



PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE [IMA]

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 mars 2026

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.

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 1^{er} 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 les travaux se sont poursuivis avec l'équipe de projet et les fournisseurs tiers jusqu'à l'achèvement des activités de déploiement à grande échelle.

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. Il a été précisé qu'il devait inclure des indicateurs de progrès permettant de suivre la mise en œuvre du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la concrétisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés. La proposition doit également comprendre un calendrier de rapports et d'examen, 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 CESPNO, 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 CESPNO 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 CESPNO dans le cadre de l'instance 452 du 4 septembre 2020.

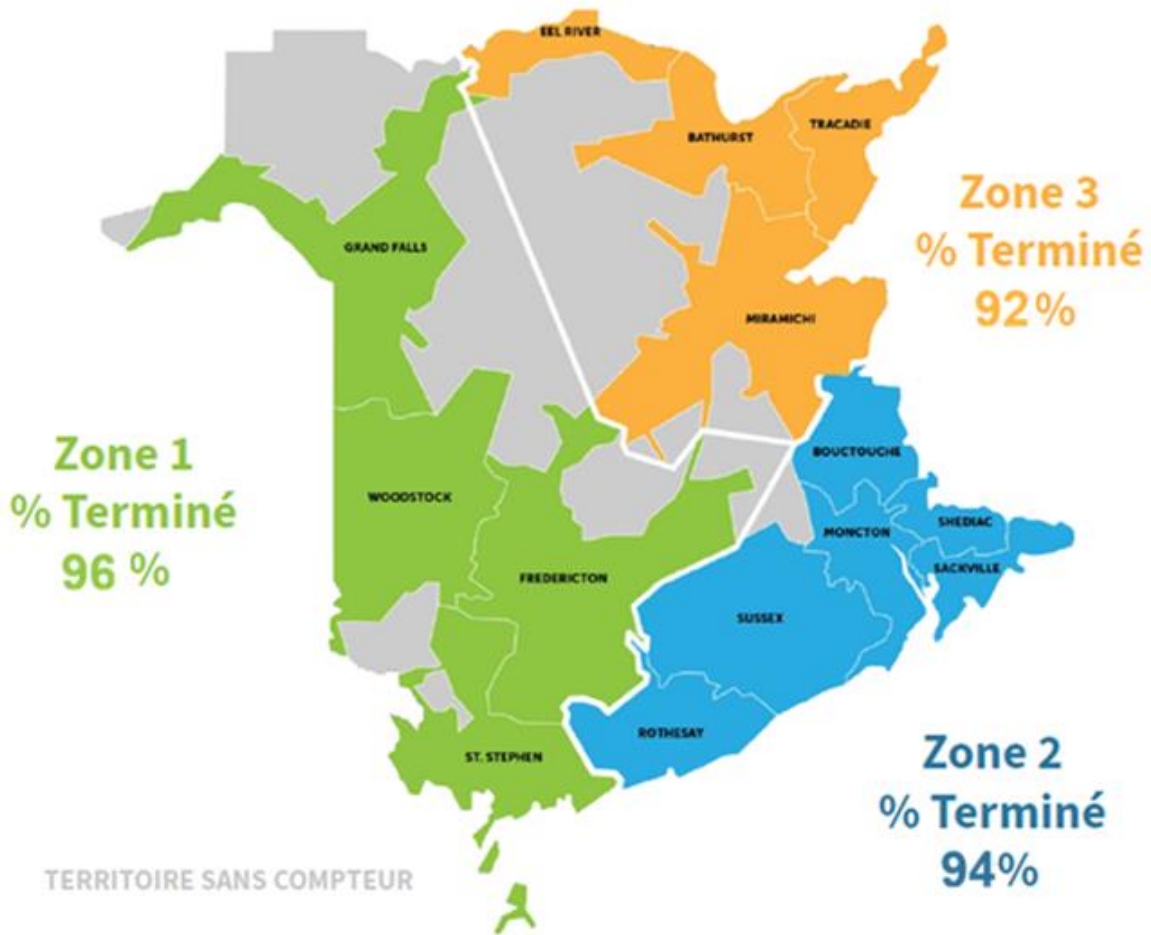
Ce rapport, qui couvre la période se terminant le 31 mars 2026, sera le dernier rapport trimestriel sur l'IMA à faire état des activités de déploiement à grande échelle. Les rapports suivants porteront sur la concrétisation des avantages des réseaux de l'IMA et sur les activités opérationnelles en cours. Ces activités opérationnelles comprennent les installations de retour vers le réseau (RTU)¹, les initiatives d'atténuation des risques liés au réseau et la gestion des demandes de désinscription des clients.

Résumé des résultats du trimestre se terminant le 31 mars 2026

- Environ 368 488 compteurs (94 pour cent) ont été remplacés par des compteurs de l'IMA.
- À la fin de l'année 2025, le déploiement massif des compteurs sera achevé dans toute la province. Les travaux restants à réaliser par Énergie NB se concentrent désormais sur les installations complexes et les clients ayant choisi de ne pas participer.
- Les activités d'amélioration du réseau dans les zones 1, 2 et 3 se poursuivent. L'installation de matériel réseau se poursuit afin d'améliorer la cohérence des communications de données des compteurs. Ces travaux n'ont pu être pleinement évalués qu'une fois les compteurs installés, car ceux-ci permettent d'identifier les lacunes de couverture et les problèmes de rendement qui doivent être corrigés. Des solutions sont mises en œuvre, avec un calendrier prévisionnel prévoyant l'achèvement de cette activité au cours de l'exercice 2026-2027.
- Au niveau provincial, le taux de connectivité pour la lecture à distance est en moyenne supérieur à 95 pour cent, ce qui se traduit par une réduction des relevés manuels et des interventions sur site pour les reconnections et les déconnections. Ces gains d'efficacité continueront de s'améliorer à mesure que les mesures d'atténuation du réseau progresseront.
- Dans le cadre du déploiement des mises à niveau des compteurs adaptés aux transformateurs triphasés, Énergie NB a installé 5 558 compteurs sur un total d'environ 6 049. Ces mises à niveau sont réalisées séparément du déploiement de masse en raison de la complexité de l'installation, qui nécessite une coordination particulière.
- Une campagne de choix de compteur a été mise en place pour s'adresser aux clients qui

ont choisi de ne pas participer au programme visant à remplacer leur ancien compteur par un compteur de l'IMA. Ce travail s'intensifiera à partir du premier trimestre de l'exercice 2026-2027 et devrait débuter le 15 juin, pour se poursuivre tout au long de l'été.

¹ Les compteurs renvoyés sont des compteurs qui n'ont pas été installés lors du déploiement à grande échelle en raison de contraintes liées au site, au client ou d'ordre technique.



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	57,0 \$	53,3 \$	107,1 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	3,3	5,9	56,0 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	2,3	2,9	79,0 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	10,3	11,5	90,0 %
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	13,7	8,0	171,5 %
3.2.7 Coûts d'exploitation du SIC/GMO/ESB	3,8	3,5	108,5 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	4,5	3,1	144,5 %
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	1,6	0,3	622,7 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,1	0,1	81,7 %
Total	103,6 \$	97,2 \$	106,6 %

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 est liée à l'installation du matériel de réseau et 368 488 compteurs. La majeure partie des dépenses dans cette catégorie a été engagée. Les travaux restants comprennent des mesures d'atténuation au niveau du réseau visant à obtenir l'acceptation du secteur.
- 3.2.2 Coûts d'exploitation de l'IMA – les réparations des socles de compteurs et les coûts initiaux liés au logiciel du système central de gestion (HES) sont inclus dans cette catégorie. Les dépenses relatives à cette catégorie sont terminées.
- 3.2.3 Coûts d'exploitation du système de gestion des données de comptage² – cette catégorie comprend les coûts liés aux frais d'exploitation annuels du système de gestion des données de comptage. Les dépenses relatives à cette catégorie sont terminées.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs : les dépenses de cette catégorie sont liées aux coûts d'installation des compteurs. Les dépenses dans cette catégorie sont désormais toutes engagées.
- 3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB³ : 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. 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. Il n'y a pas de possibilité d'atténuer ces coûts à l'heure actuelle.
- 3.2.7 Exploitation du CIS/WFM/ESB³ : 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. Il en a résulté des coûts de mise en œuvre nettement plus élevés ainsi que des coûts d'hébergement annuels supérieurs de 1,2 million de dollars à ce qui avait été budgétisé. Bien que les coûts soient plus élevés, le portail permet aux clients d'accéder à leurs renseignements sur la consommation et de recevoir des alertes de consommation élevée qui leur permettront de mieux gérer leur consommation d'énergie et de réduire leurs factures. Énergie NB n'a aucune possibilité d'atténuer les coûts supplémentaires liés au portail. Le portail est désormais accessible et les dépenses dans cette catégorie sont désormais clôturées.

- 3.2.8 Les services d'entreprise et autres coûts en immobilisations sont 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. Énergie NB prévoit un dépassement de budget de 1,5 million de dollars pour cette catégorie de coûts, sans possibilité de les réduire.
- 3.2.10 Les services d'entreprise et autres services d'exploitation sont plus élevés 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.

² Système de gestion des données de comptage

³ Customer Information System (CIS), Workforce Management System (WFM), Enterprise Service Bus (ESB)

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	Travaux liés aux compteurs renvoyés – achèvement des installations complexes des compteurs	J ↓	<p>Le taux d'installations de compteurs renvoyés est plus élevé qu'anticipé au démarrage du projet. Cela se traduit par une charge de travail supérieure à celle prévue pour Énergie NB. En raison de la complexité des installations, il existe un risque de retard dans la mise en œuvre des mesures correctives du réseau ou dans la mise en service par zone pour certaines régions de la province, ce qui pourrait entraîner de légers impacts sur la communication des compteurs, y compris des incidences sur le graphique de consommation. De plus, il existe un risque de retard dans la réalisation des avantages de l'IMA.</p> <p>Une stratégie d'atténuation a été mise en place pour gérer ce risque tout au long de la transition des activités restantes vers la phase de déploiement à grande échelle post-IMA, avec un cadre de surveillance défini et un suivi continu. Cette stratégie comprend un plan de travail pour les compteurs renvoyés avec un ordre de priorité établi, des besoins en ressources confirmés, ainsi que l'intégration de l'état d'avancement des compteurs renvoyés et du statut des mesures d'atténuation du réseau dans les rapports opérationnels réguliers.</p>
2	Retards liés aux mesures visant à améliorer le réseau IMA et à la mise en service par zone	J ↔	<p>Il existe un risque que les mesures d'amélioration du réseau et les retards de mise en service par zone aient une incidence sur certains avantages de l'IMA. Ce retard est dû à des contraintes techniques et à des facteurs externes, qui retardent l'optimisation du réseau IMA, sa stabilité et sa mise en service par zone. Une solution technique a été trouvée, mais elle dépend de plusieurs facteurs externes, ce qui repousse sa mise en service à la fin de l'année 2026.</p> <p>L'équipe continue à mettre en place des périphériques réseau lorsque cela est nécessaire et à résoudre les problèmes de</p>

			rendement au fur et à mesure, pendant que la solution technique est testée et livrée.
--	--	--	---

Étant donné que le présent rapport porte sur la dernière période de référence incluant les activités de déploiement à grande échelle du projet de l'IMA, les risques seront réévalués et pris en compte dans le cadre de reporting.

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

Avantages quantifiés réalisés

Le tableau suivant représente les avantages de l'IMA qui ont été acceptés par la CESPNO 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 \$ reels)	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	0,37	4,62 %
Salaire du chef des services de compteurs	1,8	3,0	1,02	33,91 %
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	0,25	10,61 %
Coût évité d'un système portable	1,4	2,2		
Coûts évités des véhicules pour lecture de compteurs Surveillant	1,0	1,6	0,41	25,53 %
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

La plupart des avantages seront réalisés après la mise en œuvre des compteurs intelligents. Énergie NB rendra compte des avantages dès qu'ils seront mesurables.

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]

Pour la période trimestrielle se terminant le 31 mars 2026