets par le *Project management Institute* (PMI). Tout est considéré en associant les principes de gestion de projet traditionnelle et agile, tout en étant adapté au contexte d'Hydro-Québec. Cette méthodologie est déployée pour la gestion des risques de projets et de programmes de construction GTE chez Hydro-Québec.

Afin d'établir une liste de priorisation des risques pour intégrer un microréseau ainsi que de pouvoir identifier ces risques, les analyser et prévoir des plans de réponse appropriés, 2 ateliers de risques ont été organisés avec les collaborateurs clés du projet. Le premier atelier a eu pour objectif d'analyser des risques transversaux touchant plusieurs expertises. Le deuxième a visé l'analyse de risques de l'exploitation et de la réalisation des microréseaux. Le registre de risques ainsi que les risques priorisés sont présentés dans les sections suivantes.

13.2 Registre de risques

Un registre de risques a été complété avec les collaborateurs clés en utilisant la méthodologie CRII En suivant cette méthodologie, les causes de risques, la description de risques et les impacts de risques sur le projet ont été bien identifiés et documentés dans le registre. Les risques sont évalués ensuite en utilisant la matrice de risques avec les codes couleur rouge, jaune ou vert. Les risques indiqués en rouge sont des risques prioritaires qui méritent un plan d'action personnalisé et un suivi mensuel à tous les stades d'avancement du projet.

13.3 Priorisation des risques

À la lumière des ateliers d'équipe, une liste des 6 risques prioritaires a été identifiée et évaluée. Les plans d'action ont été préparés et un mécanisme de suivi mensuel par les responsables de lot a été instauré pour bien les maîtriser.

Voici la liste des 6 risques prioritaires :

- L'adéquation entre la consultation du milieu et l'intégration dans la solution technologique
- L'adhésion des unités internes HQ impliquées au mandat
- Les enjeux de ressources spécialisées (planificateurs)
- La capacité de réalisation des communautés
- Les projets majeurs en concurrence avec les microréseaux
- Le contrôleur de microréseau (intégration)

Dans le tableau suivant, vous trouverez la description détaillée des risques, leurs impacts et les plans d'action de réponse aux risques:

Tableau 60: Descriptions détaillées des risques

Risque	Description de risque	Impacts de risques	Responsable de risque (responsable de lot)	Plan d'action (mesure de réponse)
R1	Étant donné que le besoin émane d'une solution technologique (meilleur site pour implantation de microréseau), le risque que les besoins de la communauté ne soient pas satisfaits	- La technologie proposée et les sites ne soient pas retenus; - Efforts supplémentaires exigés pour réévaluer le site et les besoins; - La municipalité rencontrée demande à Hq de se pencher sur une autre solution pour la gestion de panne (reconstruction d'une ligne par exemple) - Perte de pertinence du projet	Lot 3 : Collette Lettre Racine - consulter les communautés	-Déposer une évaluation préliminaire (T1 2024) pour identifier les intrants requis des communautés et intégrer le retour obtenu de ces intrants dans l'étude de faisabilité (T2 2024) et la recommandation (T4-2024) - mi-juillet 2024 : Consulter les communautés et intégrer leurs intrants dans l'étude de faisabilité
R2	Étant donné que le projet émane principalement de la direction Solutions innovantes - Réseau distribution et clients, le risque que le projet n'a pas la même priorité chez les différents collaborateurs internes HQ	- Délais supplémentaires - Requestionnement de projet par les différents collaborateurs - Difficulté à libérer les ressources pour les livrables du projet - La mobilisation des équipes et la priorisation des demandes	Gestion de projet : Patrick Martineau	- Envoyer mensuellement un sommaire exécutif aux parties prenantes - Prévoir une gouvernance forte pour maintenir une adhésion - Prévoir une stratégie intégratrice de réalisation de projet - Mandater les chefs de projets pour favoriser l'adhésion des membres pour impliquer les bons niveaux de gestion au bon moment (pas trop tôt non plus) - Établir un échéancier global du projet (2 ans) en intégrant l'échéancier de l'implication des parties prenantes - Rencontre ponctuelle de revue de projet global aux 4 mois de l'avancement de lots en présentiel
R3	Étant donné la nature complexe et ambitieuse d'un microréseau pour une communauté, le risque que la communauté n'ait pas de moyens financiers, techniques ni de ressources organisationnelles ou la volonté de réaliser un tel projet	-Pression HQ pour une prise en charge totale du projet; -Accompagnement et un dialogue important d'HQ à travers les étapes du projet; -Manque d'intérêt de la communauté à s'impliquer (intérêt dans résultat final seulement);	Lot 3 : Collette Lettre Racine	- Fournir un accompagnement des communautés à travers un guide d'intégration, des consultations et une assistance technique. - Préparer des demandes conjointes HQ et communautés aux programmes de subventions gouvernementales pour aider le financement des sites. - Fournir l'accompagnement humain aux communautés (ce sera le rôle de qui chez HQ ou une

		-La solution de microréseau ne soit pas la meilleure solution pour les besoins de la communauté.		association tierce) et réfléchir à la stratégie de communications (espace client, etc.). - Préparer un guide d'accompagnement et d'intégration (rôles et responsabilités, infrastructures, support informa) des communautés en mode de gestion îloté par Hydro-Québec ou des tiers
R4	Étant donné que plusieurs projets de grande envergure auront lieu dans plusieurs secteurs ciblés par les microréseaux (ajout de poste, remaniement des lignes), le risque que les projets de MR soient désuets	Plusieurs projets auront un impact significatif et amélioreront les pannes de plusieurs secteurs ce qui diminuera grandement (présumément) la nécessité d'un microréseau.	Gestion de projet : Patrick Martineau	- Prioriser des sites sans projets en concurrence - Prioriser la décision sur l'échéancier et la mise en service portefeuille HQ
R5	Étant donné que l'appel solaire et les études d'avant-projets des microréseaux sont coïncidents et, à l'heure actuelle, il n'y a que 6 planificateurs qui font de la production décentralisée dans les unités de planification (CRD-CIOSE), le risque que les ressources ne soient pas disponibles pour fournir les intrants selon le calendrier du projet	-Délais supplémentaires -Ajout d'un chemin critique sur le projet -Enjeu de capacité organisationnelle	Gestion de projet : Patrick Martineau	- S'arrimer dès maintenant avec les équipes de Conception du Réseau de Distribution (CRD - S. Fulham) et de transport pour s'assurer de la disponibilité des ressources clés pour réaliser les études de raccordement selon l'échéancier prévu. - Externaliser les études électriques par les contrats-cadres - Utiliser les comités experts pour orienter les mandats électriques - Impliquer les chef(fe)s dans le respect de leurs expertises et leurs champs de compétence
R6	Étant donné la différence dans l'intention de contrôler les microréseaux entre ingénierie et projet, le risque de volonté d'expertise d'HQ d'avoir une solution à double contrôleur. 1 de HQ, l'autre de l'exploitant tiers dans le guide d'intégration	-Retards et coûts en exploitation. -Complexification d'opération avec tiers exploitant	Lot 1 : architecture et intégration (Bruno L) Lot 4 : stratégie de réalisation (Patrick M)	- Préciser l'architecture (Lot 1) - Valider l'architecture avec fournisseurs et autres utilités (Lot 1) - Découpler la stratégie de réalisation (lot 4) de l'architecture (Lot 1)

Tableau 61: Tableau des risques

14 Conclusions et recommandations

À la suite des études de faisabilité présentés dans le présent document, une liste de priorisation des sites à étudier en avant-projet a été établie. Il est d'abord primordial de rappeler que ces études ont été faites aux meilleures des connaissances au moment de les réaliser. Plusieurs facteurs pourraient avoir des **impacts majeurs** sur la viabilité de ces projets, notamment au niveau des attentes des communautés, des coûts de certains éléments de la solution, d'espaces et terrains disponibles, d'autres interventions réseaux prévues ou non prévues, de contraintes physiques inconnues au moment de faire les études, etc. La liste se veut donc une recommandation de priorisation pour la suite de la démarche.

Pour la prochaine étape, des études électriques plus poussées sont nécessaires, afin d'évaluer l'impact réel potentiel de l'ajout de la production/stockage sur le réseau électrique. De plus, grâce à ces études, un dimensionnement plus fiable pourra être proposé en cohérence avec besoins du réseau.

Recommandation d'ordre de priorisation :

1- [redacted]
2- [redacted]
3- [redacted]
4- [redacted]
5- [redacted]

Pour les sites 4 et 5, tel que mentionné dans leur sections respectives, l'impact d'autres interventions réseaux à venir pourrait rendre non pertinent l'intégration d'un microréseau dans ces secteurs.

D'autres sites pourraient être évalués selon la même démarche (voir section 6) et ces analyses pourraient être effectuées de façon plus rapide, puisque l'ensemble de la démarche a été documentée. Grâce à cette documentation, nous sommes confiants que de prochaines études pourraient être réalisés rapidement et que les résultats pourraient être comparés avec les résultats des études actuels, car elles seraient faites sur les mêmes bases.

L'équipe projet du lot 2 est disponible pour les étapes subséquentes de la démarche, ainsi que pour évaluer d'autres sites potentiels, au besoin.

15 Révision 1

La révision comprend tout ce qui est mentionné ici.

Dans le cas de l'ajout des nouveaux sites, où la solution de zone de résilience derrière le compteur a été privilégiée, le dimensionnement des REDs nécessaires à rendre ces bâtiments résilients, a été fait sur des hypothèses puisqu'aucune visite terrain n'a été faite.

Pour le dimensionnement du nombre d'ATL, on prend en compte les pointes électriques de chaque bâtiment, et on regarde aussi la régression linéaire des pointes journalière en fonction de la température extérieure, afin ***d'estimer le potentiel d'intégration d'accumulateurs thermiques***. Donc, pour chaque bâtiment, le graphique de cette régression linéaire est présentée dans sa section correspondante, et on regarde la différence entre la puissance lors des journées les plus froides avec la puissance maximale en période mi-saison (température autour de 12 degrés Celsius) pour estimer les besoins en chauffage du bâtiment. On prend l'hypothèse que 50% de cette charge de chauffage pourrait être transférée vers des accumulateurs thermique. Concrètement, pour certains bâtiments, la valeur pourrait être plus basse ou plus élevée, ce n'est qu'une approximation.

Note 1: Pour l'entièreté du chapitre, le dimensionnement solaire est très préliminaire et ne prends pas en compte les contraintes réelles physiques. Il est basé sur l'espace disponible uniquement (défini grâce aux images satellites de Google Maps).

Note 2 : Le rapport d'étude environnementale a été joint en Annexe 11. Les conclusions préliminaires que l'on en tire, est qu'à priori il n'y a pas d'enjeux environnementaux. Cependant, en phase d'avant-projet, lorsque les concepts, pour chaque secteur, seront gelés, une demande d'analyse spécifique devra être faite avec l'équipe d'environnement qui ont réalisés le rapport en étude de faisabilité.

15.1 Caractérisation des différents types de microréseaux

Dans le cadre de la révision de l'étude de faisabilité, un document portant sur la caractérisation des différents types de microréseaux, ou de zones de résilience, a été produit. L'objectif était d'y présenter les alternatives au microréseau traditionnel afin d'offrir de la résilience aux communautés, tout en prenant compte les réalités du terrain qui pourraient rendre impossible la mise en place d'un microréseau moyenne tension.

Le document en question est disponible à ce lien.

Les 3 figures qui suivent présentent les types de zones de résilience, ou microréseaux, et leur raccordement au réseau de distribution. Pour avoir la description textuelle de ceux-ci et pour la définition des acronymes, vous référer au document ci-haut.

Microréseau moyenne tension

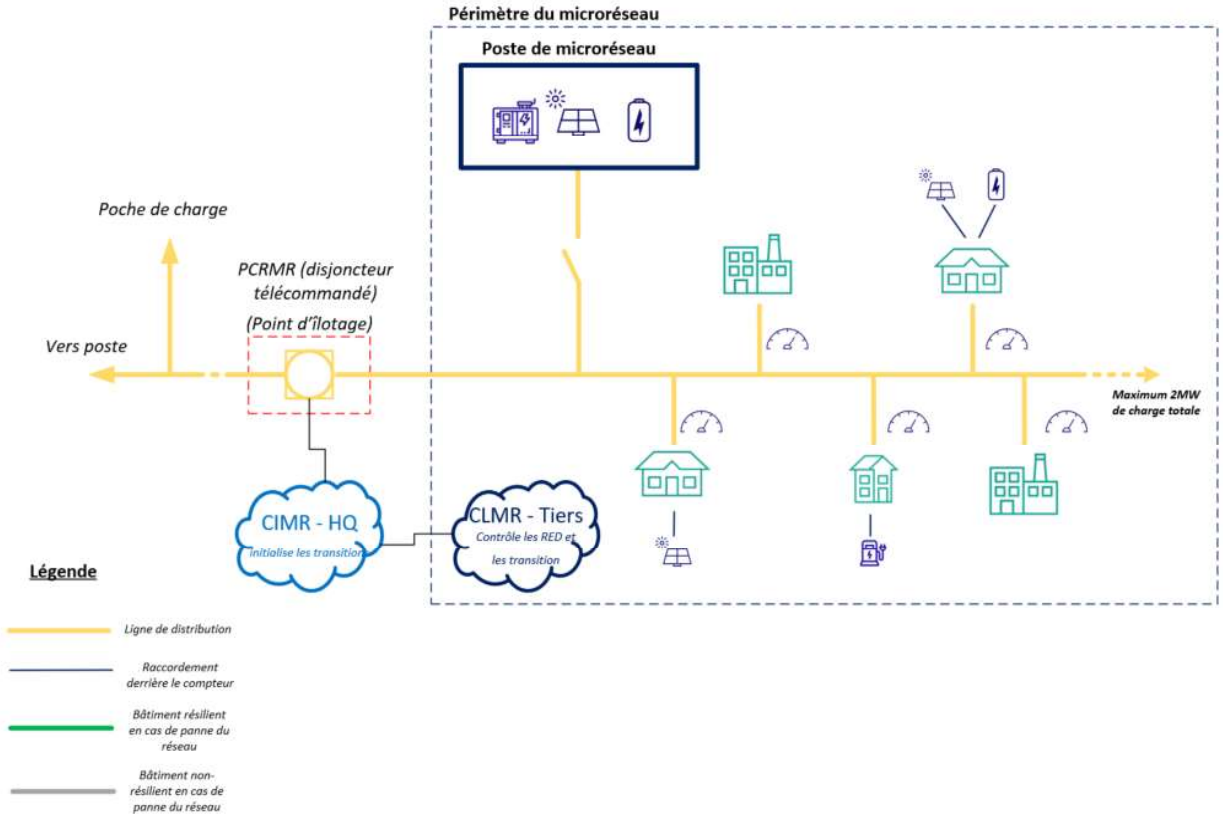


Figure 166: Microréseau moyenne tension

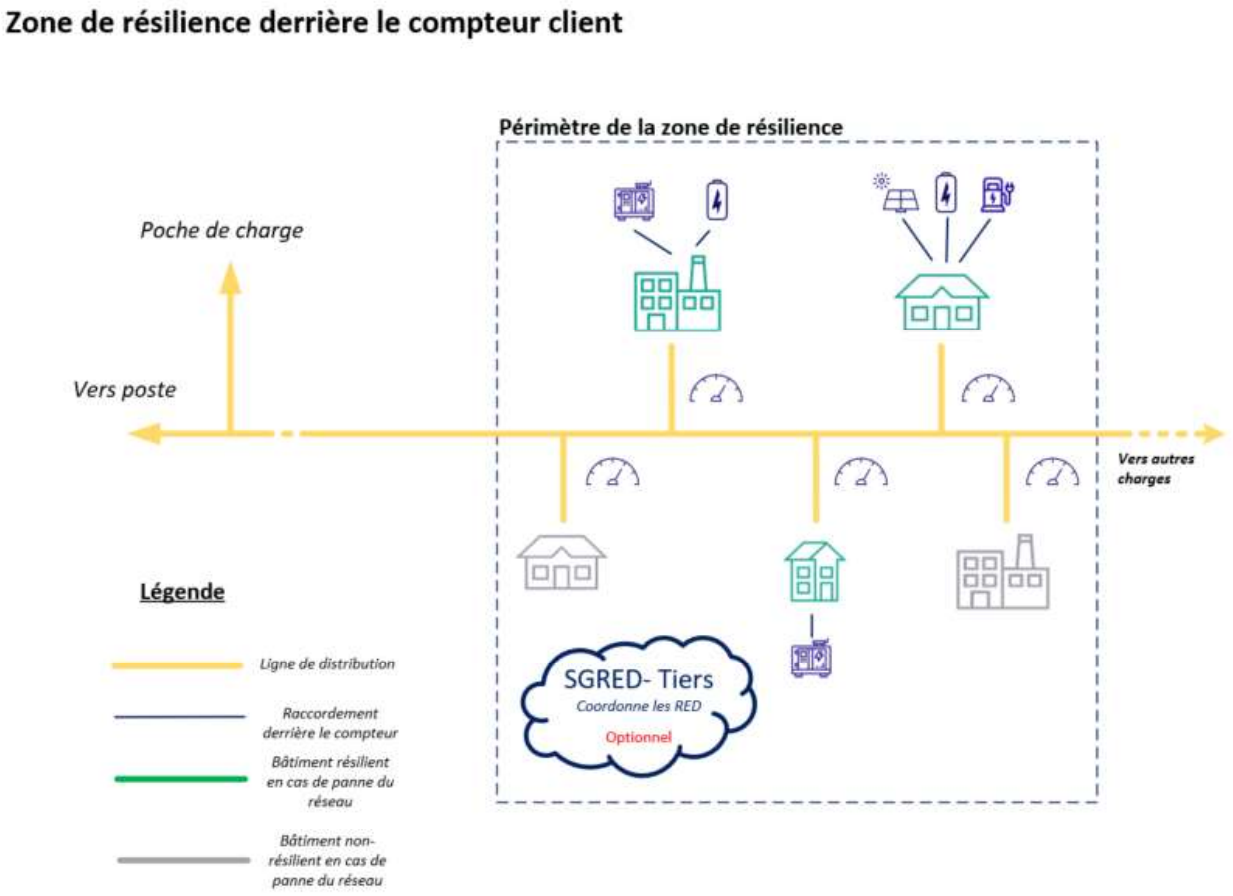


Figure 167: Zone de résilience derrière le compteur client

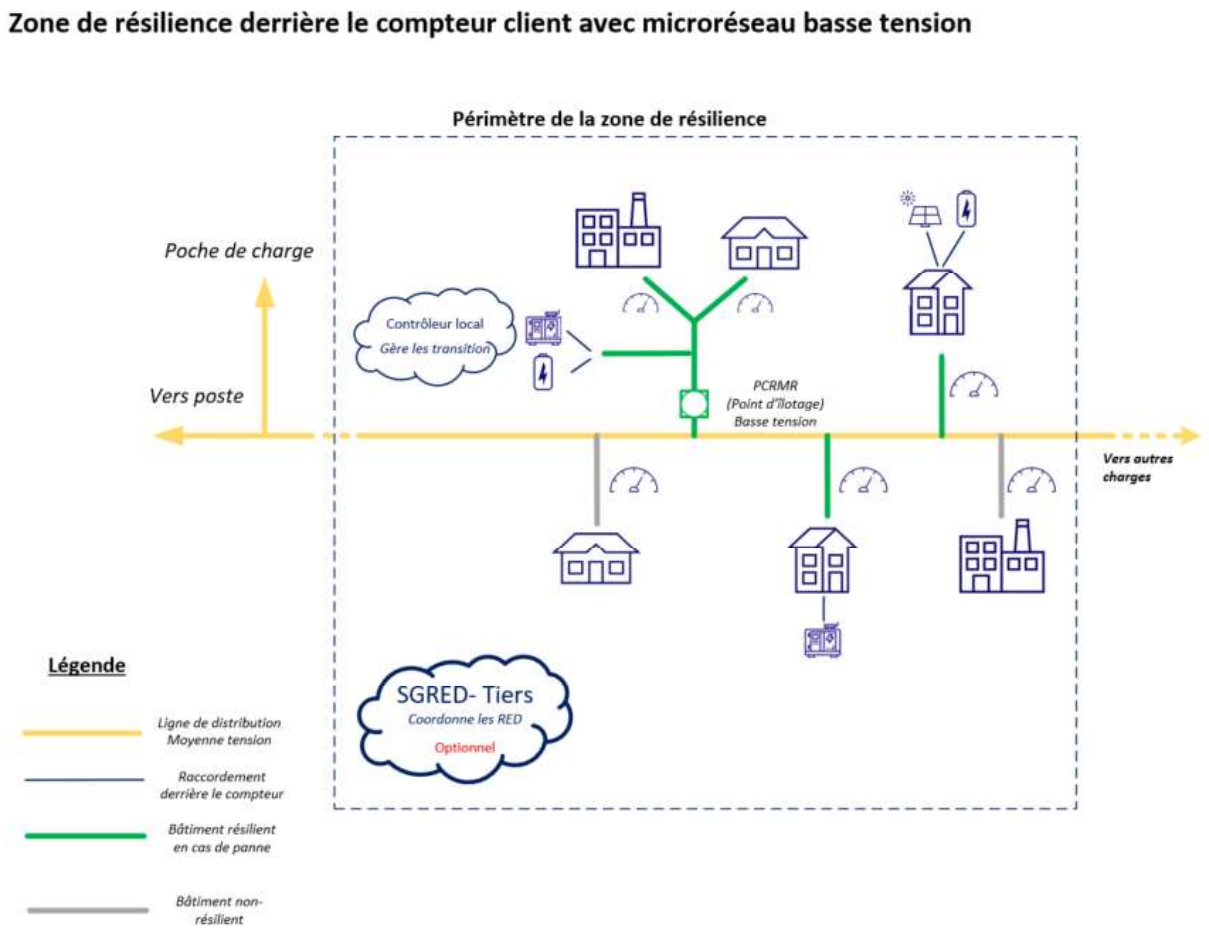


Figure 168: Zone de résilience derrière le compteur client avec microréseau basse tension

15.2 Impact ajout des REDs derrière le compteur

L'ajout de RED derrière le compteur ayant moins de 100 kW triphasés ou 40 kW monophasés respectant les critères de la nouvelle E12-07 permet de simplifier le processus d'intégration considérablement.

Dans certains cas de figure, nous avons des solutions avec des RED (stockage et production) ayant un total de plus de 100 kW triphasés. Pour ces cas, nous devrons utiliser la E12-05 ou E12-06 (selon le cas) ce qui demandera donc une vérification par l'équipe de planification d'Hydro-Québec. Pour ces bâtiments, il est fortement recommandé d'avoir une capacité totale d'onduleurs inférieurs à 250kW afin de limiter la complexité ainsi que les requis pour l'intégration de ces RED (ex : UTAPP, norme IEC). Dans le cas que ce critère ne soit pas respecté, la complexité de la demande ainsi que les coûts d'intégration seront beaucoup plus élevées.

De plus, bien que nous essayions de simplifier les études et demandes de raccordement, un morcellement de la production et de l'injection pourrait tout de même avoir un effet non négligeable sur les lignes et postes du distributeur et du transporteur. En effet, une combinaison de plusieurs producteurs sur la même ligne et dans le même secteur pourrait avoir une incidence non négligeable sur le réseau et entraîner des conséquences sur les requis des planificateurs. Actuellement, aucune étude ou interaction n'a encore été faite pour ce type de scénario. Les processus internes et les façons de faire sont d'ailleurs peu développés pour traiter ce type de situation.

15.3 Mise-à-jour site [redacted]

Dans le cas du secteur [redacted] la solution technique n'a pas changé depuis la première version du document, mais de plus amples informations concernant les modifications réseaux nécessaires à l'intégration du microréseau moyenne tension ont été colligées.

15.3.1 Études électriques exploratoires

Pour le transporteur :

Étude de réseau : Voir note technique en Annexe 2.

De plus, voici un estimé à haut niveau des coûts découlant de la note technique.

Micro-réseau	Besoins de base du Transporteur		
Akwesasne	Ajout de télédéclenchement rapide entre les départs de lignes [redacted] au poste [redacted] et le poste Huntingdon, vers le disjoncteur de l'artère alimentant le micro-réseau pour assurer l'élimination rapide des défauts de ligne (voir note (1))	4 UT	2,68
	Modification de la temporisation de l'automatisme de réenclenchement des lignes [redacted] au poste [redacted] pour assurer la coordination avec les protections assurant l'élimination de la contribution du micro-réseau (voir note (1))	réglages = 0$	
	Ajout de vérification d'absence de tension sur les départs de lignes [redacted] au poste [redacted] (voir note (2))	réglages = 0$	
	Modification des temporisations de l'automatisme de réenclenchement de l'artère [redacted] pour assurer la coordination avec les protections anti-îlotage du micro-réseau	réglages = 0$	
	Ajout de transformateurs de tension et de vérification d'absence de tension sur le départ de l'artère [redacted] (voir note (2))	1 TT 25kV	1,242
	Modification des protections de transformateurs au poste Huntingdon pour déclencher le disjoncteur de l'artère intégrant le micro-réseau	réglages = 0$	
	Modification de l'automatisme de rétablissement de service pour y intégrer la refermeture des disjoncteurs d'artère préalablement ouverts par les protections locales. Cette refermeture doit être conditionnelle à une vérification d'absence de tension, tout comme le réenclenchement de ligne (voir note (2))	réglages = 0$	
	Modification de l'automatisme de permutation de ligne pour déclencher le disjoncteur de l'artère intégrant le micro-réseau avant de procéder à la permutation et le refermer ensuite, conditionnellement à une vérification d'absence de tension (voir note (2))	réglages = 0$	
	Remplacement du disjoncteur 120-5 (gros volume d'huile) au poste [redacted] (voir note (4))	déjà géré dans projet STL	0
		TOTAL $ constant 2024	**4 M$**

Tableau 62: Coûts transporteur - [redacted]

Nous pouvons rapidement constater que les coûts côté transporteur sont très élevés en comparaison aux coûts du projet. Ceci met en lumière la difficulté d'ajouter la bidirectionnalité de l'énergie à notre réseau. Bien que les coûts soient très élevés, il pourrait possiblement y avoir certaines pistes de solutions innovantes permettant de les diminuer. Cependant, il est à noter que ce type de nouvelle technologie demande des études ainsi que l'acceptation du transporteur et du distributeur. De plus, cette nouvelle solution pourrait probablement être applicable pour certains cas de figure spécifique seulement.

L'analyse des solutions alternatives devra être priorisée en avant-projet.

15.4 Mise à jour site [redacted]

Pour le site de [redacted], la solution initialement prévue, de microréseau moyenne tension a été écartée et la solution derrière le compteur est maintenant privilégiée. Le changement de solution est dû principalement au manque d'espace pour l'intégration d'un poste de microréseau dans le secteur ciblé. De plus, vu le nombre élevé de bâtiments, il semblait plus pertinent pour les représentants de la municipalité d'y aller avec une approche où les bâtiments les plus importants seraient ciblés.
Dans cette optique, une analyse préliminaire des bâtiments à rendre résilient a été faite et est présentée ici.

15.4.1 Liste des bâtiments ciblés

Le Tableau 63 présente la liste des bâtiments retenus pour la zone de résilience de [redacted] ainsi que la pointe électrique de ces bâtiments, et la pointe maximale à 80% du temps. Cette pointe maximale à 80% du temps nous permet entre autres d'identifier une puissance réaliste maximale nécessaire pour alimenter les charges essentielles du bâtiment lors de pannes.

Sutton				Charges - Puissance	
Bâtiments	Adresse	Usage	Compteur	Pointe	Puissance 80% temps sous:
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	122 kW	43 kW
				21 kW	7 kW
2				44 kW	16 kW
3				280 kW	155 kW
4				340 kW	252 kW
				125 kW	25 (95%)
5				40 kW	19 kW
6				66 kW	31 kW
7				125 kW	25 (95%)
8				39 kW	9,8 kW
9				13 kW	6,3 kW
10				13 kW	2,5 kW
11				30 kW	8,8 kW
Total				**1 215 kW**	**539 kW**

Tableau 63:Liste des bâtiments zone [redacted]

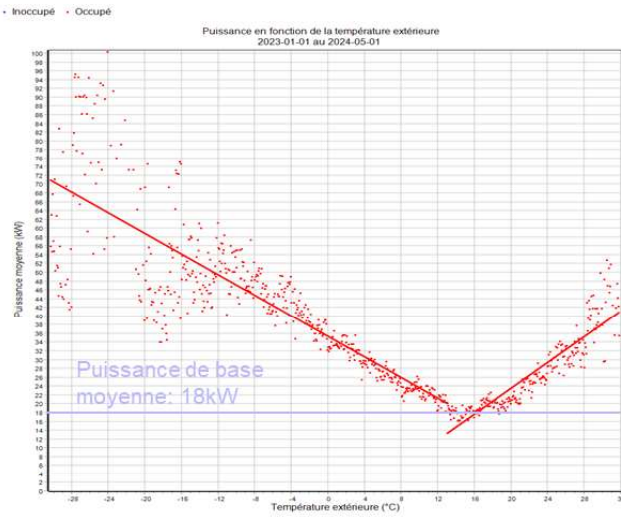
15.4.2 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment

Sans avoir fait de visite de site pour valider la faisabilité des solutions proposées ci-dessous, nous proposons un dimensionnement préliminaire de différentes solutions de résilience pour chacun

des bâtiments basés sur la puissance et l'énergie nécessaire lors de panne. Les calculs ont été faits pour chacun des compteurs des bâtiments et/ou chargeur de véhicule électrique (VÉ).

1. [redacted]

Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(71kW-18kW) / 2 = 27kW de ATL

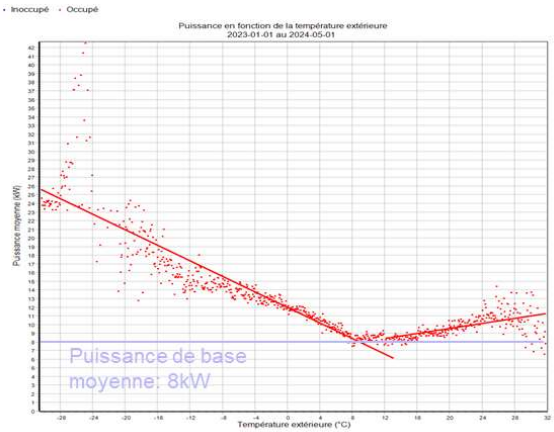
Ce qui donne environ 18 ATL à raison de 1 500W par ATL

Pour la contribution de panneaux solaires (PV), une puissance de 18kW aurait été idéale. Par contre, dans ce cas-ci, le toit en pente ne peut accueillir que 7,2kW (16 panneaux solaires).

Nous suggérons une batterie de 125kW / 125kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4 heures et demie pour une puissance appelée à 50% du temps. La puissance choisie de 125kW est pour permettre d'éviter le démarrage de la génératrice (de 125kW) lors des premières heures de pannes

2. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

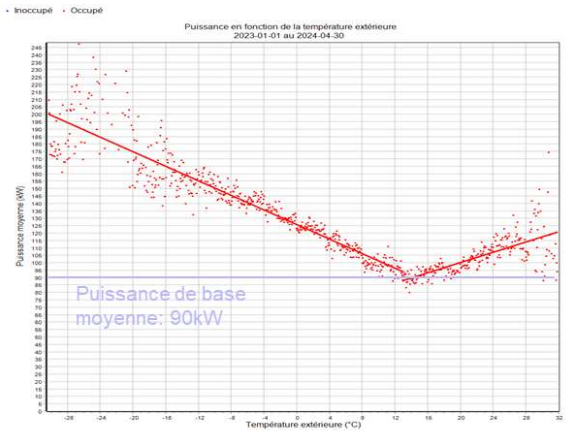


(26kW-8kW) / 2 = 9kW de ATL

- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), une puissance de 8kW est souhaitable. Par contre, dans ce cas-ci nous bénéficions d'un toit plat. Nous pouvons donc installer pour 19kW (43 panneaux solaires) À voir en avant-projet le dimensionnement le plus bénéfique.
- À noter que nous prévoyons un partage de la production solaire entre les deux bâtiments qui sont adjacents.
- Nous suggérons une batterie de 25kW / 75kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 4,8 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 6,8 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

3. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

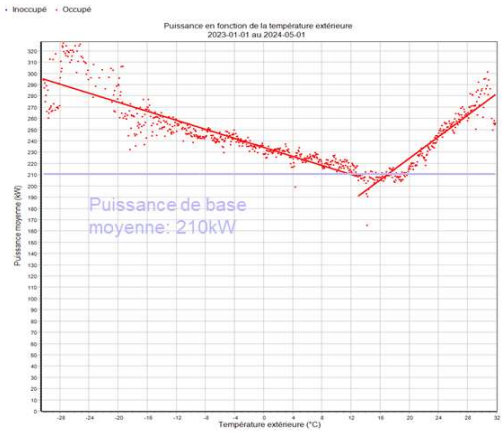


(200kW-90kW) / 2 = 55kW de ATL

- Ce qui donne 37 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 90kW. Nous bénéficions d'un toit plat. Nous pouvons donc installer un maximum de 99kW à raison de 220 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 150kW / 150kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1 heure pour une puissance appelée à 80% du temps et 1,25 heure pour une puissance appelée à 50% du temps.

4. [redacted]

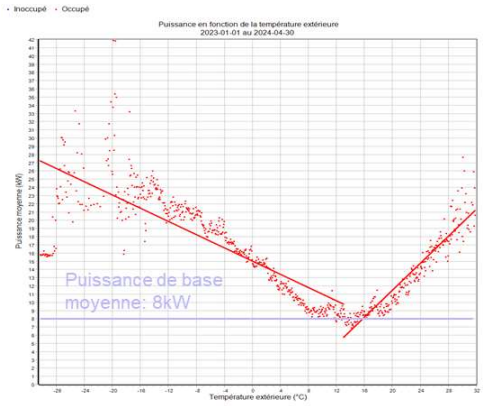
- À cette étape de notre étude, nous ne pensons pas que l'ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) est une solution adéquate pour la configuration d'une épicerie tel qu'un IGA.



- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 210 kW. Nous bénéficions d'un toit plat pour l'installation d'une partie de PV et nous proposons des PV sur auvent (canopé) pour un total approximatif de 430 panneaux solaires (194kW).
- Nous suggérons une batterie de 300kW / 300kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1 heure pour une puissance appelée à 80% du temps et 1,25 heure pour une puissance appelée à 50% du temps.
- Ce bâtiment sera soumis à la norme E12-07.

5. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

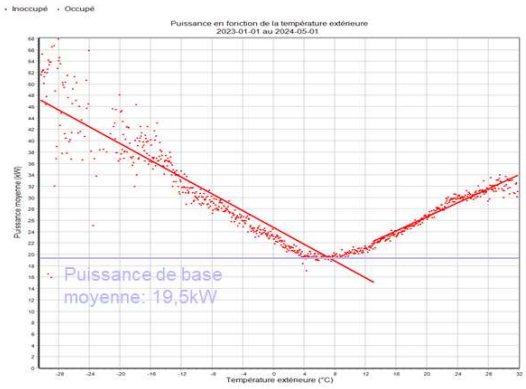


(27kW-8kW) / 2 = 9,5kW de ATL

- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 8kW. Nous bénéficions d'un toit plat. Nous pouvons installer un peu plus du double pour 18,9kW à raison de 42 panneaux solaires. En avant-projet il sera décidé si on se limite a 8kW ou si on met le maximum.
- Nous suggérons une batterie de 20kW / 60kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 3,2 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4,3 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

6. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(47kW-19,5kW) / 2 = 13,75kW de ATL

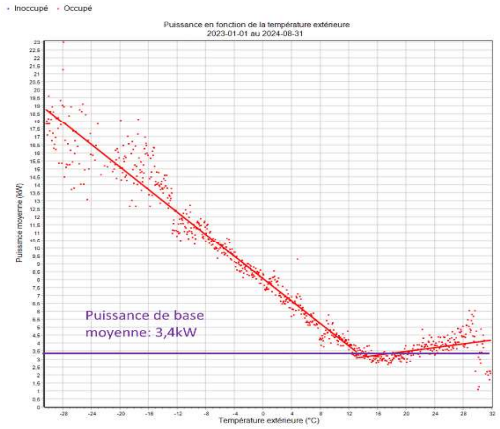
- Nous suggérons 2 x ATL pour 3kW (1 500W par ATL) en raison de la configuration de ce type de commerce
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 19,5kW. Cependant, dans ce cas-ci la configuration du bâtiment ne permet pas d'installation solaire. Il est donc suggéré d'installer les PV sur le toit plat de la section des pompes à essence pour accueillir environ 11,3kW à raison de 25 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 50kW / 100kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 3,2 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et près de 4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

7. [redacted]

- Cette borne est d'une puissance de 125 kW qui est caractérisée par les pointes d'utilisation à sa puissance maximale lors des charges des véhicules électriques.
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), nous suggérons un auvent avec panneaux solaires de 30,6 kW. L'espace disponible ne permet pas l'intégration de plus de 68 panneaux.
- Nous suggérons une batterie de 150kW / 300kWh pour limiter l'impact de cette borne sur le réseau et pour assurer une légère résilience lors de pannes.

8. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

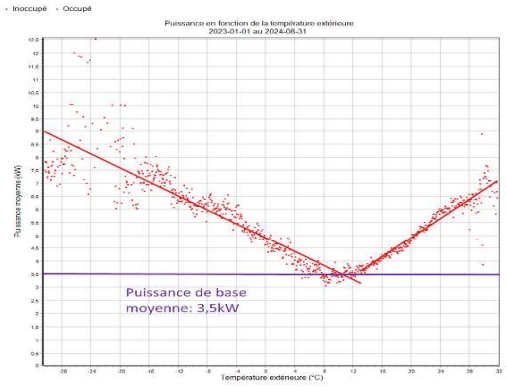


(18,7kW-3,4kW) / 2 = 7,65kW de ATL

- Ce qui donne 5 x ATL pour 7,5kW (1 500W par ATL)
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 4kW. Avec le toit incliné, il y a possibilité de mettre 10 panneaux sur le toit pour un potentiel de 4,5kW.
- Nous suggérons une batterie de 20kW / 60kWh qui permettra une réserve d'énergie d'au moins 6 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et de plus de 10 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

9. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



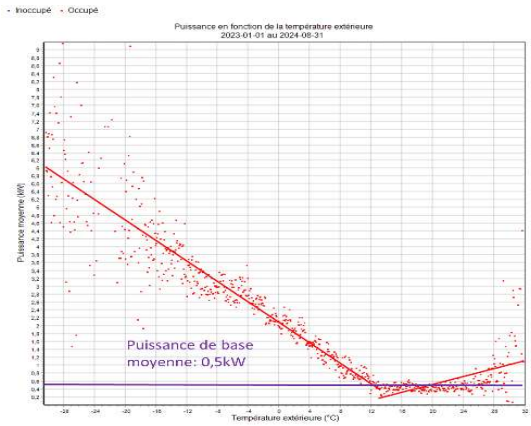
(9kW-3,5kW) / 2 = 2,8kW de ATL

- Ce qui donne 2 x ATL pour 3kW (1 500W par ATL)
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), nous suggérons un peu plus que la puissance de base de 3,5kW. Avec le toit plat, il est suggéré d'installer 10 panneaux sur le toit pour un potentiel de 4,5kW. De plus, un autre commerce dans le même bâtiment pourrait accueillir une partie de l'énergie.

- Nous suggérons une batterie de 10kW / 30kWh qui offrirait une résilience de 5 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et de 6,5 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

10. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

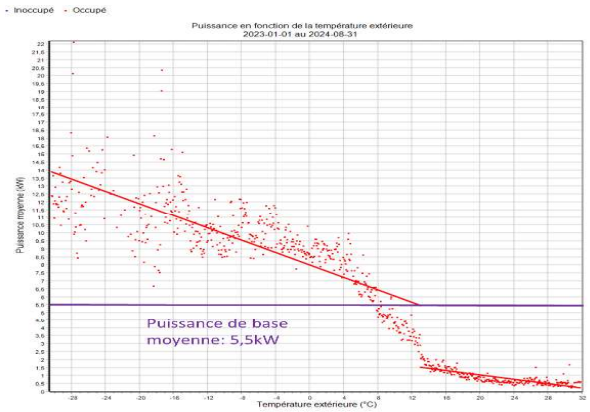


(6kW-0,5kW) / 2 = 2,8kW de ATL

- Ce qui donne 2 x ATL pour 3kW (1 500W par ATL)
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), puisque la puissance de base est très fiable (0,5kW), il est suggéré de prendre la même installation solaire que pour le bâtiment #9 et raccordé 1 ou 2 onduleurs à ce compteur.
- Nous suggérons une batterie de 5kW / 15kWh qui permettra une réserve d'énergie de 6 heures pour une puissance appelée à 80% du temps.

11. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(14kW-5,5kW) / 2 = 4,3kW de ATL

- Ce qui donne 3 x ATL pour 4,5kW (1 500W par ATL)
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 5,5kW. Avec le toit incliné, il est possible d'installerun maximum d'environ 10 panneaux sur le toit pour un potentiel de 4,5kW.
- Nous suggérons une batterie de 10kW / 30kWh qui permettra une réserve d'énergie d'un peu moins de 3,5 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et de 7,5 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

15.4.3 Tableau récapitulatif

[redacted]					
			Solaire - PV	**Batterie suggérée**	
Bâtiments	Usage	Nombre d'ATL 1,5 kW	Maximum PV installable	Batterie - puissance	Batterie - énergie
1	[redacted]	17	7,2	125 kW	125 kWh
2		6	19,4	25 kW	75 kWh
3		37	99,1	150 kW	150 kWh
4		0	193,5	300 kW	300 kWh
5		6	18,9	20 kW	60 kWh
6		2	11,3	50 kW	100 kWh
7		N/A	30,6	150 kW	300 kWh
8		5	4,5	20 kW	60 kWh
9		2	4,5	10 kW	30 kWh
10		2	1	5 kW	15 kWh
11		3	4,5	10 kW	30 kWh
Total		**80**	**395 kW**	**855 kW**	**1 215 kWh**

Tableau 64: Dimensionnement [redacted]

15.4.4 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes

À l'automne 2024, 3 rencontres ont eu lieu avec la communauté. La première, en présentiel, a permis de confirmer le scénario le plus pertinent pour la communauté et c'est à ce moment que la solution de zone de résilience derrière le compteur a été amenée. Les 2e et 3e rencontres aveint pour but de présenter les technicalités de la solution derrière le compteur et d'identifier les bâtiments les plus importants à inclure au projet.

À la suite de ces rencontres, HQ a mentionné à la communauté que la prochaine étape serait une visite terrain, tôt en 2025, afin d'évaluer les contraintes physiques dans chacun des bâtiments.

15.5 Mise-à-jour site [redacted]

Tout comme pour [redacted] le site de [redacted] a été révisé pour une solution derrière le compteur. Dans cette optique, une analyse préliminaire des bâtiments à rendre résilient a été faite et est présentée ici.

15.5.1 Liste des bâtiments ciblés

[redacted]				Charges - Puissance	
Bâtiments	**Adresse**	**Usage**	**Compteur**	**Pointe**	**80% temps sous:**
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	**20,0 kW**	**8,0 kW**
2				**54,0 kW**	**11,5 kW**
3				**27,0 kW**	**10,5 kW**
4				**36,0 kW**	**18,4 kW**
5				**24,5 kW**	**8,0 kW**
6				**11,0 kW**	**1,5 kW**
7				**20,5 kW**	**4,0 kW**
8				**53,0 kW**	**22,8 kW**
9				**44,0 kW**	**15,0 kW**
10				**27,5 kW**	**4,0 kW**
Total				**317,5 kW**	**103,7 kW**

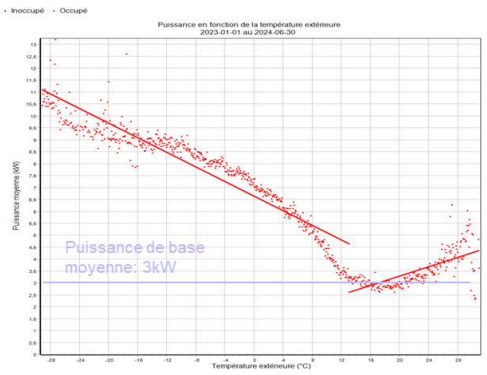
Tableau 65: Liste des bâtiments ciblés [redacted]

15.5.2 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment

Sans avoir fait de visite de site pour valider la faisabilité des solutions proposées ci-dessous nous pouvons quand même proposer un dimensionnement préliminaire de différentes solutions de résilience pour chacun des bâtiments basés sur les données des compteurs des bâtiments et/ou des chargeurs de véhicule électrique (VÉ).

1. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

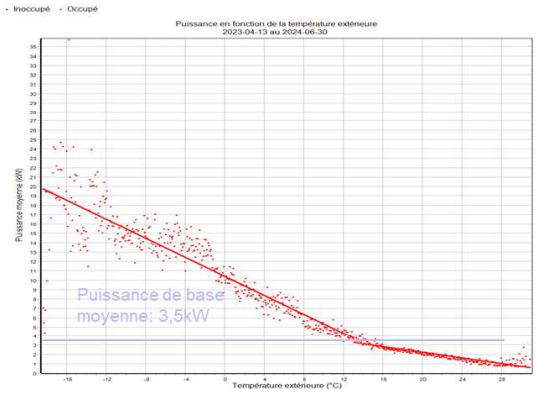


(11kW-3kW) / 2 = 4kW de ATL

- Ce qui donne 3 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 3kW. Dans ce cas-ci le toit en pente de la Mairie peut accueillir un maximum 3,6kW à raison de 8 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 6kW / 18kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,25 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

2. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

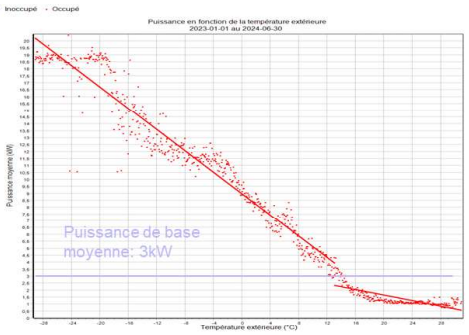


(20kW-3,5kW) / 2 = 8kW de ATL

- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Puissance de base très faible et pas d'espace pour de la production solaire
- Nous suggérons une batterie de 6kW / 18kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1,5 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,3 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

3. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

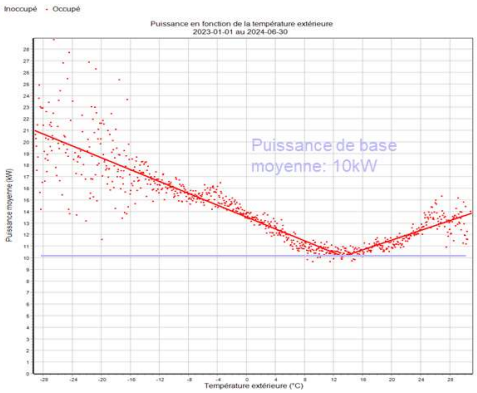


(20kW-3kW) / 2 = 8,5kW de ATL

- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 3,6kW. Dans ce cas-ci le toit en pente du garage peut accueillir 3,6kW à raison de 8 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 6kW / 18kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1,7 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,6 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

4. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

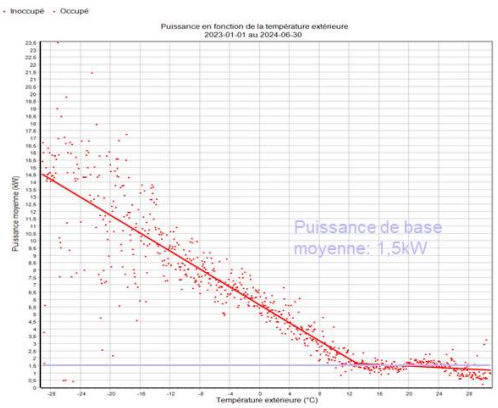


(21kW-10kW) / 2 = 5,5kW de ATL

- Ce qui donne 4 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 10kW. Dans ce cas-ci les PV seront installés sur un auvent, qui permettrait l'intégration d'un maximum de 12,2kW (27 panneaux)
- Nous suggérons une batterie de 16kW / 32kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1,74 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 2,3 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

5. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

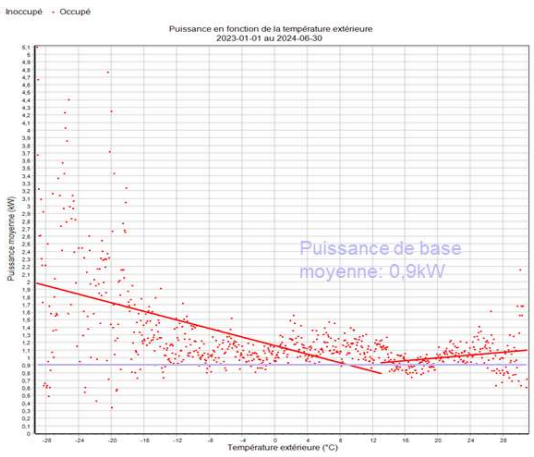


(14,5kW-1,5kW) / 2 = 6,5kW de ATL

- Ce qui donne 4 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 1,5kW. Dans ce cas-ci les PV seront installés au sol et il y a de l'espace pour 2,7kW, soit environ 6 panneaux.
- Nous suggérons une batterie de 10kW / 10kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 1,25 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 10 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

6. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

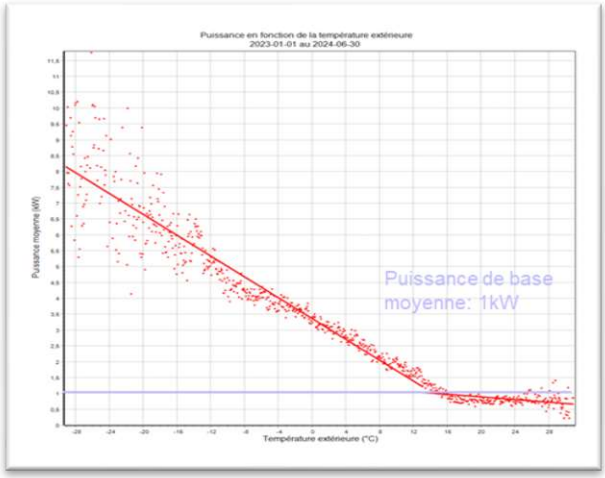


(2kW-0,9kW) / 2 = 0,6kW de ATL

- Malgré cette petite demande, nous suggérons 2 x ATL à raison de 1 500W par ATL.
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 0,9kW. Il est par contre possible d'installer pour 2,7kW de PV avec 6 panneaux solaires sur le toit incliné.
- Nous suggérons une batterie de 1kW / 3kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

7. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

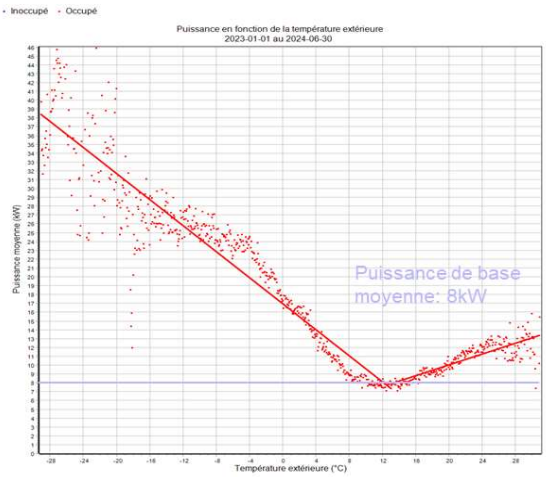


(8,5kW-1kW) / 2 = 3,8kW de ATL

- Nous suggérons 3 x ATL à raison de 1 500W par ATL.
- Pas d'espace pour des panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 4kW / 8kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,5 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

8. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

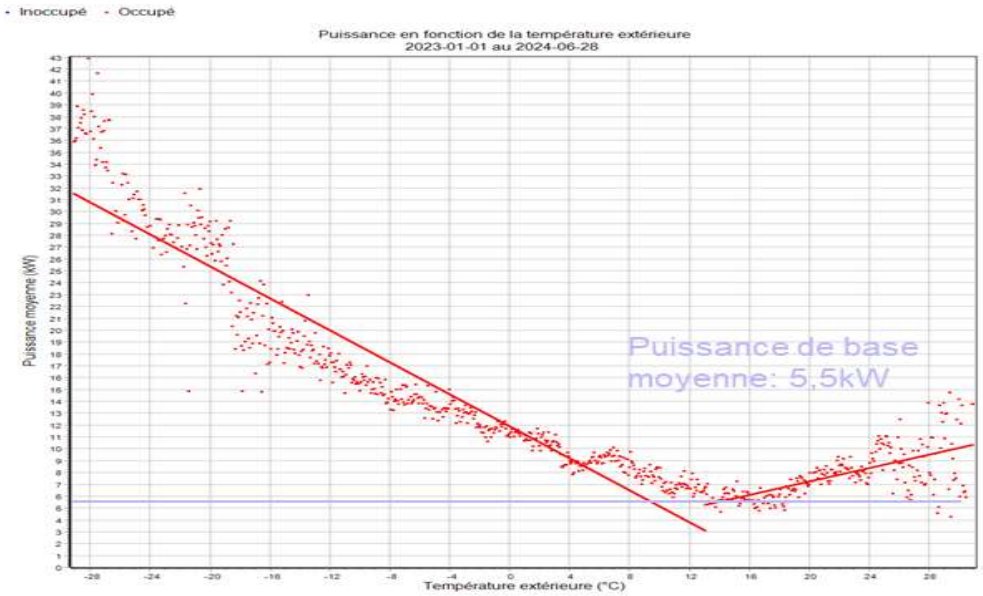


(39kW-8kW) / 2 = 15,5kW de ATL

- Ce qui donne 10 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 8kW. Dans ce cas-ci les toits en pente peuvent accueillir jusqu'à 9,9kW à raison de 22 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 17kW / 51kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,2 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,8 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

9. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(32kW-5,5kW) / 2 = 13,25kW de ATL

- Ce qui donne 9 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), on vise la puissance de base du bâtiment qui est de 5,5kW. Dans ce cas-ci les toits en pente peuvent accueillir jusqu'à 9kW à raison de 20 panneaux solaires.
- Nous suggérons une batterie de 20kW / 40kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,7 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,7 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

15.5.3 Tableau récapitulatif

[redacted]					
			Solaire - PV	**Batterie suggérée**	
Bâtiments	Usage	Nombre d'ATL 1,5 kW	Maximum PV installable	Batterie - puissance	Batterie - énergie
1	[redacted]	3	3,6 kW	6 kW	18 kWh
2		6	kW	6 kW	18 kWh
3		6	3,6 kW	6 kW	18 kWh
4		4	12,2 kW	16 kW	32 kWh
5		4	2,7 kW	10 kW	10 kWh
6		2	2,8 kW	1 kW	3 kWh
7		3	kW	4 kW	8 kWh
8		10	9,9 kW	17 kW	51 kWh
9		9	9 kW	20 kW	40 kWh
Total		**47**	**44 kW**	**86 kW**	**198 kWh**

Tableau 66: Dimensionnement [redacted]

15.5.4 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes

Au courant de l'automne 2024, la municipalité de [redacted] a été rencontrée à 2 reprises, dont une fois en personne. C'est lors de la première rencontre, sur site, qu'il a été décidé de laisser tomber l'approche moyenne tension et de se tourner vers la solution de zone de résilience derrière le compteur.

Lors de la 2e rencontre, la solution de zone de résilience a été présentée, et les représentants de la municipalité ont partagés une première ébauche des bâtiments qu'ils jugent pertinents d'inclure au projet. En phase d'avant-projet, des relevés terrains sont prévus afin d'identifier le potentiel réel d'intégration de RED pour chaque bâtiment.

15.6 Ajout site [redacted]

Dans le cas du nouveau site de [redacted], la solution la solution derrière le compteur est privilégiée. Cette décision a été prise par suite de la première rencontre entre HQ et la communauté. Une analyse des pannes a tout de même été faite et le même processus que pour les 2 autres sites avec une solution derrière le compteur a ensuite été appliqué.

15.6.1 Analyse des pannes

L'analyse des pannes pour ce site a été couvert à la section 12.4 de ce document.

15.6.2 Liste des bâtiments ciblés

Bâtiments [redacted]				Charges - Puissance	
Bâtiments	Adresse	Usage	Compteur	Pointe	80% temps sous:
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	24,0 kW	4,3 kW
2				40,0 kW	17,5 kW
3				19,5 kW	10,4 kW
4				4,8 kW	,2 kW
5				44,0 kW	29,5 kW
				190,0 kW	60,0 kW
6				94,0 kW	47,5 kW
7				22,0 kW	10,0 kW
8				16,5 kW	5,0 kW
				8,0 kW	1,5 kW
Total				**462,8 kW**	**185,9 kW**

Tableau 67: Bâtiments ciblés, [redacted]

15.6.3 Dimensionnement solaire préliminaire

L'analyse du potentiel solaire est disponible en Annexe 12.

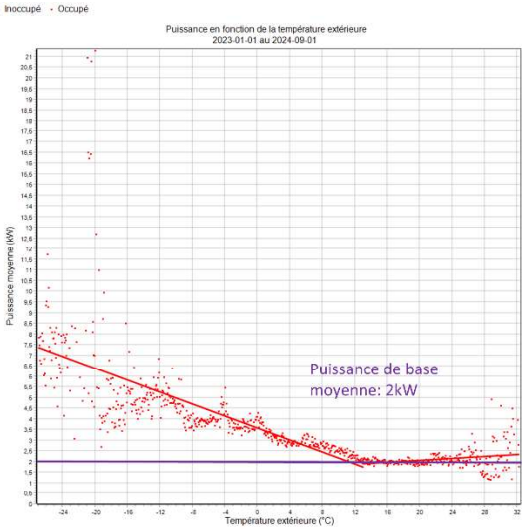
En phase d'avant-projet, une analyse plus approfondie, comme pour les autres secteurs, sera à faire.

15.6.4 Dimensionnement préliminaire pour chaque bâtiment

Sans avoir fait de visite de site pour valider la faisabilité des solutions proposées ci-dessous nous pouvons quand même proposer un dimensionnement préliminaire de différentes solutions de résilience pour chacun des bâtiments basés sur la puissance et l'énergie calculé pour chacun des compteurs des bâtiments et/ou chargeur de véhicule électrique (VÉ).

1. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

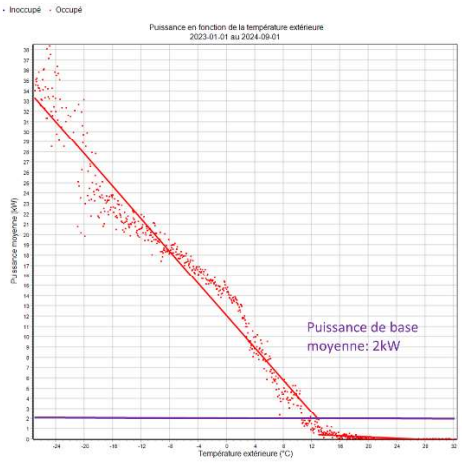


(7,5kW-2kW) / 2 = 2,8kW de ATL

- Ce qui donne 2 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 4kW / 12kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,8 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

2. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

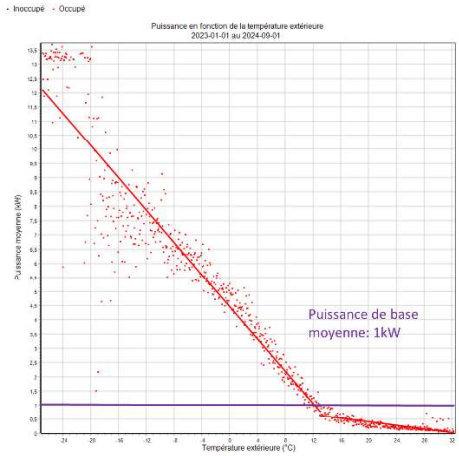


(33kW-2kW) / 2 = 15,5kW de ATL

- Ce qui donne 10 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 17kW / 51kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,9 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 5 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

3. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

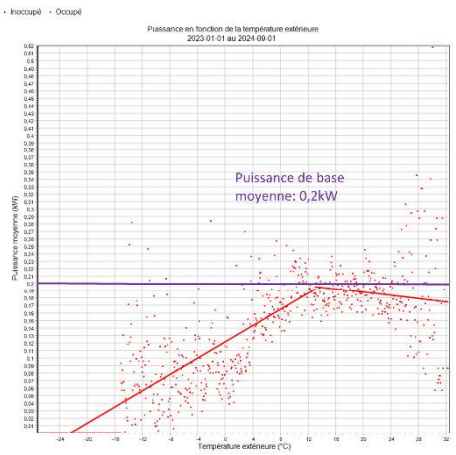


(12kW-1kW) / 2 = 5,5kW de ATL

- Ce qui donne 4 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 11kW / 32kWh qui permettra une réserve d'énergie d'un peu plus de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et de plus de 21 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

4. [redacted]

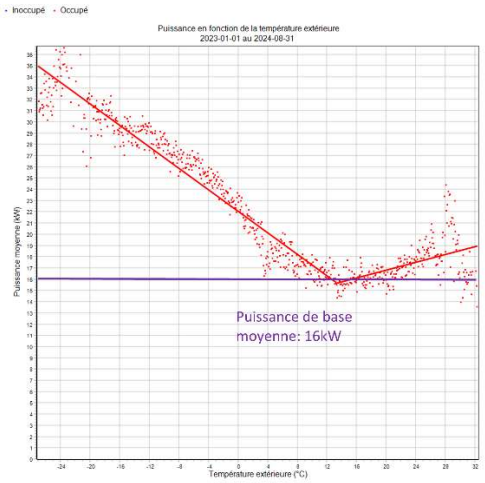
- L'église de la paroisse ne semble pas être utilisée par temps froid. Il n'y a donc pas lieu d'installer des ATL.



- Nous suggérons une batterie de 0,2kW / 0,6kWh qui permettra une réserve d'énergie de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et de 6 heures pour une puissance appelée à 50% du temps

5. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(35kW-16kW) / 2 = 9,5kW de ATL

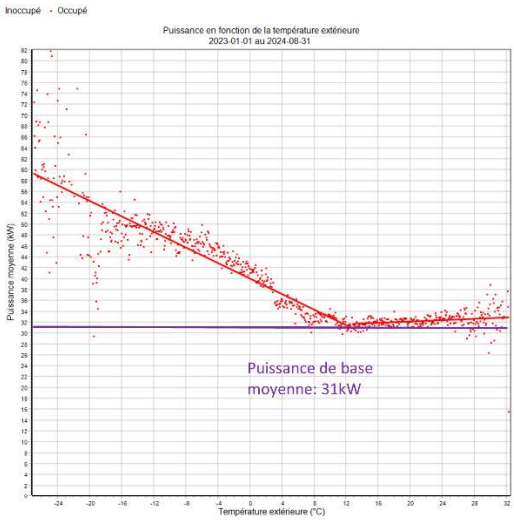
- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 29kW / 87kWh qui permettra une réserve d'énergie de près de 2,9 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4,4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

Circuit Électrique - 338 rte de la Grande-Alliance

- Cette borne est d'une puissance de 125 kW qui est caractérisée par les pointes d'utilisation à sa puissance maximale lors des charges des véhicules électriques.
- Pour la contribution de panneaux solaires (PV), nous suggérons un auvent avec panneaux solaires de 30,6 kW. L'espace disponible ne permet que cette installation de 68 panneaux.
- Nous suggérons une batterie de 150kW / 300kWh.

6. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

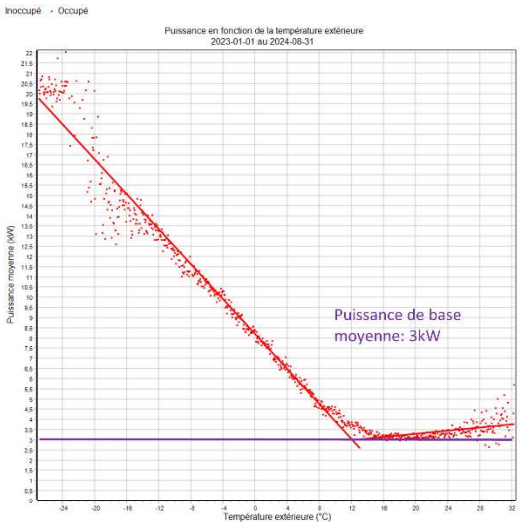


(59kW-31kW) / 2 = 14kW de ATL

- Ce qui donne 10 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 48kW / 144kWh qui permettra une réserve d'énergie d'un peu plus de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 3,7 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

7. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne

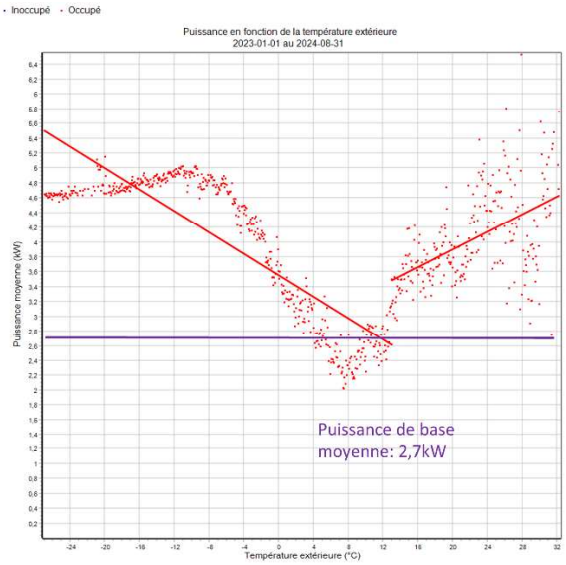


(20kW-3kW) / 2 = 8,5kW de ATL

- Ce qui donne 6 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 10kW / 30kWh qui permettra une réserve d'énergie de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 5,4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

8. [redacted]

- Ajout d'accumulateurs thermiques locaux (ATL) pour améliorer la durée du chauffage lors d'une panne



(5,5kW-2,7kW) / 2 = 1,4kW de ATL

- Ce qui donne 1 x ATL à raison de 1 500W par ATL
- Nous suggérons une batterie de 5kW / 15kWh qui permettra une réserve d'énergie de 3 heures pour une puissance appelée à 80% du temps et 4 heures pour une puissance appelée à 50% du temps.

15.6.5 Tableau récapitulatif

Pour le solaire, voir le rapport tel que mentionné ci-haut.

[redacted]			Batterie suggérée	
Bâtiments	Usage	Nombre d'ATL 1,5 kW	Batterie - puissance	Batterie - énergie
1	[redacted]	2	4 kW	12 kWh
2		10	17 kW	51 kWh
3		4	11 kW	32 kWh
4		N/A	,2 kWh	,6 kWh
5		6	29 kW	87 kWh
6		10	48 kW	144 kWh
7		6	10 kW	30 kWh
8		1	5 kW	15 kWh
Total		**39**	**124 kW**	**372 kWh**

Tableau 68: Dimensionnement [redacted]

15.6.6 Planification transport distribution

Pour avoir les détails des études, voir l'Annexe 10.

Pour le distributeur :

Il faut prévoir une étude de stabilité détaillée dans les étapes subséquentes.

Voici un récapitulatif des coûts d'intégration :

Travaux requis LAM-229	Coûts (k$ 2024)
Remplacement du régulateur U4D8L par un régulateur Cooper CL7. Remplacer des deux (2) disjoncteurs C0K4M et C9W2Z par des régulateurs « Viper » ayant la fonction de conditionneur d'absence de tension.	900
Conditionnement à l'absence de tension (coût produit par TransEnergie) au poste La Malbaie si requis par le transporteur.	
Activités de mise en route (Gestion de projet, UMES, UTAPP et essais) Une campagne de mesure est requise afin de vérifier la puissance pouvant être injecté par le microréseau sur la ligne HTD-235 selon la période de l'année.	340
Acceptation technique de la demande (étude de raccordement et coordination)	130
Coût total des modifications au réseau de distribution	**1370**

Figure 169: Extraction de l'étude exploratoire

Pour le transporteur :

Étude de réseau : Voir note technique en Annexe 10.

Les points suivants ont été soulevés : ajout de télé déclenchement ainsi que le conditionnement à l'absence de tension. Étant donné que le poste sera en reconstruction dans un futur proche, il serait facile d'intégrer ses demandes dans le nouveau poste avec un coût relativement faible.

Cependant, un enjeu technique additionnel important a été soulevé pour ce site. En effet, il nous a été demandé d'ajouter un transformateur de mise à la terre côté HT 69 kV. De plus, il a été soulevé que le nouveau poste prévu présente encore cette problématique. La topologie des nouveaux ou anciens postes de type 3-A et type 3-D utilisant majoritaires des transformateurs de 22.5 et 33 MVA n'ont pas de mise à la terre côté HT. Cette configuration est flottante côté HT et cela crée des enjeux de surtension importants dans certain cas de défauts. Ces types de postes sont majoritairement dans les régions demandant une CLT de poste plus petite. Une vérification rapide démontre qu'environ **84 postes sont touchés par cette problématique.**

15.6.7 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes

La communauté de [redacted] a été rencontrée à une seule reprise, au milieu de l'automne 2024. Cette rencontre, en personne, a permis d'identifier que la solution de zone de résilience derrière le compteur et la meilleure pour la communauté.

Tôt en 2025, il sera nécessaire d'effectuer les relevés terrains afin d'identifier un dimensionnement plus réaliste des RED à implanter chez les clients/dans les bâtiments ciblés.

15.7 Secteur 7: ajout site [redacted]

La solution de microréseau moyenne tension est privilégiée pour le site de [redacted]
Pour ce site, la même procédure a été appliquée pour l'analyse que pour les sites étudiés en V0. Le détail n'est pas présenté, mais les résultats le sont, dans les sections qui suivent.

15.7.1 Périmètre ciblé et charge

[redacted] est une municipalité de paroisse du Québec faisant partie de la municipalité régionale de comté du Fjord-du-Saguenay, située dans la région administrative du Saguenay–Lac-Saint-Jean. L'ensemble de la charge de la municipalité sera intégré dans un microréseau.

La solution **cœur de village** est privilégiée et le secteur suivant a été choisi:



Figure 170: Emplacement [redacted]



Figure 171: Périmètre ciblé, [redacted]

Données 2024: 37 transformateurs pour 139 compteurs

Ville	No. XFO	Nb. Compteur	Phase	Date pointe 12 mois	Date pointe été
[redacted]	S6H7T	3	A		
	G1V4H	3	C	2023-02-04	2023-06-04
	K1N5K	9	C	2023-02-04	2024-08-18
	M1P9R	6	C	16-janv-24	30-juin-24
	M2C6J	1	ABC	28-août-24	28-août-24
	G9F5S	2	B	22-mai-23	12-juin-23
	W8Q3Q	1	B	31-janv-23	19-juin-23

[redacted]	G5N5R	0	B		
	G6N8G	1	B	14-janv-23	29-août-24
	H5L8X	5	B	25-févr-24	27-août-23
	K1V8S	3	B	05-févr-23	19-août-23
	G5B1M	3	B	25-févr-23	09-juin-24
	E6A3W	5	C	22-déc-23	10-août-24
	H1A7Y	10	C	24-févr-23	30-août-23
	W1J7K	2	ABC	16-août-24	16-août-24
	M5E9H	4	B	09-déc-23	30-juin-24
	S1J4R	4	B	26-déc-23	29-juin-24
	H1L3X	2	B	16-août-24	16-août-24
	G5E4Z	1	B	26-juin-24	26-juin-24
	X1T3W	7	B	04-févr-23	30-juil-23
	G1E6C	4	B	21-janv-23	24-juin-24
	H3V3D	1	ABC	01-nov-23	23-juin-23
	V4A9X	8	A	25-févr-24	18-août-24
	M5J1W	5	C	14-mai-23	30-juil-23
	S1B1X	7	A	15-janv-24	05-juin-24
	W1N5S	11	A	03-févr-23	24-août-24
	V6A4S	2	A	16-déc-23	15-août-23

[redacted]	K5A2K	9	A	04-févr-23	30-juil-23
	G0A0Z	0	A		
	G5T8H	1	A	16-mars-24	01-juil-23
	X1F9Z	2	A	16-juin-24	16-juin-24
	K1L4S	4	A	06-déc-23	20-août-24
	M1L5R	1	A	04-févr-23	10-juin-23
	G1A5K	2	A	04-févr-23	10-juil-23
	H1T5H	4	A	11-févr-23	18-juil-24
	G5E7S	2	A	02-mars-24	02-juil-24
	M1B9C	4	A	03-févr-23	02-juin-23
	37	139			

Tableau 69: Liste des transformateurs, [redacted]

[redacted] : Circuit Électrique. 2 bornes de 50kW et 2 bornes niveau 2.

[redacted]

15.7.2 Analyses de charges

15.7.3 Profil de charges

Le profil des charges pour l'année 2023 du périmètre est présenté à la figure ci-dessous:

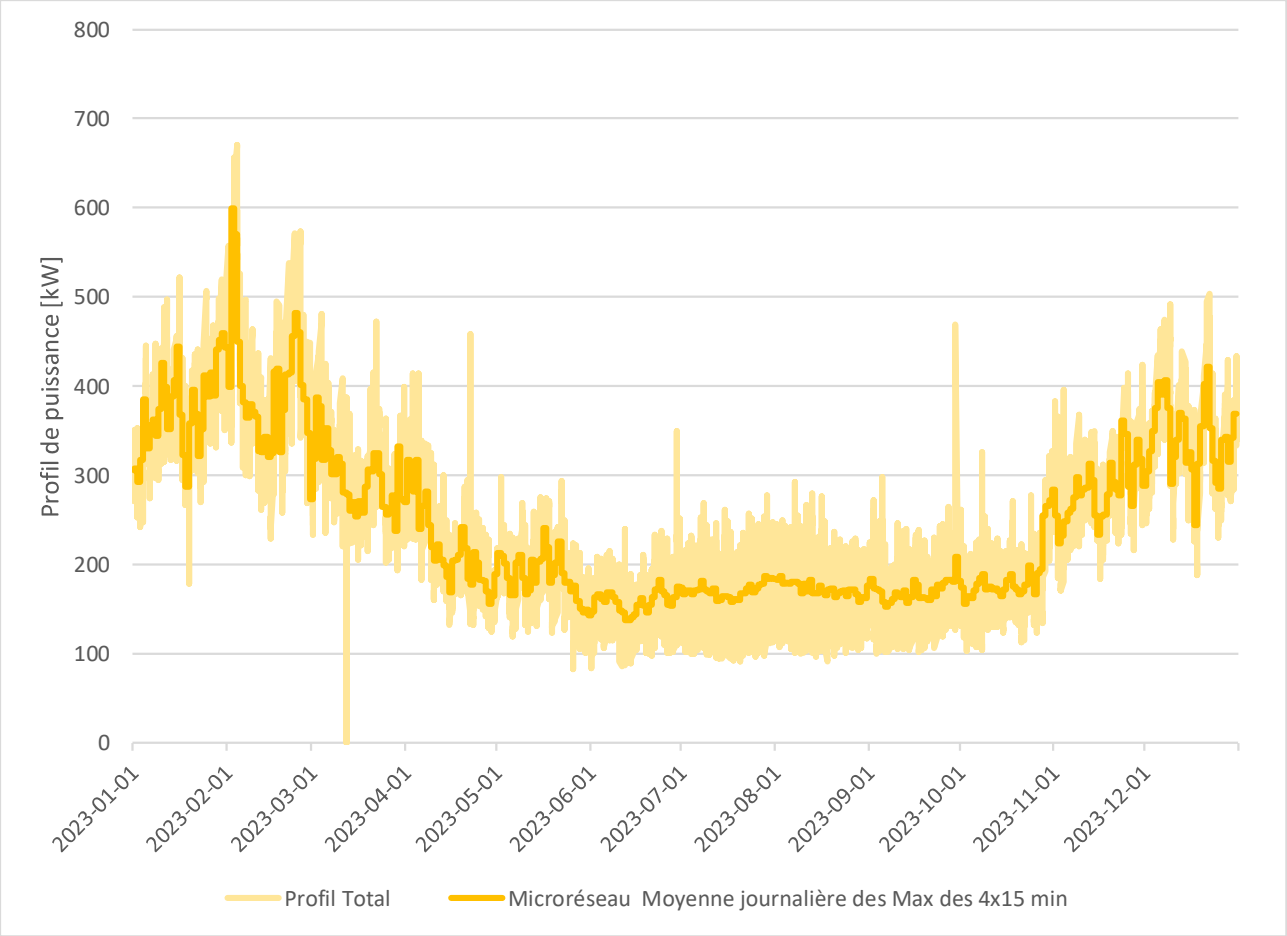


Figure 172: Profil de charges, [redacted]

Nous pouvons constater que la pointe annuelle de puissance est de 670 kW le 4 février 2023.

La moyenne de puissance pour ce microréseau est de 233 kW.

15.7.4 Addition future à [redacted]

Il est prévu d'ajouter un poste de surpresseur dans la municipalité. Cet ajout augmentera la charge totale ci-dessus d'au maximum 85 kW.

Voici ci-dessous le calcul effectué par la firme conseil :



Figure 173: Nouvelles charges, document reçu de la municipalité

15.7.5 Fréquences des appels de puissance

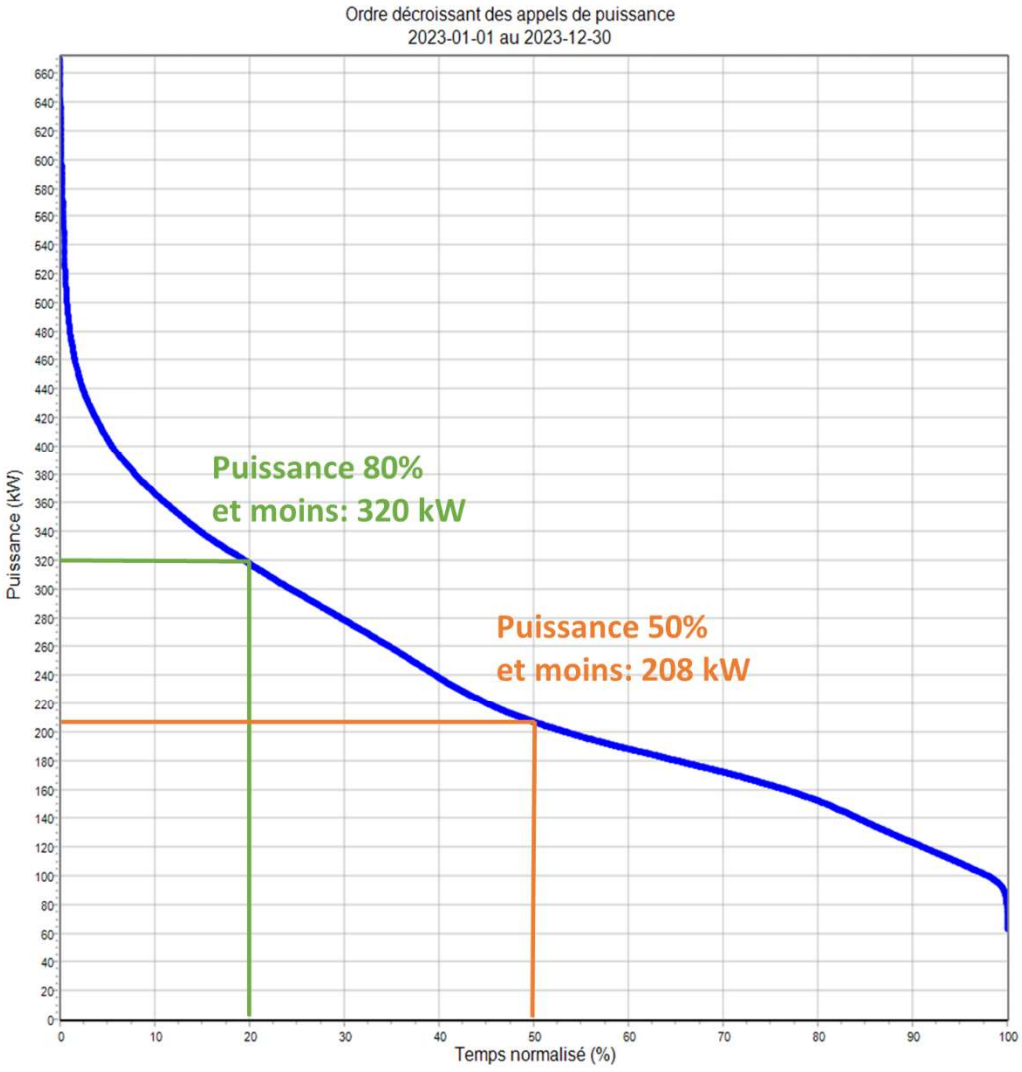


Figure 174: Fréquence des appels de puissance maximums

Nous constatons avec ce graphique que 80% des appels de puissance sont sous les 320 kW. Il n'y a donc que 20% d'appels de puissance entre 320 kW et 670 kW. Ce graphique indique que 50% du temps les appels de puissance sont sous 208 kW.

15.7.6 Puissance selon la température extérieure

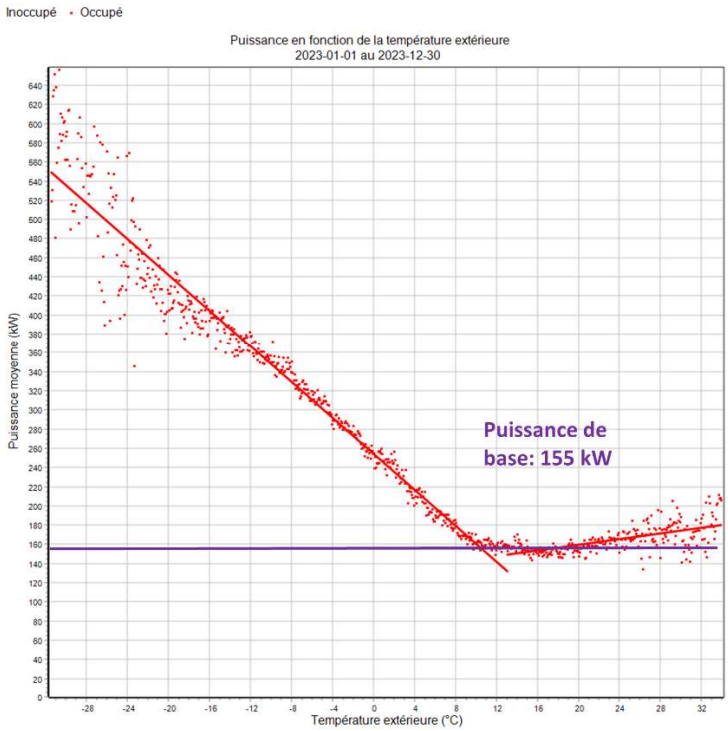


Figure 175: Régression linéaire, [redacted]

Avec ce graphique nous constatons que la puissance de base pour le microréseau est de 155kW. La puissance de base est la puissance dégagée de l'influence du chauffage et de la climatisation.

15.7.7 Répartition de la consommation d'énergie

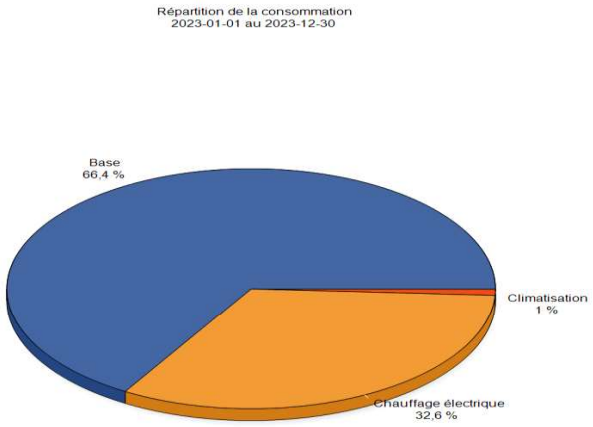


Figure 176: Répartition de la consommation d'énergie, [redacted]

Avec cette répartition de la consommation d'énergie nous constatons que 66,4% de la consommation de l'énergie est l'énergie de base.

15.7.8 Potentiel de production solaire

L'évaluation du potentiel solaire est une évaluation très théorique et optimiste. La section qui suit présente donc les hypothèses de travail et les résultats obtenus pour le cas du périmètre choisi à [redacted]

15.7.8.1 Hypothèses de travail

- L'évaluation du potentiel solaire a été faite à l'aide du logiciel HelioScope.
- Le dégagement et l'espacement entre les panneaux est optimisé de façon approximative, sans consultation du code du bâtiment.
- Le degré de fiabilité du potentiel solaire est très optimiste.
- Aucune visite des lieux n'a été effectuée.
- Aucune contrainte structurelle n'a été prise en compte, ni calculée.
- Aucune étude d'ingénierie électrique n'a été réalisée.
- Le facteur d'enneigement/glace affectant la performance de la production est approximatif.
- Le facteur d'ombrage dû à l'encombrement (bâtiment, foret) est aussi approximatif.

15.7.8.2 Spécifications

- Panneaux solaires utilisés : Canadian Solar CS3W-450MS
- Des panneaux bifaciaux ont été utilisés afin de profiter de l'effet albédo sur la neige au sol pour la ferme solaire.

Pour [redacted] étant donné que ce lieu est en région éloignée, peu de bâtiments avec de grandes toitures sont disponibles afin de les utiliser pour ajouter des panneaux solaires.

Dans ce cas, nous proposons d'utiliser un concept de ferme solaire au sol composé d'auvents combinés avec des installations sur toiture sur quelques bâtiments.

Voici les sites étudiés :

- [redacted]



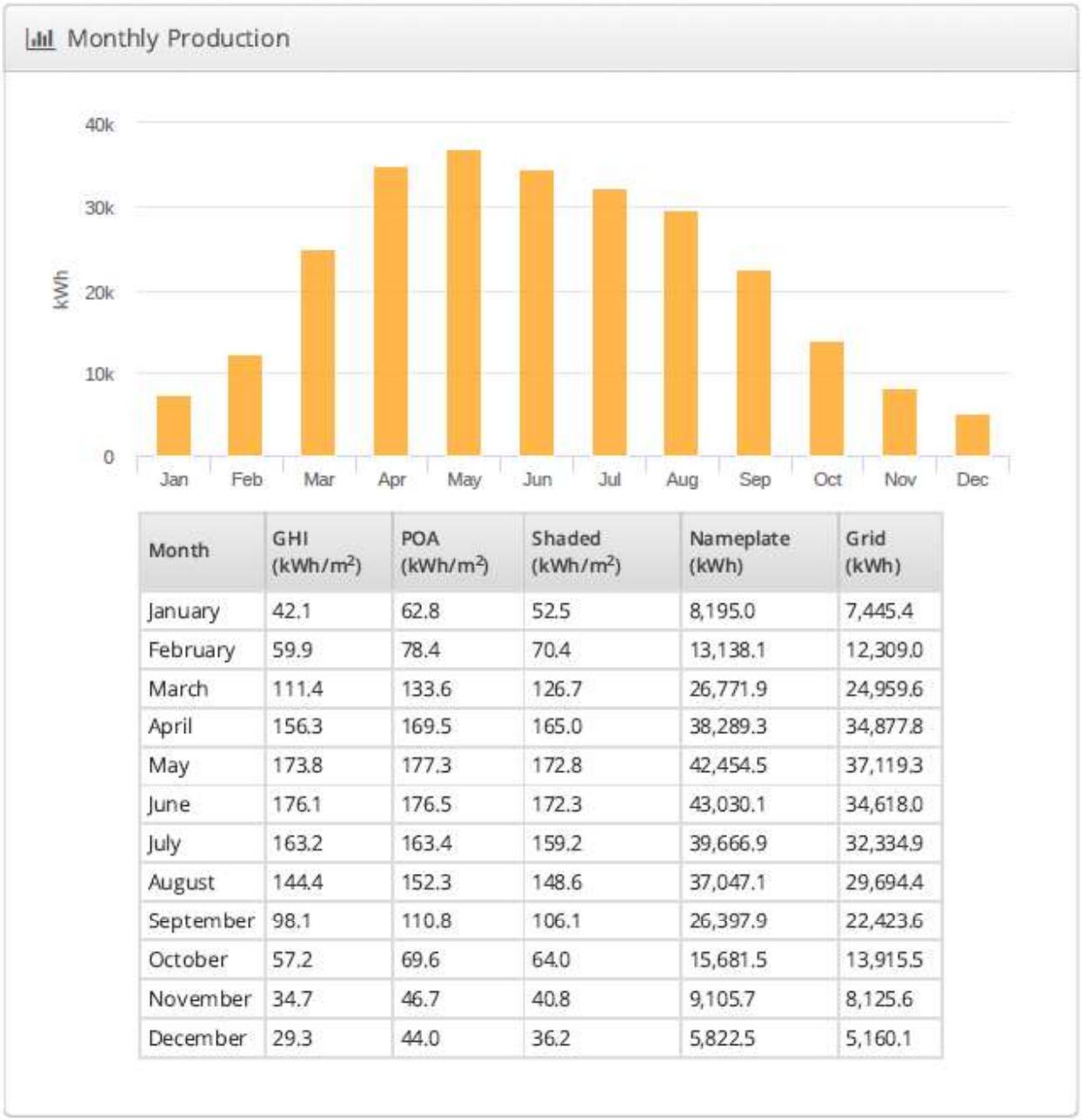


Figure 177: Sites avec potentiel solaire, [redacted]

1. **Information Touristique : 153 kW (Ferme solaire)**
2. **Caserne #1 : 10,8 kW**
3. **Caserne #2 : 12,2 kW**
4. **École : 32,4 kW**
5. [redacted]

Les auvents solaires à l'information touristique auraient une dimension d'environ 30m x 40m avec un productible de 153 kWp (environ 340 panneaux).

Production estimée



Month	GHI (kWh/m²)	POA (kWh/m²)	Shaded (kWh/m²)	Nameplate (kWh)	Grid (kWh)
January	42.1	62.8	52.5	8,195.0	7,445.4
February	59.9	78.4	70.4	13,138.1	12,309.0
March	111.4	133.6	126.7	26,771.9	24,959.6
April	156.3	169.5	165.0	38,289.3	34,877.8
May	173.8	177.3	172.8	42,454.5	37,119.3
June	176.1	176.5	172.3	43,030.1	34,618.0
July	163.2	163.4	159.2	39,666.9	32,334.9
August	144.4	152.3	148.6	37,047.1	29,694.4
September	98.1	110.8	106.1	26,397.9	22,423.6
October	57.2	69.6	64.0	15,681.5	13,915.5
November	34.7	46.7	40.8	9,105.7	8,125.6
December	29.3	44.0	36.2	5,822.5	5,160.1

Figure 178: Production solaire mensuelle totale estimée, [redacted]

15.7.9 Impact de la production solaire sur le profil des charges

Le profil de charge du secteur a été redessiné, en incluant l'impact qu'aurait la production solaire, **sur la demande du microréseau au réseau électrique d'Hydro-Québec.** La charge totale, par heure, a donc été diminuée de la valeur de la production solaire totale pour la même période, pour chaque heure de l'année (profil 8760 heures).

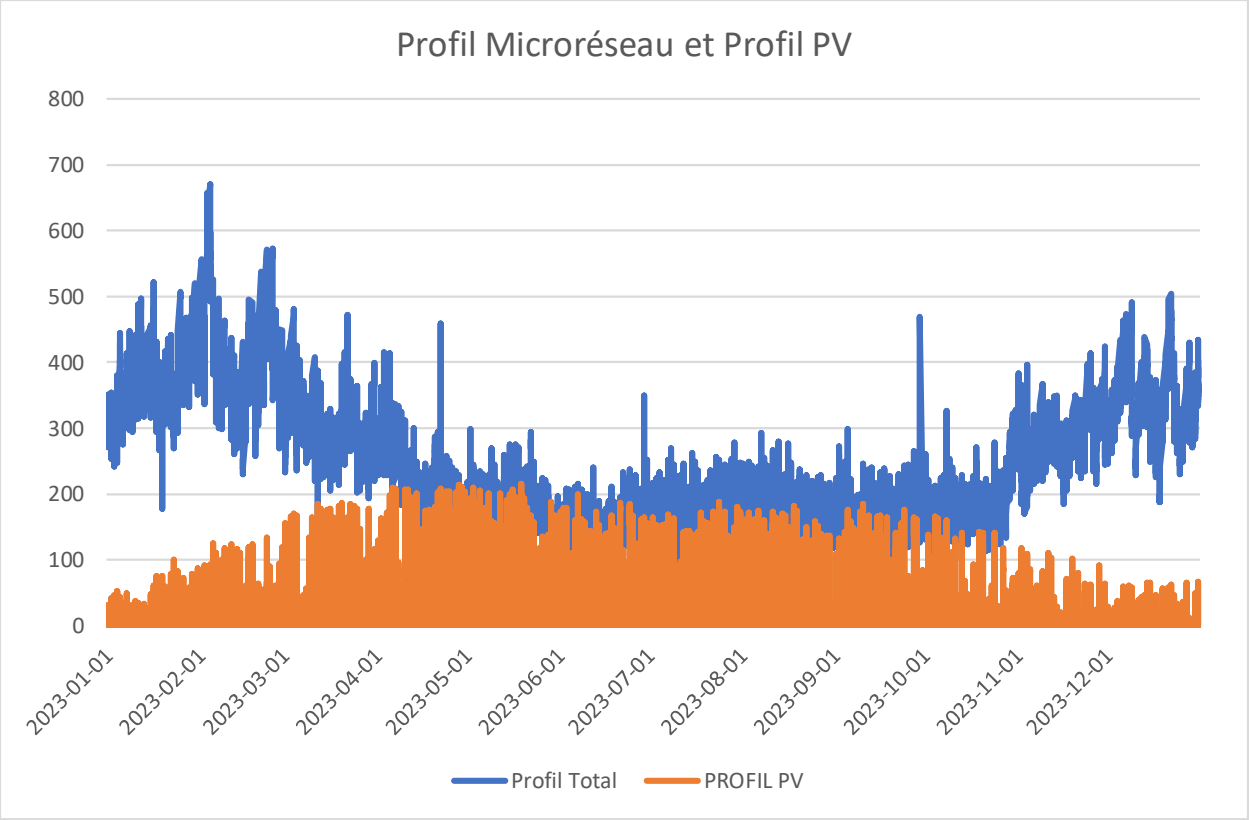


Figure 179: Profils de charge et de production solaire, [redacted]

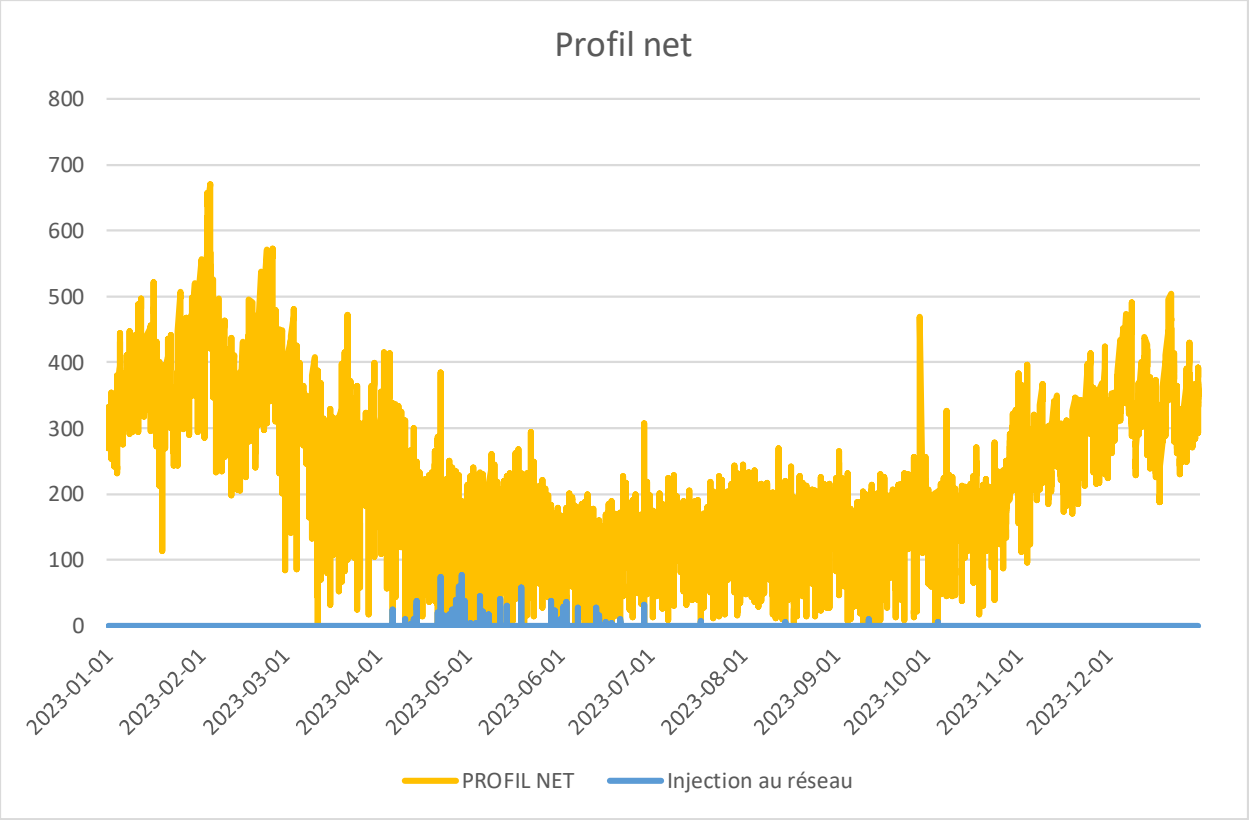


Figure 180: Profil net et injection solaire sur le réseau principal, [redacted]

15.7.10 Analyse des pannes

L'analyse des pannes a été effectué en sélectionnant et en interrogeant un transformateur témoin faisant parti du site du microréseau tout en prenant en hypothèse que la grande majorité des pannes vécues à ce transformateur sont aussi vécue par les autres clients du secteur de microréseau. Cette méthode permet d'analyser les pannes d'un seul transformateur en transposant celles-ci à l'ensemble des clients pour demeurer efficace dans l'analyse. Pour [redacted], le transformateur analysé sur une période de plus 5 ans s'étalant de 2019 à 2024 est MAT_M1P9R.

Pour les fins de l'analyse de pannes, la section présente :

- la fréquence des pannes selon leur répartition de plus ou de moins de 5 minutes;
- la fréquence du nombre de pannes selon la durée d'interruption;
- la répartition du temps de pannes vécue par les clients selon l'année, le mois et la cause;
- l'indice de continuité de service.

15.7.11 Fréquence des pannes

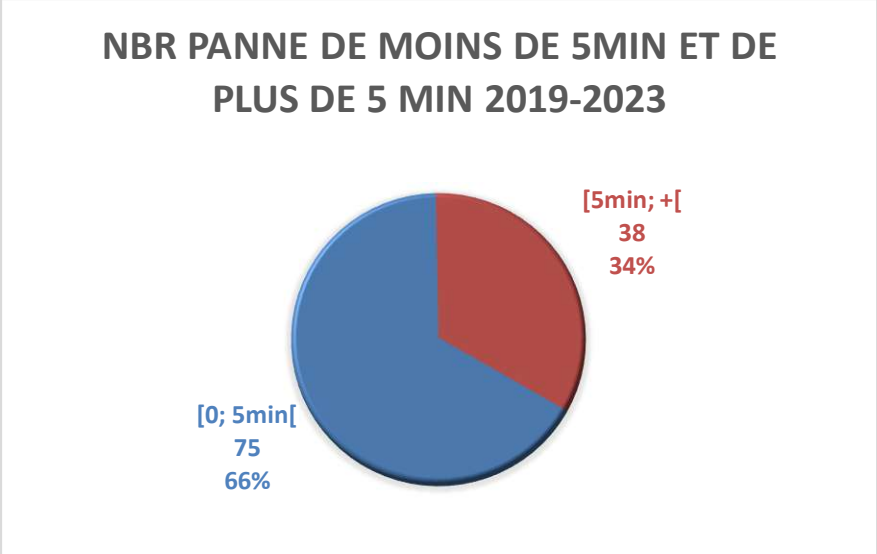


Figure 181: Nombre de panne selon la durée, [redacted]

On distingue les pannes de plus et de moins de 5 minutes sur la période de 5 ans de 2019 à 2023, puisque la solution de microréseau couvre uniquement les interruptions de plus de 5 minutes. Le nombre de pannes de plus de 5 minutes pour la zone **représente 34% des pannes totales**.

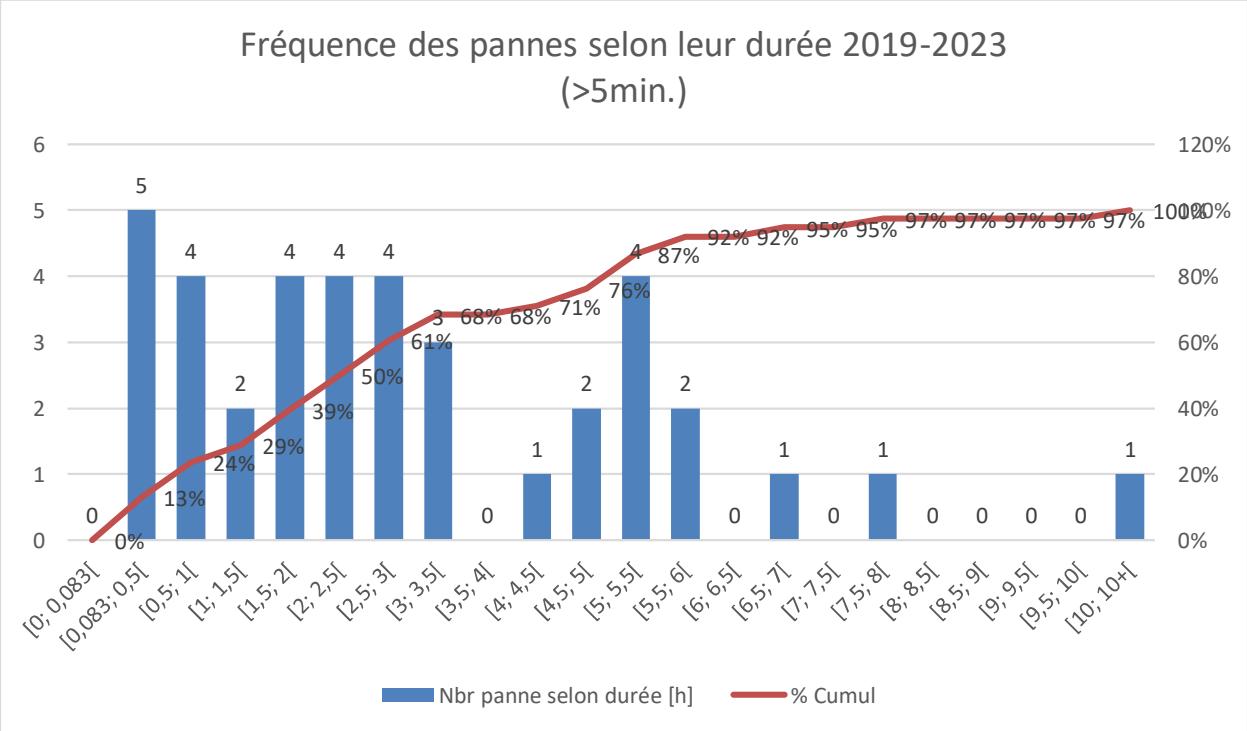


Figure 182: Durée des pannes, [redacted]

Le graphique précédent permet de conclure que 92% des pannes de plus de 5 minutes durent moins de 6 heures. Un microréseau composé uniquement de batteries et de panneaux solaires

aurait capté 92% des pannes ressentis par les clients, en plus de diminuer d'au moins 6 heures les pannes de plus longue durée.

À l'inverse, pour offrir une résilience complète, une génératrice, ou toute autre source de production non-variable, est nécessaire.

15.7.12 Répartition du temps de pannes vécu des clients selon l'année, le mois et la cause

L'indicateur du nombre de client heure interrompu (CHI) annuel est la relation de la somme annuelle des durées de pannes multipliées par le nombre de client interrompus :

$$CHI = \sum durée\ de\ l'interruption \cdot nombre\ de\ client\ interrompu$$

Cet indicateur donne un meilleur portrait de l'impact de la durée d'une panne selon le nombre de client affecté.

Le graphique suivant illustre le CHI annuel du secteur :

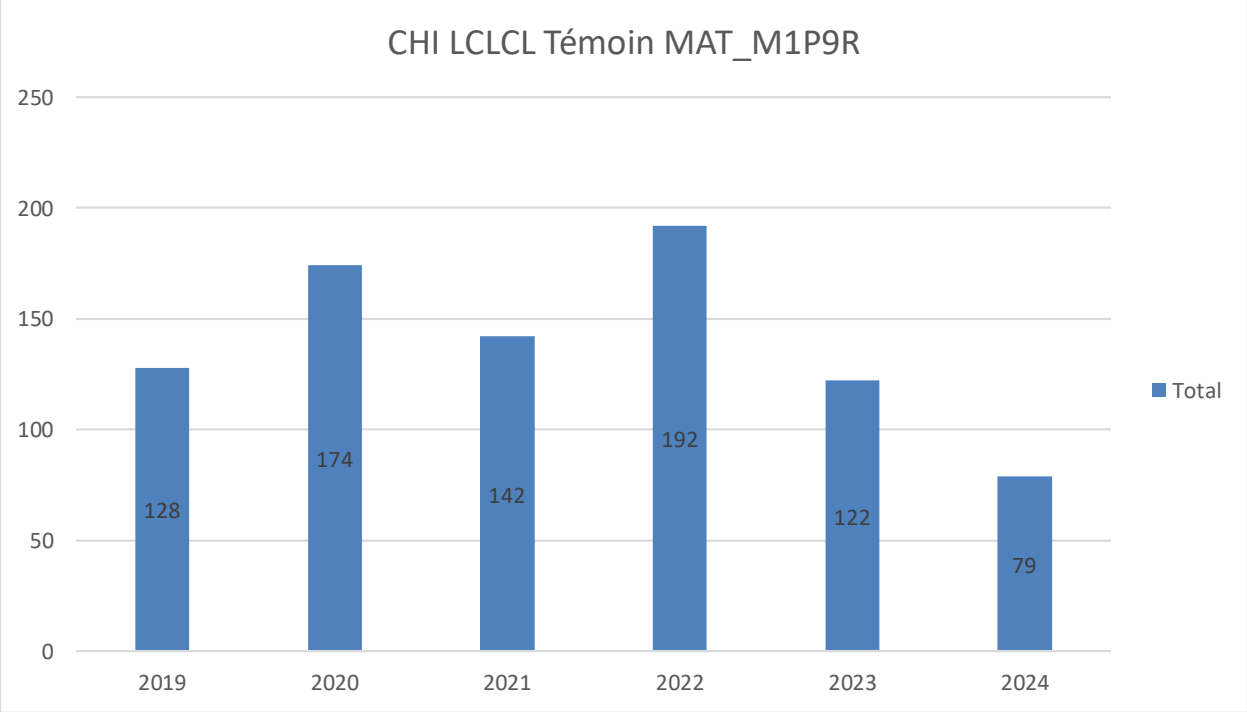


Figure 183: CHI sans microréseau, [redacted]

On observe une augmentation du CHI jusqu'à 2022 suivie d'une amélioration du CHI de l'année 2022 à l'année 2024.

Le graphique suivant illustre le CHI selon le mois du secteur pour la période de 2019-2023:

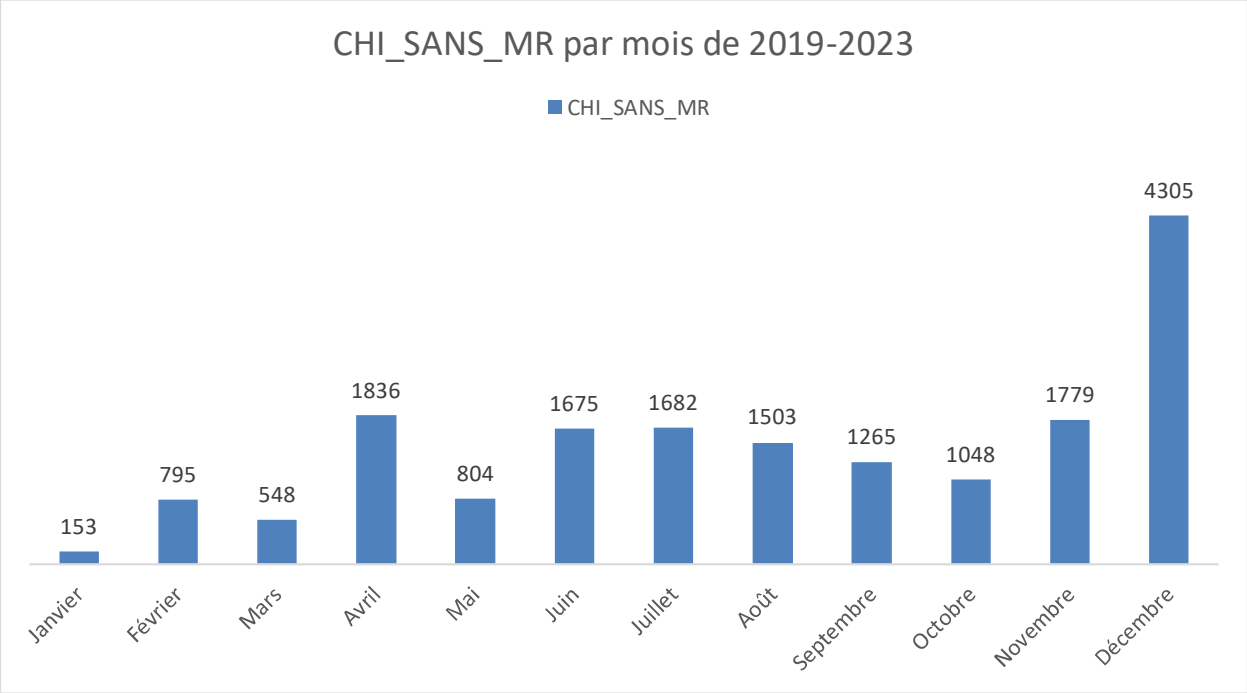


Figure 184: CHI selon le mois

On observe que les mois de décembre a été le plus touché en termes du CHI. 67% du temps de pannes se produit entre avril et novembre (hors-pointe). Les actifs du microréseau pourraient alors être utiliser pour de l'écrêtage en pointe.

Le graphique suivant illustre la répartition du CHI selon la cause de pannes :

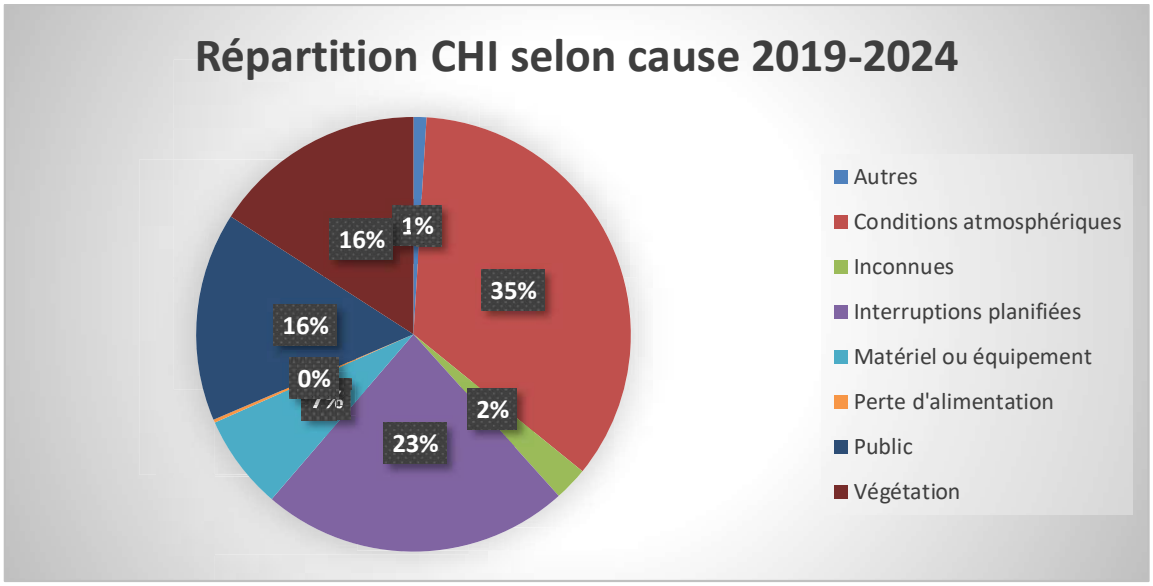


Figure 185: Cause des pannes, [redacted]

35% du temps de pannes est lié aux conditions atmosphériques, 23% aux interruptions planifiées ainsi que 16% à la végétation, 16% par le public

15.7.13 Comparaison de l'indice de continuité

Indice de continuité de ligne (IC) est la relation du rapport du nombre de client heure interrompue (CHI) sur le nombre de client de la ligne:

$$IC = \frac{CHI}{Clients\ de\ la\ ligne}$$

Au niveau de l'indice de continuité (en heure), le secteur de cœur de village de [redacted] a une moins bonne qualité de service en 2022 et 2023 par rapport à la ligne CHN293 et par rapport à la province. Nous voyons aussi que l'ajout du microréseau aurait réduit considérablement les pannes en 2022 et presque éliminé en 2023 et 2024. Le graphique suivant présente l'IC du secteur visé par le microréseau au cours des 5 dernières années :

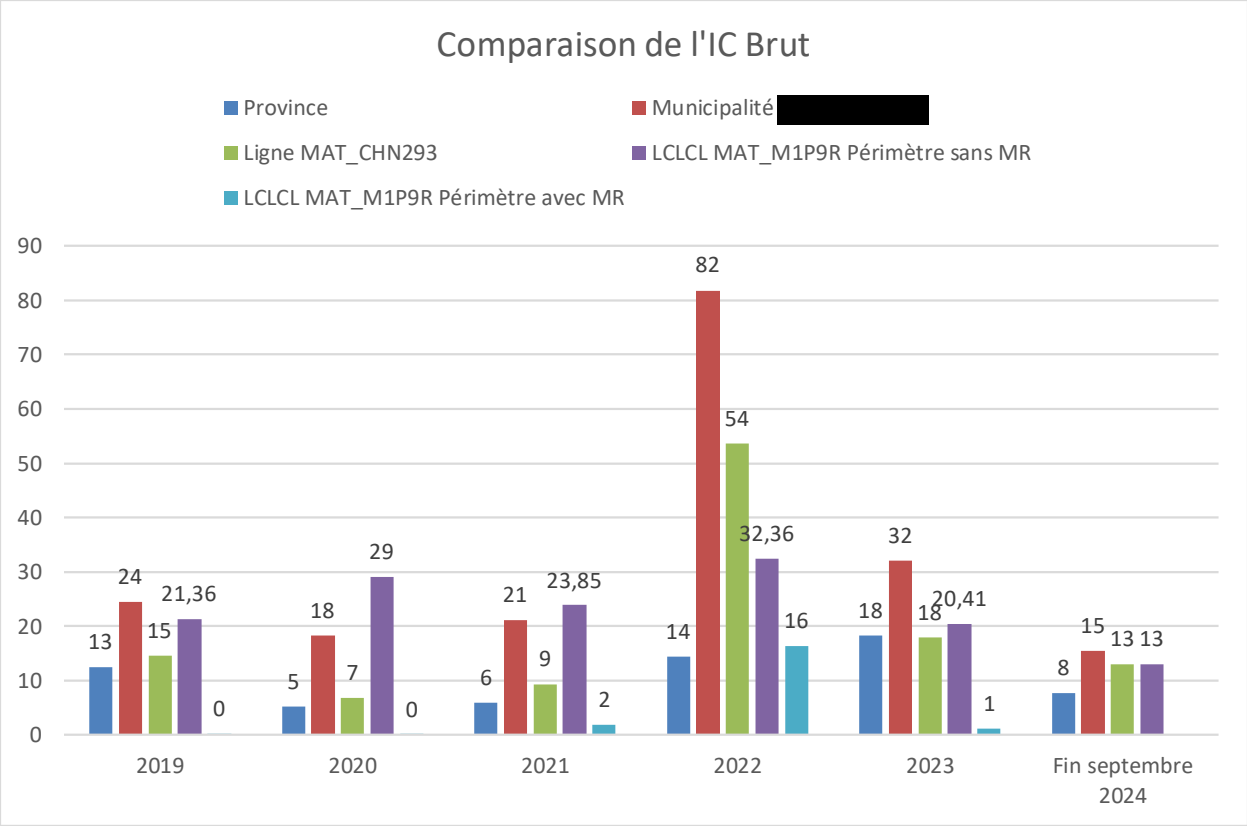


Figure 186: Comparaison du IC, [redacted]

15.7.14 Bilan de l'analyse de pannes

Comme pour les autres sites étudiés, une analyse de la durée des pannes a été faites, afin d'identifier d'abord le nombre de pannes d'une durée supérieure à 5 minutes, car ce sont ces pannes qui sont ciblés par l'amélioration de la qualité de service par le microréseau. Ensuite, les pannes ont été classés, par nombre, en tranche de durée de 30 minutes. L'objectif est d'identifié le nombre de pannes qui aurait pu être évité avec une solution de microréseau sans génératrice versus avec une génératrice. On prend l'hypothèse qu'un microréseau sans génératrice doit au minimum offrir une résilience de 6 heures à n'importe quel moment de l'année. De plus, la répartition du temps de pannes vécus par les clients selon l'année, le mois et la cause ont été illustré tout en comparant l'indice de continuité municipal et provincial.

15.7.15 Dimensionnement préliminaire

Le dimensionnement a été fait selon la même méthode que pour les sites étudiés en V0. En analysant le profil de charge, et en prenant l'hypothèse **qu'on souhaite un minimum de 6h de résilience grâce aux RED,** on identifie les pires 6 heures consécutives en terme de consommation d'énergie. Cette valeur est de :

3859 kWh

À cette valeur, on ajoute une marge de 15% pour l'éventuelle croissance du secteur (règle du pouce) :

4438kWh qu'on arrondi à **4500kWh**

Au niveau de la puissance, nous suivons les recommandations du guide d'intégration de PG&E (voir lot#1 pour référence) et nous triplons la valeur de la pointe du secteur, dans le but de couvrir l'ensemble des différents défauts en donnant le niveau de court-circuit minimal qui permet de faire opérer les protections :

(670kW + 85kW (ajout de charges)) * 3 = 2265kW qu'on arrondi à **2300kW**

Avec ce dimensionnement, on peut estimer une résilience d'au minimum 15 heures en été, en regardant la valeur de la pointe estivale (300kW) et en divisant la quantité totale d'énergie par cette pointe. On obtient 15 heures, sachant très bien que la valeur de pointe de 300kW ne durera pendant 15 heures consécutives.

Batterie : 2.3MW / 4.5MWh

Résilience courte durée (génératrice mobile)					
	Batterie		**Production solaire**	**Durée d'îlotage en pointe**	
Charge maximale	**Puissance convertisseur** 3 fois la puissance maximale appelée du microréseau pour offrir le courant de court-circuit minimal	**Énergie** Les 6 heures consécutives (incluant l'apport solaire) les plus énergivores et ajout d'une marge de 15%	**Puissance installée** 578 panneaux // 0,26 MW	**Hiver** Pointe de 670 kW +futur 85 kW	**Été** (1er mai au 31 septembre)
0,755 MW	2,3 MW	4,5 MWh	263 MWh annuel	6 heures	15 heures

15.7.16 Planification transport distribution

Les études exploratoires ne sont pas encore débutées pour ce secteur. Ce sera à faire lors de l'avant-projet, en priorité.

15.7.17 Retour sur les rencontres avec la communauté et prochaines étapes

La municipalité a été rencontrée à l'automne 2024 et la solution moyenne tension a été discutée. La communauté semble intéressée par cette solution. En 2025, une visite terrain dans le but de valider certaines hypothèses devra être réalisée.

Annexes

Annexe 1 : États de la situation sociopolitique des secteurs

Le document a été produit par l'équipe de travail du Lot 3 et est disponible ici :

2024-06-17_États de la situation sociopolitique_Microréseaux.docx

Annexe 2 : Étude exploratoire [redacted]

Distribution 2024 Microréseau document_resume exploratoire_[redacted]_2_5MW.pdf

Annexe 3 : Étude exploratoire [redacted]

À venir

Annexe 4 : Étude exploratoire [redacted]

RE_ Enjeux CCR microréseaux .msg

Annexe 5 : Étude exploratoire [redacted]

RE_ Enjeux CCR microréseaux .msg

TR_ Micro-réseau [redacted] - Étude exploratoire.msg

Distribution 2024 document_resume exploratoire_Micro réseau [redacted]_CAD212_VF.pdf

Annexe 6 : Étude exploratoire [redacted]

À venir

Annexe 7 : Étude exploratoire Réseau de transport

2024-07-19 - Note interne - Résumé des besoins du Transporteur pour le raccordement de cinq micro-réseaux.pdf

Annexe 8 : Grille d'analyse et résultats de la grille

Grille MR_R0_2024-02-19.xlsx

Guide d'Utilisation de la Grille_R0_2024-03-15.pdf

Annexe 9 : Évaluations préliminaires

Évaluations_préliminaires P1 et P2.pdf

Annexe 10 : Étude exploratoire [redacted]

[redacted]

Annexe 11 : Étude environnementale

Le rapport d'étude environnementale est disponible au lien qui suit.

4.4 Évaluation en environnement

Annexe 12 : Potentiel solaire [redacted]

[redacted] Canopy et toiture_simulation_15097858_summary.pdf