



# **PROJET D'INFRASTRUCTURE DE MESURE AVANCÉE (IMA)**

Rapport sur l'état du projet à la CESPNO

Pour la période trimestrielle se terminant le 30 juin 2021

# 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 contrôler leur consommation d'électricité et leurs coûts, 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 débranchements. Le rétablissement du courant sera amélioré grâce à une notification 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<sup>er</sup> août 2019, et l'instance a été entendue par la CESPNB du 13 au 22 janvier 2020. À la suite d'un report ordonné par la CESPNB et approuvé par le conseil d'administration en raison de la pandémie de 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'examen, ainsi qu'un plan de communication pour les parties prenantes et les contribuables. »

Énergie NB a proposé un modèle de rapport en réponse à la directive. Le modèle a été examiné et approuvé par la CESPNB le 27 mai 2021 sur une base préliminaire et selon des conditions précises. Ce rapport est conforme au format et aux conditions approuvés, ce qui inclut qu'Énergie soumette une version électronique de ce rapport à la CESPNB chaque trimestre et le diffuse également sur [www.energienb.com](http://www.energienb.com) dans les deux langues officielles pour l'accès public.

## Objectif

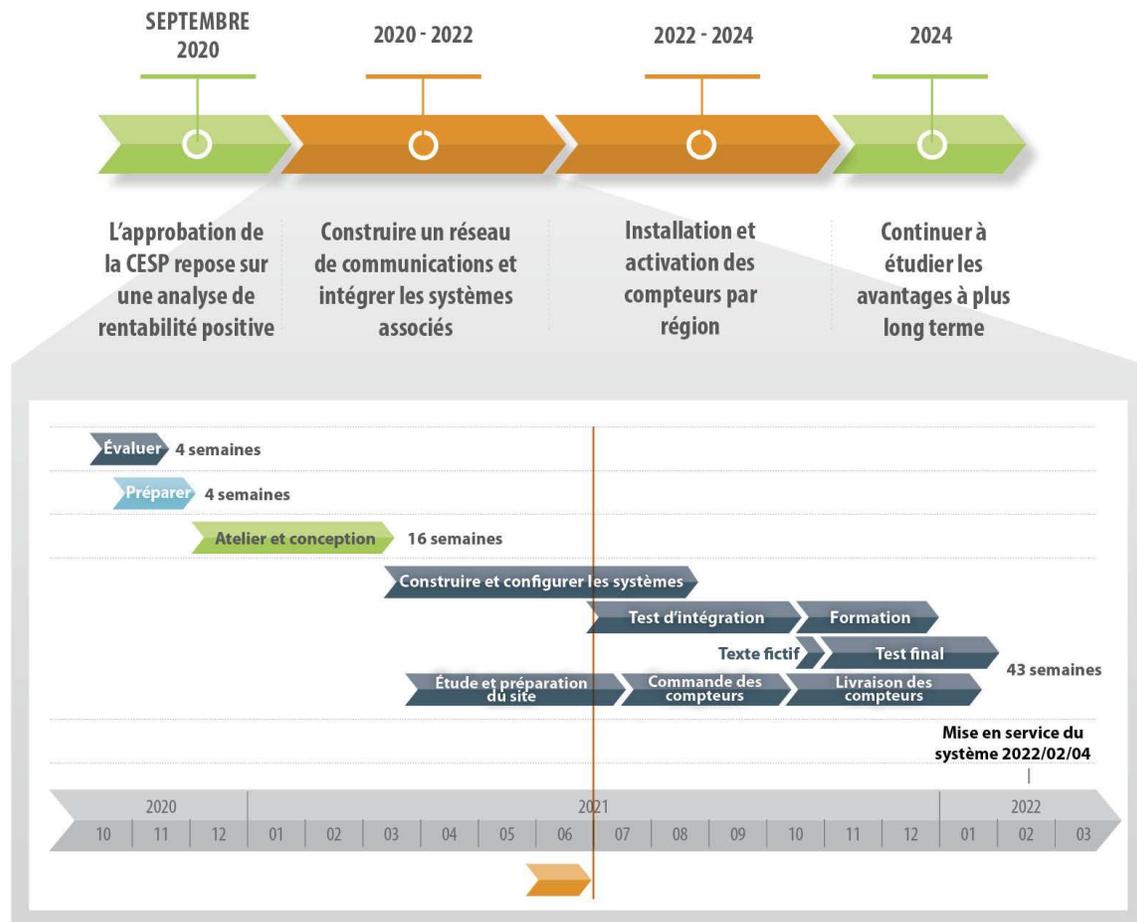
L'objectif de ce rapport est de fournir une mise à jour trimestrielle à la CESPNB sur le projet de l'IMA, y compris des indicateurs de progrès pour suivre le déploiement du projet, ainsi que son calendrier, ses coûts et la réalisation de ses avantages quantifiés et non quantifiés, par rapport à l'analyse de rentabilité de l'IMA déposée auprès de la CESPNB dans l'instance n° 452. Des mises à jour sur l'engagement des clients et les risques du 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.

# Résumé des résultats du trimestre se terminant le 30 juin 2021

## Calendrier du projet



- Les principales activités du dernier trimestre ont porté sur le travail de construction et de configuration des systèmes. En raison d'une planification détaillée, des exigences de développement supplémentaires ont repoussé de trois semaines la date limite de mise en service de l'intégration du réseau, qui a été fixée au début du mois de février 2022.
- La planification et les ateliers se poursuivent pour d'autres volets du projet, y compris l'installation de compteurs, les exigences en matière de communication avec les clients et le portail énergétique pour les clients.
- L'équipe de projet surveille continuellement tous les défis, autant à l'interne qu'à l'externe, qui pourraient avoir un effet sur le calendrier ou le budget du projet, et s'assure que des plans d'atténuation sont en place.
- Une pénurie mondiale de semi-conducteurs a été identifiée en tant que risque potentiel et est actuellement surveillée de près par l'équipe du projet, qui travaille avec les cadres supérieurs des fournisseurs associés pour mettre en place un plan d'action en vue d'atténuer ce risque pour Énergie NB et ses clients.

## 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 n° 452, tableau 2.3.1, lignes 4 à 8. Les coûts irrécupérables jusqu'à la fin de l'année fiscale 2018-2019 ne seront 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 n° 452. Cela comprend tous les coûts engagés au cours de l'exercice 2019-2020 jusqu'à l'achèvement de la couverture de l'IMA à l'échelle du réseau en 2023-2024. Le tableau ci-dessous représente les coûts du projet encourus à ce jour.

Coûts	Données réelles à ce jour (M\$)	Coûts du projet de l'IMA (M\$)	% du total
3.2.1 Coûts en immobilisations de l'IMA	1,9 \$	53,3 \$	3,5 %
3.2.2 Coûts en exploitation de l'IMA	0,2	5,9	3,3 %
3.2.3 Coûts en exploitation de la gestion des données	0,9	2,9	30,2 %
3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs	0,0	11,5	0,0 %
3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	3,4	8,8	38,9 %
3.2.6 Coûts en immobilisations de la gestion des données du compteur et de l'équipe du projet IMA.	2,9	8,0	36,0 %
3.2.5 Coûts d'immobilisations du SIC/GMO/ESB	1,1	3,5	31,2 %
3.2.8 Services d'entreprise et autres coûts en immobilisations	0,9	3,1	29,0 %
3.2.9 Taxe sur les services publics	0,0	0,0	0,0 %
3.2.10 Services d'entreprise et autres coûts en	0,1	0,3	28,7 %
3.2.11 Coûts en immobilisations des études techniques préliminaires	0,0	0,1	0,0 %
<b>Total</b>	<b>11,3 \$</b>	<b>97,2 \$</b>	<b>11,6 %</b>

Note au lecteur - Les tableaux financiers reflètent les différences en raison de 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'achat de compteurs. Les premières dépenses notables sont prévues pour 2022-2023 et se poursuivront tout au long de 2023-2024 au fur et à mesure que les compteurs seront reçus et déployés.
- 3.2.4 Coûts en immobilisations de l'installation des compteurs : les dépenses dans cette catégorie seront minimales jusqu'en 2022-2023 et 2023-2024, lorsque le déploiement massif des compteurs commencera.
- Toutes les autres dépenses du projet sont conformes au calendrier et alignées aux travaux prévus. Aucune dépense pour imprévus n'a été nécessaire à ce jour.

# Intégration du système - Calendrier de mise en œuvre

Le calendrier d'intégration du système comprend six phases :

- **Évaluation** : établir un niveau de compréhension de la méthodologie de mise en œuvre, de la solution SAP normalisée, de la culture du fournisseur et du client, et des lacunes potentielles.
- **Préparation** : mobiliser le projet et l'équipe ; fixer la portée du projet et les attentes.
- **Validation** : organiser des ateliers de conception et convenir des décisions de conception, des flux de travail et des processus opérationnels à mettre en œuvre pour le projet.
- **Réalisation** : construire et configurer la solution, et effectuer les tests d'intégration, tests d'acceptation par les utilisateurs et l'acceptation finale du système.
- **Déploiement** : établir l'état de préparation aux affaires et réaliser la mise en service des systèmes.
- **Transformation** : transitionner vers un soutien des activités d'exploitation en état de fonctionnement stable et des exploitations commerciales stabilisées.

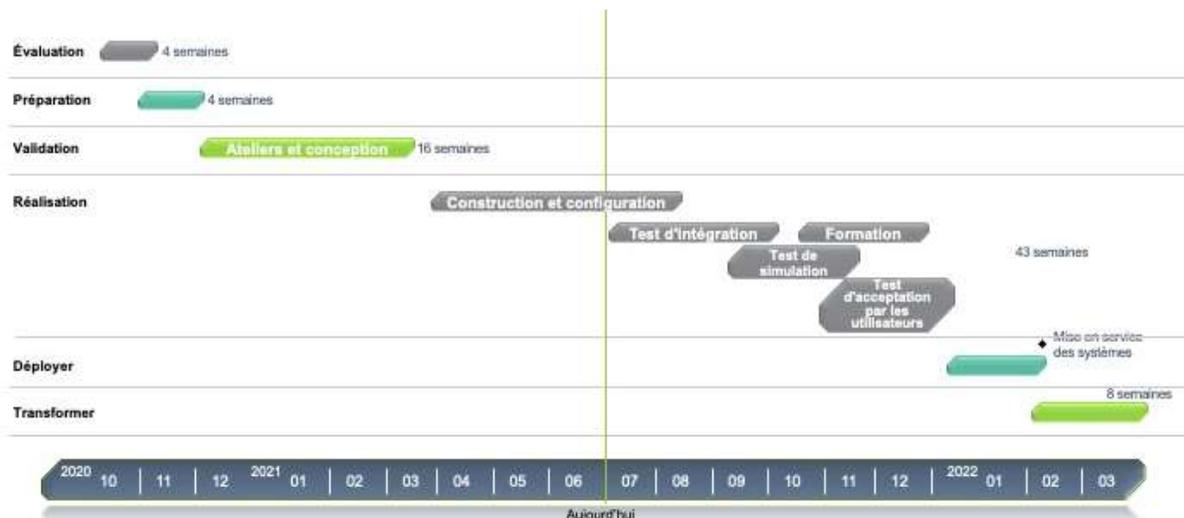


Figure 0.1 Tableau Gantt du programme de haut niveau d'intégration du système (ne comprend pas le déploiement des compteurs)

## Mise à jour :

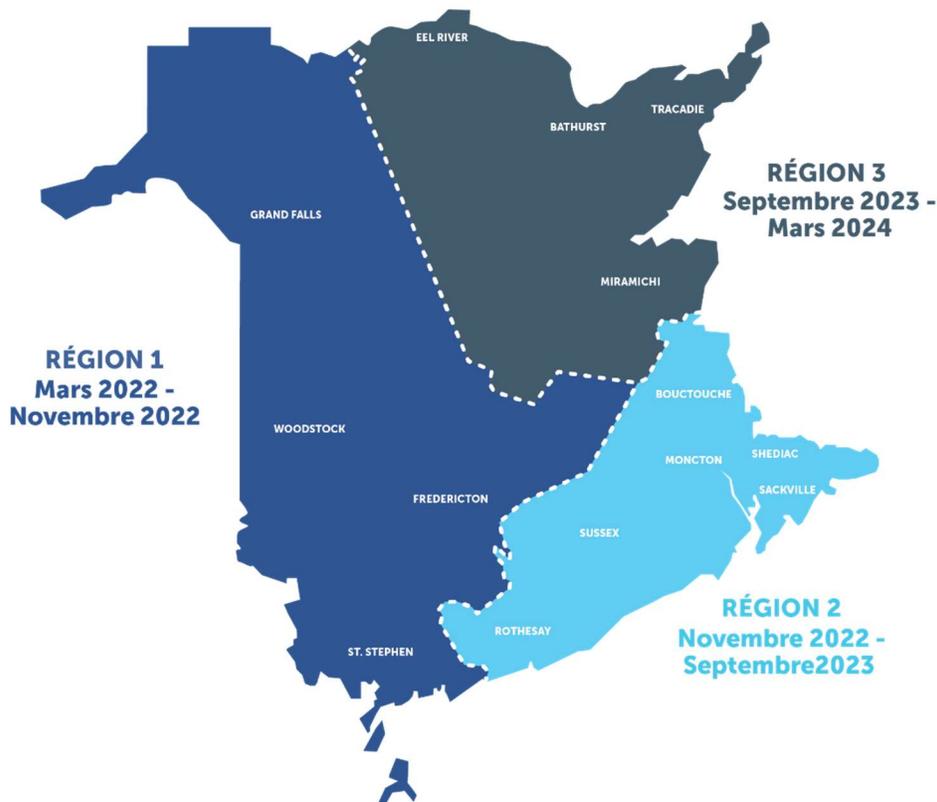
- La livraison de l'achèvement de la phase de construction et de configuration sera retardée de trois semaines en raison d'exigences de développement supplémentaires découvertes lors des ateliers détaillés.
- Aucun effet sur les phases ultérieures n'est prévu pour l'instant. La nouvelle date prévue pour la mise en service de l'intégration du système continue d'être surveillée, car la phase de test d'acceptation par l'utilisateur (UAT) s'inscrit dans période des Fêtes. D'autres examens sont en cours.
- La préparation du test d'intégration est en cours et le test d'intégration devrait commencer le 23 août au lieu du 2 août selon le calendrier initial.

## Déploiement des compteurs

Le déploiement massif des compteurs intelligents auprès des clients d'Énergie NB devrait commencer en mars 2022, en commençant par la zone 1 et se terminant à l'intérieur d'une période de 24 mois. Des mesures détaillées relatives au déploiement des compteurs seront fournies à l'approche du début de cette activité, y compris les objectifs d'installation des compteurs et d'acceptation par les clients.

## Dates provisoires d'installation des compteurs intelligents

Ce programme est fondé sur les plans initiaux et est susceptible d'être modifié.



## Participation des intervenants

La stratégie de communication et d'engagement des clients comprend quatre phases, comme l'illustre le schéma ci-dessous. Énergie NB se concentre actuellement sur la phase 2 des activités préalables au déploiement, qui comprend des séances d'information pour les employés, des mises à jour à l'intention des principaux groupes d'intervenants et la communication de renseignements sur les efforts de modernisation du réseau d'Énergie NB par l'entremise de [www.energienb.com](http://www.energienb.com). Les clients seront interrogés après l'installation afin de vérifier leur satisfaction à l'égard des processus de notification et d'installation. En outre, des enquêtes seront menées au début du déploiement et tous les six mois par la suite pour mesurer la sensibilisation et l'acceptation et tester l'efficacité des messages et des communications.



### Mise à jour :

- Un plan de communication et d'engagement détaillé a été élaboré pour la phase 3 (déploiement).
- Les communications relatives au déploiement des compteurs sont élaborées à l'aide des meilleures pratiques tirées de d'autres déploiements de compteurs intelligents.
- Un rôle de liaison avec les Premières Nations de l'IMA a été établi au sein de l'équipe des Affaires des Premières Nations d'Énergie NB pour se concentrer sur l'engagement avec les communautés des Premières Nations. Des profils communautaires ont été créés pour toutes les Premières Nations du Nouveau-Brunswick, et une stratégie et un plan d'engagement des Premières Nations de l'IMA sont en cours.
- La communication interne, la formation et les processus sont axés sur la préparation des services en contact avec les clients pour qu'ils puissent les aider pendant la mise à niveau.

Voici un résumé des activités de sensibilisation des intervenants menées entre le 1<sup>er</sup> avril 2021 et le 30 juin 2021. Certaines de ces activités ont été écourtées par rapport à ce qui était initialement prévu en raison de restrictions liées à la COVID-19.

- Tenue de cinq réunions avec les comités de liaison communautaires et participation à un Salon de l'habitation virtuel.
- Rencontre avec la Fraternité internationale des ouvriers en électricité (FIOE).
- Réalisation de 20 présentations et autres communiqués aux employés.
- Total de 900 visites de la section du site Web consacrée aux compteurs intelligents.

## Risques

Le cadre et le processus de gestion du risque de l'entreprise d'Énergie NB adopte 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 à l'équipe de gouvernance de l'IMA qui comprend la haute direction d'Énergie NB, y compris les membres de l'équipe de direction.

#			
1	Rôles et responsabilités clairs entre Énergie NB et les différents fournisseurs.	J ↔	Les rôles et les responsabilités sont définis parmi les participants de l'équipe de projet et précisés au fur et à mesure que de nouveaux participants et processus sont ajoutés. Le processus de recours hiérarchique concernant des activités spécifiques sont menées avec les participants concernés.
2	Ressources adéquates	J ↔	Mises à jour hebdomadaires régulières avec l'équipe de projet et les ressources humaines ; l'équipe de projet et les équipes de fournisseurs. Postes et engagements de temps assurés.
3	Fournir des avantages aux clients en temps voulu	O ↑	Suivi de l'alignement des avantages tels qu'ils sont engagés dans l'exécution du plan de projet ; les effets des exigences en matière de champ d'application associés à la question de l'approvisionnement mondial sont analysés et évalués, ce qui inclut des rencontres avec les cadres supérieurs des fournisseurs concernés. a. Pénurie mondiale de semi-conducteurs – à cause de la demande élevée pour les microprocesseurs et les semi-conducteurs, le risque associé à l'approvisionnement des compteurs, tel que planifiée pour le projet, est en cours d'analyse et de discussion avec les hautes directions des fournisseurs clés pour déterminer la meilleure marche à suivre afin de minimiser le risque pour Énergie NB et ses clients.

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 ont été 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.
- L'enjeu lié à la disponibilité de semi-conducteurs à l'échelle mondiale a le potentiel d'avoir une incidence sur la disponibilité de ceux-ci et pourrait avoir un impact sur le plan actuel du projet. Le risque est en cours d'analyse afin de mieux comprendre l'incidence potentielle et afin de considérer les options en vue de minimiser le risque pour le projet.

## 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 n° 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 service des compteurs	39,9	65,9		
Coûts évités pour le remplacement de compteurs	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	1,8	2,8		
Efforts de rétablissement du courant (gestion des équipes)	1,6	2,6		
Réduction des demandes de clients	1,4	2,4		
Coûts évités pour des systèmes portatifs	1,4	2,2		
Coûts évités de véhicules pour surveillant du Service de compteurs	1,0	1,6		
Réduction des heures supplémentaires pour les commandes de service de compteurs	0,6	1,0		
<b>Total des avantages</b>	<b>122,4 \$</b>	<b>201,1 \$</b>		

## Mise à jour :

- Les avantages seront réalisés après le déploiement des compteurs intelligents.

## 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.

# MISE À JOUR DU PROJET DE L'IMA

Période se terminant le 30 juin 2021

