PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE [IMA]

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 mars 2025

PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Contexte

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) continue de tirer parti des progrès technologiques qui amélioreront sa capacité à répondre aux attentes changeantes des clients, à faire face aux changements climatiques, à moderniser le réseau et à se concentrer sur l'amélioration continue des processus. Les nouvelles technologies, comme l'infrastructure de mesure avancée (IMA), permettront à Énergie NB d'améliorer son service aux clients et de les aider à mieux comprendre leur consommation d'électricité et à utiliser l'énergie plus judicieusement. L'IMA aidera Énergie NB à mieux gérer la demande croissante du réseau électrique à l'avenir, tout en préparant le terrain pour une vaste gamme de nouveaux avantages pour les clients.

L'IMA est essentielle à la construction d'un réseau moderne et fait appel à trois technologies clés :

1. Compteurs avancés
2. Système d'administration
3. Système de gestion des données des compteurs

Ces trois technologies d'IMA, combinées au réseau de communication connexe, constituent des éléments essentiels du programme global de modernisation du réseau d'Énergie NB.

Les nombreux avantages de l'IMA comprennent la fourniture d'outils et de programmes permettant aux clients de mieux gérer leur consommation et leurs coûts d'électricité, ainsi que la mise en place de nouveaux programmes et services axés sur les clients. Dans le cadre des activités quotidiennes d'Énergie NB, l'IMA augmentera également l'efficacité de la collecte des données des compteurs, de la facturation et des services de branchement et de débranchement. Le rétablissement du courant sera amélioré grâce au signalement plus rapide des pannes, ce qui pourrait réduire le temps de réponse.

Énergie NB a déposé une demande d'IMA auprès de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESPNB) le 1er août 2019, et l'instance a été entendue par la CESPNB du 13 au 22 janvier 2020. À la suite d'un report ordonné et exigé par la CESPNB en raison de la pandémie de la COVID-19, la CESPNB a approuvé la demande de projet d'immobilisations de l'IMA d'Énergie NB le 4 septembre 2020 et le travail est en cours avec l'équipe du projet et les fournisseurs tiers.

Dans le cadre de sa décision, la CESPNB a demandé à Énergie NB « de présenter des paramètres pour suivre le déroulement du projet dans sa prochaine demande générale

de tarifs. Cela devrait comprendre des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés. La proposition doit également comprendre un calendrier de rapports et d'examens, ainsi qu'un plan de communication pour les parties prenantes et les contribuables. »

Énergie NB a proposé un format de rapport en réponse à cette directive. Le format a été examiné et approuvé par la CESPNB le 27 mai 2021 sur une base préliminaire et selon des conditions spécifiques. Ce rapport est conforme au format et aux conditions selon lesquelles Énergie NB doit soumettre chaque trimestre une version électronique de ce rapport à la CESPNB, et le diffuser sur www.energienb.com dans les deux langues officielles pour l'accès public.

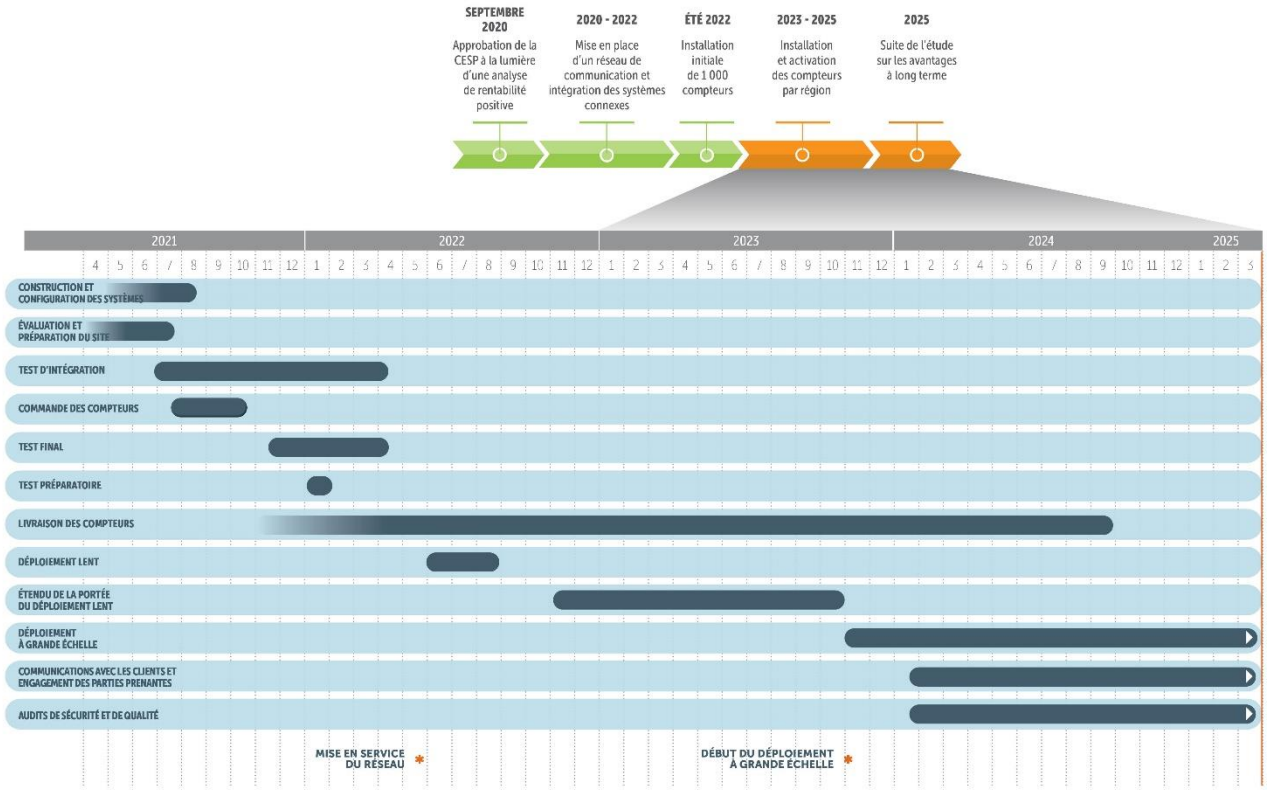
Objectif

Le présent rapport a pour but de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNB sur l'état d'avancement du projet de l'IMA. Cela comprend des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNB dans le cadre de l'instance 452. Des mises à jour sur l'engagement des clients et les risques liés au projet sont également présentés dans ce rapport.

Le projet d'IMA d'Énergie NB fait appel à plusieurs fournisseurs clés pour réaliser les divers aspects du projet ; les responsables du projet d'Énergie NB assurent la surveillance de l'ensemble du projet. Les principaux vendeurs et leurs contributions sont les suivants :

- **Utegration** : intégrateur de systèmes d'expérience assurant la surveillance technique des multiples éléments exigeant des interfaces avec le système de gestion des actifs de l'entreprise SAP d'Énergie NB et les systèmes liés à l'IMA
- **Itron** : compteurs et système d'administration
- **Siemens EnergyIP** : Système de gestion des données des compteurs
- **Olameter** : déploiement de nouveaux compteurs dans toute la province

Calendrier du projet



Résumé des résultats du trimestre se terminant le 31 mars 2025

- Environ 247 346 compteurs (64 pour cent) ont été remplacés par des compteurs de l'IMA.
- Le déploiement des compteurs de la zone 1 (à Fredericton, à Grand-Sault, à St Stephen et à Woodstock) est achevé à 91 pour cent.
- Les activités d'atténuation du réseau de la zone 1 visant à optimiser les communications, la lecture à distance des compteurs, la déconnexion et la reconnexion à distance et les données des graphiques de consommation sont en cours.
- La zone 1 dispose d'une connectivité de lecture à distance de plus de 90 pour cent, ce qui a permis de réduire les lectures manuelles de compteurs et les déplacements de camions pour les reconnexions et les déconnexions. Les gains d'efficacité s'amélioreront au fur et à mesure que le déploiement de masse se poursuit.
- Soixante-cinq (65) pour cent de nos clients disposent d'un profil en ligne. Le montant de 94122 alertes d'utilisation élevée a été envoyé aux clients au cours du dernier trimestre. Des efforts sont en cours pour stimuler l'adoption des profils en ligne, permettant aux clients d'accéder à des renseignements détaillés sur leur utilisation. Des courriels et des lettres sont envoyés après l'installation des compteurs intelligents pour informer les clients de cet avantage.

- Le déploiement des compteurs de la zone 2 a été élargi pour comprendre Bouctouche, Shediac, Sackville et Sussex. (terminé à 75 pour cent).
- Énergie NB a prévu que 0,75 pour cent des installations de compteurs exigeraient la réparation du socle du compteur. La tendance est de 0,67 pour cent.
- L'équipe de projet surveille continuellement les défis internes ou externes qui pourraient avoir un effet sur le calendrier ou le budget du projet, et s'assure que des plans d'atténuation sont en place.

Résultats financiers

L'analyse de rentabilité détaillait la valeur actuelle nette des coûts et des avantages de l'IMA sur le cycle de vie. Énergie NB fera rapport sur les coûts du projet de l'IMA présentés dans la preuve de l'instance 452, tableau 2.3.1, lignes 4 à 8. Les coûts irrécupérables jusqu'à la fin de l'exercice financier 2018-2019 ne sont pas compris, car ils n'ont pas été calculés dans les coûts de l'analyse de rentabilité ou du tableau 3.2. Le tableau 2.3.1 a été reformulé ci-dessous pour répartir les coûts dans les catégories présentées dans le tableau 3.2 de la preuve de l'instance 452. Cela comprend tous les coûts encourus au cours de l'exercice 2019-2020 jusqu'à l'achèvement de la mise en place de l'IMA à l'échelle du réseau. Le tableau ci-dessous représente les coûts du projet encourus à ce jour.

Coûts	Données réelles à ce jour (en millions de $)	Coûts du projet de l'IMA (prévus au budget) (en millions de $)	Total (%)
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	42,2 $	53,3 $	79,2 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	2,4	5,9	40,9 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	2,2	2,9	77,9 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	6,6	11,5	57,6 %
3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	7,1	8,8	80,2 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet de l'IMA	12,2	8,0	153,2 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	3,6	3,5	101,5 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	4,2	3,1	135,1 %
3.2.9 Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts d'exploitation	1,3	0,3	504,8 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	81,7 %
Total	**81,9 $**	**97,2 $**	**84,2 %**

Note au lecteur : Les tableaux financiers reflètent les différences dues à l'arrondissement.

Explication de l’écart :

- 3.2.1 Coûts en immobilisations de l’IMA : la majeure partie de ces dépenses à ce jour est liée à l’installation du matériel de réseau et 247 346 compteurs. Le budget restant est lié au coût des compteurs.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l’installation des compteurs : les dépenses de cette catégorie se poursuivront jusqu’à la fin de la période de déploiement.
- 3.2.5 Coûts d’immobilisations du SIC/GMO/ESB : les travaux de cette catégorie sont liés à l’intégration des systèmes, plus précisément au contrat avec Utegration. Cette partie du projet est terminée.
- 3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l’équipe du projet de l’IMA : comprend les travaux de mise en œuvre des coûts en immobilisations de la gestion des données ainsi que le budget de l’équipe de projet pour la durée du projet. Cette catégorie de coûts était presque entièrement épuisée à la fin du mois de décembre 2022. Sur le budget de huit (8) millions de dollars de cette catégorie de coûts, 2,3 millions de dollars (comprenant les coûts imprévus) étaient réservés au contrat de la gestion des données du compteur qui n’avait pas été signé au moment de la préparation de l’analyse de rentabilité. La valeur finale du contrat était de 2,8 millions de dollars, ce qui a entraîné un dépassement du budget de 0,5 million de dollars dès le départ. La gestion des données du compteur a été mise en œuvre dans les limites du montant du contrat. Les 5,7 millions de dollars budgétés pour l’équipe de projet ont été entièrement épuisés et il reste huit (8) mois de déploiement des compteurs dans le calendrier du projet. Deux des principaux facteurs de l'augmentation des coûts de l'équipe de projet ont été : le retard initial dans le démarrage du déploiement en grande échelle des compteurs et le recours à des services extérieurs pour des membres clés de l'équipe de projet qui n'avaient pas été prévus lors de la préparation de l'analyse de rentabilisation. Énergie NB ne voit pas de possibilité d'atténuer ces coûts à l'heure actuelle.
- 3.2.7 Exploitation du CIS/WFM/ESB : la mise en œuvre du portail client entre dans cette catégorie de coûts. Lors de l’élaboration de l’analyse de rentabilité de l’IMA, il a été supposé qu’Énergie NB travaillerait avec le fournisseur sous contrat qui hébergeait le portail pour le rapport sur l’énergie résidentielle afin d’offrir également le portail de l’IMA et le programme d’alerte de factures élevées. Lorsque le travail a commencé sur le portail de l’IMA, les règles d’approvisionnement ont exigé qu’Énergie NB émette une demande de propositions pour le service. Cela a entraîné un coût de mise en œuvre considérablement plus élevé ainsi que des coûts d’hébergement annuels supérieurs à ce qui était prévu au budget. Bien que les coûts soient plus élevés, le portail permet aux clients d’accéder à leurs données de consommation et de recevoir des alertes en cas de consommation élevée, ce qui leur permettra de mieux gérer leur consommation d’énergie et de réduire leurs factures. Note. Customer Information System (CIS), Workforce Management System (WFM), Enterprise Service Bus (ESB)
- 3.2.8 Les services d’entreprise et autres coûts en immobilisations ont tendance à être

plus élevés à ce jour que ce qui était prévu dans le budget en raison des retards dans le projet qui ont entraîné une augmentation des intérêts et des frais généraux.

- 3.2.10 Les services d'entreprise et autres services d'exploitation ont tendance à être plus élevés à ce jour que ce qui était prévu dans le budget en raison d'une augmentation imprévue du prix des matériaux autres que les compteurs, comme les bagues et les joints d'étanchéité.

Toutes les autres dépenses du projet sont conformes au calendrier et correspondent aux travaux prévus. Énergie NB continue de surveiller de près les dépenses prévues et travaille avec les fournisseurs pour atténuer les pressions sur les coûts dans la mesure du possible.

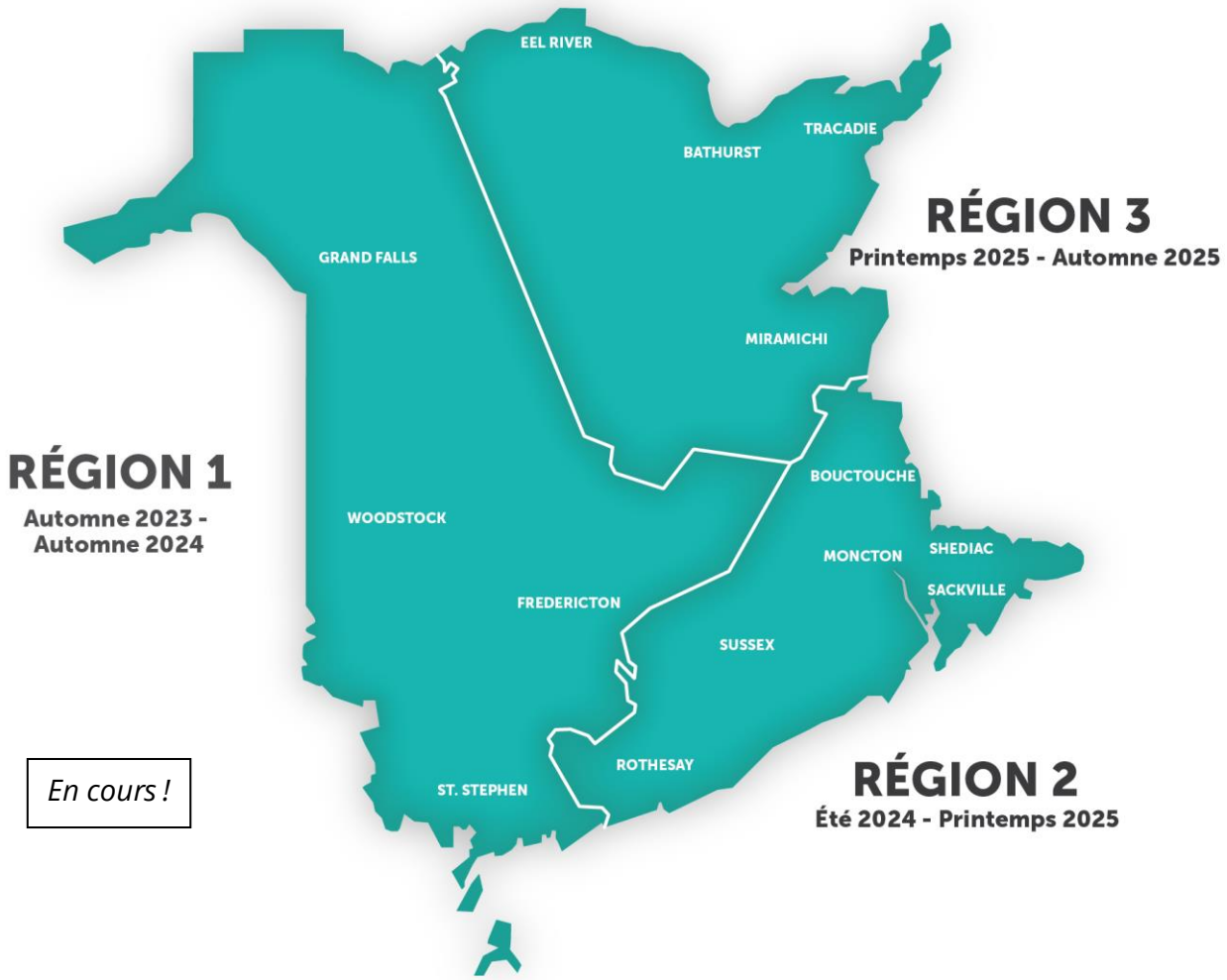
Calendrier des projets de l’exercice financier

Mise à jour

- Les alertes à l'utilisation ont repris en janvier 2025, après une pause pour résoudre des problèmes de système.
- Le déploiement des compteurs à grande échelle s'est poursuivi dans la zone 1 et est achevé à 91 pour cent (districts de Fredericton, de Grand-Sault, de Woodstock et de St. Stephen).
- Environ 247 346 compteurs ont été installés. Les installations de compteurs de la zone 1 sont maintenant dans une phase de « nettoyage » - axée sur les installations qui n'ont pas été simples et qui ont nécessité un suivi (exemples : problèmes d'accès, reprogrammation par le client, réparations nécessaires, etc.) Ce travail se poursuivra jusqu'en avril 2025.
- Le déploiement de compteurs à grande échelle se poursuivra dans la zone 2, à Rothesay, à Sussex, à Moncton, à Bouctouche et à Sackville jusqu'au printemps 2025. Le projet est toujours prévu de manière à étendre le déploiement à grande échelle des compteurs à la zone 3, à Miramichi, à Tracadie, à Bathurst et à Eel River, à l'été 2025.Déploiement des compteurs
- Dans le cadre du déploiement des mises à niveau des compteurs à transformateur triphasé, Énergie NB a installé 5 217 compteurs sur un total d'environ 5 700. Ces mises à niveau sont effectuées séparément du déploiement à grande échelle en raison de la complexité de l'installation. Des circonstances particulières, telles que des compteurs capables de produire des impulsions, des clients effectuant des recherches de charge, des compteurs triphasés pour transformateurs des Premières Nations, nécessiteront une coordination unique. Certaines installations peuvent se dérouler au-delà du calendrier de déploiement de masse.
- Énergie NB a reçu tous les compteurs prévus dans son plan de livraison initial (~350 000 compteurs de l'IMA).
- Énergie NB fournit, possède et entretient le compteur électrique. Le boîtier du compteur appartient au propriétaire de la maison ou de l’entreprise, et en général, il lui incombe de le réparer ou de le remplacer si le boîtier est en mauvais état. Dans le cadre du déploiement des compteurs intelligents à l’échelle de la province, Énergie NB couvre le coût des réparations des boîtiers de compteurs. Énergie NB couvre le coût des réparations des socles de compteurs. Énergie NB a prévu que 0,75 pour cent des installations de compteurs donneraient lieu à une réparation du socle. À ce jour, 1 539 réparations ont été effectuées (0,67 pour cent). Au cours du dernier trimestre, 333 réparations ont été effectuées sur des socles de compteurs. Après l’installation des compteurs intelligents, les clients seront responsables de leur propre socle de compteur, tout comme avant la mise à niveau des compteurs intelligents.
- Le déploiement à grande échelle des compteurs intelligents auprès des clients d’Énergie NB a commencé le 1er novembre 2023 ; le déploiement commencera dans la zone 1 (voir la carte ci-dessous) et sera achevé sur une période de 24 mois.

Dates provisoires d’installation des compteurs intelligents

Ce calendrier est fondé sur les plans initiaux et est susceptible d’être modifié.



En cours !

Participation des intervenants

La stratégie de communication et d'engagement des clients comprend quatre phases, comme l'illustre le schéma ci-dessous.

Mise à jour

- Énergie NB continue de suivre le processus d'avis établi, en communiquant avec les clients, les communautés des Premières Nations et d'autres intervenants dans les zones d'installations à venir.
- Des sondages réguliers sont menés auprès des clients qui reçoivent des compteurs. Les résultats globaux de mars 2025 ont révélé que :
    - 92 pour cent des personnes interrogées se disent neutres ou satisfaites de l'expérience globale de la mise à niveau du compteur ;
    - 74 pour cent se souviennent d'avoir reçu des renseignements avant la mise à niveau du compteur ; et
    - 86 pour cent ont déclaré que les renseignements reçus les avaient aidés à se préparer à ce qui les attendait.
- À ce jour, 12 644 clients ont demandé à être placés sur la liste de « Ne pas installer».
- Cela représente 3,28 pour cent de notre base de clients admissibles. Cette augmentation est attribuée aux préoccupations élevées des clients concernant leurs factures au cours de ce trimestre. Un plan de communication détaillé sera préparé pour aider à réduire ce taux de désistement. Les activités de sensibilisation des parties prenantes suivantes ont eu lieu entre le 1er janvier 2025 et le 31 mars 2025 :

    - Des séances d'information en personne ont été organisées à Riverside-Albert, à Shediac, à Hillsborough, à Bouctouche, et à Sussex.

    - L'équipe a également participé à des journées portes ouvertes à Salisbury, à Tantramar et Sackville, à Memramcook et à Pine Glen et Riverview.

- À l'interne, l'équipe du projet de l'IMA continue de partager régulièrement des renseignements avec les employés qui travaillent dans les secteurs de l'entreprise touchés

par l'IMA. Les responsables du projet ont rendu visite aux employés de Bouctouche, de St. Stephen, de Rothesay et de Moncton pour leur faire part des progrès accomplis et répondre à leurs questions.

- La section du site Web consacrée aux compteurs intelligents a reçu 15 917 visites, soit une augmentation de 74,13 pour cent par rapport au trimestre précédent.
- Une campagne de publipostage et de courriel visant à sensibiliser et à promouvoir les avantages du portail en ligne auprès des clients dont les compteurs intelligents ont été activés se poursuit. Ces communications visent à s'assurer que les clients connaissent les outils de l'IMA offerts et à soutenir une gestion proactive de l'énergie.
    - Du 1er janvier au 31 mars 2025, les efforts de sensibilisation ont compris :
        - Des courriels : 43 428 clients ont reçu de l'information sur le portail en ligne
- Au cours de cette période, il y a eu une augmentation notable de la couverture médiatique et des demandes de renseignements de la part des clients en raison des factures d'électricité élevées et de la spéculation selon laquelle les compteurs intelligents pourraient être un facteur contributif. Plusieurs reportages sur le sujet ont été diffusés à la radio et à la télévision et mis en ligne. La question a également été largement débattue sur les médias sociaux, où de l'information erronée continue de circuler. En réponse à ces préoccupations, la province du Nouveau-Brunswick a lancé une évaluation indépendante pour examiner nos systèmes de comptage et de facturation. Une fois l'évaluation terminée, les conclusions seront rendues publiques.
- L'équipe de l'IMA collabore avec le conseil tribal des Mi'kmaq de la côte nord pour soutenir les efforts de communication et d'engagement avec les communautés des Premières Nations dans leur région. Ce partenariat permet de s'assurer que les clients reçoivent des renseignements exacts sur les compteurs intelligents grâce à une action de sensibilisation coordonnée. L'équipe a rencontré les dirigeants de la Première Nation de Fort Folly et a organisé une séance communautaire avec la Première Nation de Buctouche.

Risques

Le cadre et le processus de gestion du risque de l'entreprise d'Énergie NB adoptent une vision stratégique du risque dans tous les aspects de la gestion de l'entreprise et sont appliqués de façon uniforme au niveau de la stratégie, des entités commerciales, des programmes et des projets. Énergie NB gère les risques, dans les limites de sa tolérance au risque, de manière cohérente et complète grâce à un processus continu, proactif et dynamique qui identifie, comprend, gère et communique les risques qui peuvent avoir un effet sur les objectifs stratégiques d'Énergie NB.

Les risques suivants ont été identifiés comme des éléments spécifiques à la réussite de l'ensemble du projet de l'IMA et sont surveillés et rapportés mensuellement au comité de surveillance de la direction pour la gestion du portefeuille stratégique qui comprend la haute direction d'Énergie NB, y compris les membres de l'équipe de direction.

#	Risque		Activité d'atténuation
1	Fournir des avantages aux clients en temps voulu	J ↔	Suivi de l'alignement des avantages comme prévu dans l'exécution du plan de projet ; collaboration avec les propriétaires des avantages pour s'assurer que les données et les rapports sont en place afin qu'Énergie NB puisse rendre compte des avantages une fois que les compteurs sont déployés et que les avantages commencent à s'accumuler.
2	Précision du calendrier	J ↓	L'équipe et le bureau de gestion de projets stratégiques poursuivent un exercice de révision et de mise à jour de toutes les activités dans le calendrier du projet. Le résultat final de cette activité est un rapprochement de la portée et du budget pour assurer l'alignement avec le calendrier. Énergie NB prévoit des retards dans l'installation des compteurs en raison d'un tarif de retrait plus élevé que prévu.

Légende des résultats de l'indicateur de risque		
Vert	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est faible. Les problèmes qui sont survenus ou pourraient survenir sont considérés comme pouvant être gérés dans le cours normal des activités d'exploitation.	≥ 59 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints.
Jaune	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est moyen. Des problèmes sont apparus ou restent présents et nécessitent une attention particulière.	≥ 60 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints
Orange	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise sont élevés. Il existe des problèmes graves qui nécessitent une attention particulière de la part de la direction.	≥ 75 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints
Rouge	L'effet potentiel ou la probabilité que le risque se produise est très élevé ou critique. Il existe des problèmes graves qui exigent une attention immédiate de la part de la direction.	≥ 85 % des objectifs de l'indicateur de risque principal sont atteints

Légende de l'indicateur de tendance					
↑	Importance croissante	↔	Aucun changement	↓	Importance décroissante

Mise à jour

- Les préoccupations concernant les activités susceptibles d'avoir un effet sur le calendrier ou le budget du projet continuent d'être transmises au fournisseur et au niveau de gestion appropriés.
- Les risques et les problèmes liés à la mise en œuvre sont identifiés et gérés chaque semaine par les participants de l'équipe de projet.
- Les plans d'action pour chacun des risques susmentionnés sont examinés et mis à jour chaque mois.
- Un problème d'approvisionnement mondial lié à la disponibilité des semi-conducteurs et qui avait une incidence sur la disponibilité des compteurs n'est plus d'actualité. Énergie NB continue de recevoir un approvisionnement régulier de compteurs.
- Tous les postes nécessaires au déploiement des compteurs ont été pourvus et ne présentent plus de risque pour le projet.

Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESPNB dans la décision de l'instance 452. La majorité de ces avantages seront réalisés après le déploiement complet de l'IMA.

Les avantages sont présentés en valeur actuelle et en dollars réels afin d'établir une corrélation entre la valeur actuelle acceptée dans la décision et la valeur en dollars réels visée par Énergie NB pendant la durée de vie des compteurs de l'IMA.

Avantage	(Volume profit en millions $)	Objectif (millions $ réels	Réel	% réalisé
Réduction des lectures manuelles des compteurs et des commandes de services des compteurs	39,9	65,9		
Coûts évités du Service de compteurs Remplacements	22,0	35,4		
Système de réduction de la tension	16,2	25,7		
Pertes du réseau de distribution	15,0	25		
Avis de factures élevées	10,3	17,1		
Compteurs de recherche de charge	5,2	8,5		
Mesurage net	4,3	8,0		
Salaire du chef des services de compteurs	1,8	3,0	0,3	10 %
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Véhicules	1,8	2,8		
Efforts de rétablissement du courant [Gestion des équipes]	1,6	2,6		
Réduction des demandes de renseignements des clients	1,4	2,4		
Coût évité d'un système portable	1,4	2,2		
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Surveillant	1,0	1,6		
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de compteurs et de services	0,6	1,0		
Total des avantages	**122,4 $**	**201,1 $**		

Mise à jour

Tous les avantages seront réalisés après le déploiement des compteurs intelligents, à l'exception des services de compteurs. Énergie NB a commencé à réaliser cet avantage au cours de l'exercice financier 2020-2021, lorsque le poste a été supprimé.

Compris dans le lancement du portail de l'IMA en mars, le programme d'alertes sur la consommation d'énergie d'Énergie NB (anciennement Alerte sur les factures élevées). Lorsqu'un client est équipé d'un compteur intelligent et que celui-ci commence à communiquer avec le réseau principal, il reçoit une alerte de consommation d'énergie si sa facture a tendance à augmenter de 30 pour cent par rapport au même mois de l'année précédente. Les clients ont la possibilité de personnaliser leurs alertes.

Avantages non quantifiés

Les avantages non quantifiés seront mesurés et signalés au fur et à mesure de leur réalisation tout au long de la durée de vie des compteurs. Actuellement, il n’y a rien à signaler.

PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE [IMA]

Rapport sur l'état du projet à la CESPNB

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 mars 2025

Énergie NB Power | the power of possibility
débordant d'énergie