

BID

BANQUE INTERAMERICAINE
DE DÉVELOPPEMENT

RÉHABILITATION DE LA LIGNE DE TRANSMISSION DE PÉLIGRE

(HA-L1100 ET HA-G1030)

RAPPORT D'ACHÈVEMENT DU PROJET (PCR)

Équipe initiale du projet :

Pierre Kenol Thys (ENE/CHA) Chef d'équipe du projet; Natacha Marzolf, Chef d'équipe suppléant (INE/ENE); Alberto Levy Ferre (ENE/CAR); Fritz Gerval Octave (ENE/CHA); Letizia Sosa (INE/ENE); Liliana López (INE/ENE); Ángela Nora Chavenet (CDH/CHA); Renaud Tahon (VPS/ESG); France Francois (VPS/ESG); Jonathan Renshaw (VPS/ESG); Taos C. Aliouat (LEG/SGO); Romina Emanuela Kirkagacli (FMP/CHA); et Konate Takady Mamadou (FMP/CHA).

Équipe PCR :

Wilkferg Vanegas (INE/ENE), Jesús Alberto Tejeda Ricardez (INE/ENE), Pierre Kenol Thys (INE/ENE), Pascaline Sladden (INE/ENE), César Eduardo Montiel Olea (SPD/SDV), Thomas Gros (consultant externe VPS/ESG), Edwin Julien Edouard Tachlian-Degras (VPC/FMP), Ana González Vidales (VPC/FMP), Mónica Centeno Lappas (LEG/SGO), Jean Smith Dormeus (

Table des matières

Liens électroniques	ii
Liens électroniques optionnels	ii
Sigles et abréviations	ii
Informations de base sur le projet	iii
I. INTRODUCTION	5
II. CRITERES DE BASE.....	11
III. CRITERES NON ESSENTIELS.....	28
IV. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....	29

Liens électroniques

1. Résumé sur la Matrice d'Efficacité de Développement
2. Changements à la Matrice de Résultats – non applicable
3. Rapport final sur le suivi de l'état d'avancement des travaux
4. Liste de contrôle PCR

Liens électroniques optionnels

1. Analyse Coût-Efficacité
2. Compte-rendu de l'atelier de clôture du projet

SIGLES ET ABREVIATIONS

ACA	Analyse coûts-avantages
ACE	Analyse de rentabilité
CHP	Centrale Hydroélectrique de Péligre
AE	Agence d'Exécution
EDH	Electricité d'Haïti
ESIA	Évaluation d'impact environnemental et social
ESMP	Plan de gestion environnementale et sociale
ESMR	Rapport de gestion environnementale et sociale
GES	Gaz à effet de serre
GH	Gouvernement haïtien
BID	Banque Interaméricaine de Développement
INE/ENE	Division de l'énergie du secteur des infrastructures et de l'environnement
KfW	German <i>Kreditanstalt für Wiederaufbau</i>
kV	kilo Volt
kWh	kilo watt heure
L/T	Ligne de transmission
S & E	Suivi et Evaluation
SP	Stratégie Pays
MTPTC	Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications
MVA	méga volt-ampère
MWh	Mega Watt-heure
OC	Capital ordinaire
OII	Bureau de l'intégrité institutionnelle
PAP	Port-au-Prince
PCR	Rapport d'achèvement de projet
PPA	Parité de Pouvoir d'Achat
PRD	Plan de Réinstallation Définitive
QRR	Examen de la qualité et des risques
SPD	Département de la planification stratégique
S/S	Sous-station
UCP	Unité de Coordination de Projet
UTP	Unité Technique de Projet

Informations de base sur le projet

HA-L1100 Réhabilitation de la Ligne de Transmission de Péligre					
Pays Bénéficiaire	Document	Pays Bénéficiaire	Subvention	Secteur	Sous secteur
République d'Haiti	Subvention à l'investissement	République d'Haiti	3413/GR-HA	Energie	Réhabilitation et rendement du secteur Energie
Date d'approbation du Conseil d'Administration	Date d'éligibilité du premier décaissement	Date de fermeture	Montant de la Subvention (Original)	Montant de la Subvention (À date)	Pari Passu
17 décembre 2014	9 décembre 2015	Non Disponible	7,700,000.00	Non Disponible	0%
Coût total du projet	Mois d'exécution à partir de la date d'approbation	Mois d'exécution à partir de la date du premier décaissement	Date du dernier décaissement (Original)	Date du dernier décaissement (À date)	Extension cumulée (mois)
7,700,000.00	72	59	6 mars 2019	30 décembre 2019	9

HA-L1030 Programme National Complémentaire pour la Gestion des Bassins Versants					
Pays Bénéficiaire	Document	Pays Bénéficiaire	Subvention	Secteur	Sous secteur
République d'Haiti	Subvention à l'investissement	République d'Haiti	GRT/HR-14830-HA	Energie	Réhabilitation et rendement du secteur Energie
Date d'approbation du Conseil d'Administration	Date d'éligibilité du premier décaissement	Date de fermeture	Montant de la Subvention (Original)	Montant de la Subvention (À date)	Pari Passu
17 décembre 2014	11 décembre 2015	15 août 2019	16,000,000.00	16,000,000.00	0%
Coût total du projet	Mois d'exécution à partir de la date d'approbation	Mois d'exécution à partir de la date du premier décaissement	Date du dernier décaissement (Original)	Date du dernier décaissement (À date)	Extension cumulée (mois)
16,000,000.00	56	34	6 mars 2019	30 décembre 2019	9

Evaluation des performances des projets dans le PMR				
Le projet a-t-il reçu des fonds d'un autre projet?		Oui	Non	•
Le projet a-t-il envoyé des fonds à un autre projet		Oui	Non	•
Classification de l'efficacité du développement				
No	Date du PMR	Etape du PMR	Classification	Décaissement à date
1	28 avril 2016	2eme semestre jan-déc 2015	Satisfaisant	0.00
2	27 avril 2017	2eme semestre jan-déc 2016	Satisfaisant	2,843,829.00
3	7 mai 2018	2eme semestre jan-déc 2017	Satisfaisant	8,671,752.00
4	15 mai 2019	2eme semestre jan-déc 2018	Satisfaisant	14,499,676.00
5	3 mai 2020	2eme semestre jan-déc 2019	Satisfaisant	20,327,598.00

(*) Selon OP-1072-5 (Rapport de suivi de l'état d'avancement des travaux (PMR) - Mise à jour de la méthodologie et du processus de validation, les indicateurs de performance du PMR au niveau du projet sont calculés en fonction des paramètres suivants : Valeur planifiée (PV), Valeur acquise (EV), la Valeur acquise annuelle (EVA) et les chiffres réels (AC). Les paramètres sont utilisés au niveau des résultats pour tous les résultats du projet. Les informations financières relatives aux « autres coûts » ne sont pas prises en compte. Les opérations HA-L1100 et HA-G1030 ont décaissé un montant total de 23,7 millions de dollars américains; cependant, ce tableau ne reflète que les décaissements directement associés aux indicateurs de performance calculés du PMR (pour un total de 20,3 M \$US) et ne tient pas compte des imprévus, des coûts d'administration et d'évaluation (pour un total de 3,4 M \$US).

Personnel de la Banque

Postes	PCR Date de fermeture disponible	Approbation 17 décembre 2004
Vice-Président VPS	Rodriguez-Ortiz, Ana Maria	Levy, Santiago
Vice-Président VPC	Rosa, Alexandre Meira	Rosa, Alexandre Meira
Manager Pays	Zavala Lombardi, Veronica	Aguerre, Jose Agustin (CDH/CDH)
Manager du Secteur	Aguerre, Jose Agustin	Roa, Nestor
Chef de Division	Yepez-Garcia, Rigoberto Ariel	Yepez-Garcia, Rigoberto Ariel (INE/ENE)
Représentant Pays	Mellinger, Yvon	N/A
Team Leader du projet	Thys, Pierre Kénol (ENE/CHA)	Thys, Pierre Kénol (ENE/CHA)
Team Leader PCR	Vanegas Rico, Wilkferg	N/A

^HA-L1100

Temps et Coût du Personnel

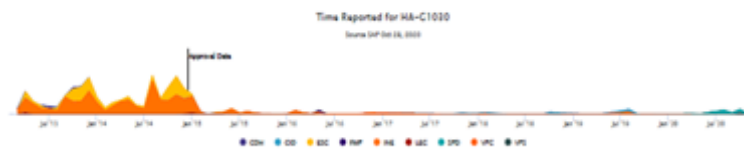
Etape du cycle de projet	Nombre de semaines de travail	USD (incluant Voyage et coût du Consultant)
Préparation	10.70	39,978.08
Supervision	230.67	597,544.01
Total	241.37	637,522.09

^HA-G1030

Temps et Coût du Personnel

Etape du cycle de projet	Nombre de semaines de travail	USD (incluant Voyage et coût du Consultant)
Préparation	62.46	424,523.56
Supervision	13.24	64,157.64
Total	75.70	488,681.20

^Time



I. INTRODUCTION

Contexte du projet

- 1.1 Entre 2006 et 2016, le taux de croissance économique annuel moyen d'Haïti était de 2,0 %. Des avancées significatives concernant l'extrême pauvreté, la scolarisation et les indicateurs de santé ont également été réalisées. En 2014, on avait assisté à une amélioration des indicateurs sociaux et économiques d'Haïti. Cependant, en 2016, le revenu national par habitant était encore 30 % inférieur à celui de 1980 en raison d'une baisse de la productivité, notamment dans le secteur agricole et manufacturier. La croissance est entravée par la pauvreté et les inégalités, un manque d'accès aux services de base et une infrastructure inadéquate, y compris l'approvisionnement en énergie, pour les activités économiques. Les inégalités touchent notamment le milieu rural où 38 % de la population vit dans l'extrême pauvreté comparé à 12 % de la population urbaine. Parmi ces derniers, 70 % vivent dans des zones d'habitation sous-développées et mal desservies.
- 1.2 Dans ce contexte macroéconomique, le programme « Réhabilitation des lignes de transmission de Péligre » (HA-L1100 et HA-G1030) a été conçu afin de poursuivre la réparation et la modernisation de la ligne de transmission de 115 kV de Péligre (L/T) à la fin de sa durée de vie technique et utile. La L/T est le pilier du principal système énergétique d'Haïti qui relie la seule centrale hydroélectrique d'Haïti au lac Péligre à la capitale Port-au-Prince (PAP), qui est le principal centre de demande d'électricité du pays. Assurer un approvisionnement en électricité plus fiable dans la zone de PAP favorisera le développement économique de la région et du pays.
- 1.3 Le programme entre dans le cadre d'un effort plus large de la Banque Interaméricaine de Développement (Banque ou BID, indistinctement) visant à aider Haïti à restaurer et renforcer l'infrastructure électrique desservant la zone¹ métropolitaine de Port-au-Prince (PAP). L'implication de la BID dans l'approvisionnement en électricité à PAP a commencé en 2004 avec le retour de la communauté internationale en Haïti. L'assistance de la Banque au gouvernement haïtien (GH) a été officialisée en 2006 par la signature de l'Accord de Coopération Intérimaire (ICF), suivie du premier programme par pays (CP) 2007-2011. La Coopération Technique (TC) HA-T1040 « Appui au programme de réhabilitation de la distribution électrique de Port-au-Prince » a soutenu la préparation à la demande de subvention à l'investissement (HA-L1014) pour la réhabilitation du réseau de distribution d'un montant total de 18 250 000 dollars américains en tant que partenaires d'exécution (approuvé en 2006). L'exécution a été réalisée par le Ministère des Travaux Publics, Transports, et Communications (MTPTC) et le service public national Électricité d'Haïti (EDH).

¹ Par conséquent, les autres opérations mentionnées doivent l'être dans le PCR de cette opération.

- 1.4 Les faibles taux de décaissement dans le cadre de l'opération HA-L1014 et une prise de conscience accrue du mauvais état actuel de la sous-station (S/S) et des circuits ont conduit à une réévaluation de ce programme². En réponse, le GH a demandé une nouvelle TC (HA-T1080, approuvée en 2009) pour financer les études de faisabilité et d'ingénierie conduisant à des solutions, en particulier la nouvelle S/S de Tabarre, à proximité de l'aéroport international de PAP, identifié en 2007 par l'EDH avec le financement de l'Agence américaine pour le commerce et le développement (USTDA) en tant que mesure critique pour diminuer la congestion du réseau et le délestage qui en découle. Le financement de la S/S de Tabarre par la BID était prévu par le biais de la subvention d'investissement HA-L1035 (14 000 000 US\$)³.
- 1.5 Les dommages physiques aux infrastructures provoqués par le séisme du 12 janvier 2010 ont conduit à une modification du champ d'application et de hiérarchisation des activités. Les travaux sur la S/S de Tabarre ont été reportés parce que le site était devenu un abri temporaire pour les personnes déplacées et en raison des changements de délestage dans la situation post-séisme. L'inondation du site était un autre problème à prendre en compte, augmentant la complexité et les coûts globaux du projet. Sur les sept circuits de distribution pour lesquels les études ont été achevées, seuls trois ont finalement été réhabilités compte tenu des fonds disponibles, étant donné les travaux de réparation supplémentaires nécessaires. Dans l'intervalle, la réhabilitation des trois groupes de production électrique de la centrale hydroélectrique de Péligre (CHP) même, approuvée par la BID en 2008 avec un financement supplémentaire de la *Kreditanstalt für Wiederaufbau* (KfW) allemande et du Fonds de l'OPEP pour le développement international (OFID), s'est avérée techniquement difficile et plus coûteux que prévu. Les principaux travaux sur chaque groupe ont été progressivement achevés en juin 2016 (groupe 3), février 2018 (groupe 2) et juin 2018 (groupe 1). Cependant, depuis janvier 2019, la centrale ne fonctionne pas à pleine capacité en raison d'un dysfonctionnement technique du groupe de production 2 (janvier 2019) et du groupe 3 depuis avril 2020. En raison des périodes de troubles, de la crise du COVID-19 et des désaccords entre le GH et l'entreprise de construction, ces travaux de réparation ont démarré seulement en octobre 2020. Le groupe 3 a déjà été réparé et est opérationnel. Il est prévu que le Groupe 1 soit entièrement opérationnel d'ici janvier 2021.
- 1.6 Conformément à la directive GCI-9 de la BID, les prêts pour Haïti ont été convertis en subventions non remboursables. La coordination ultérieure des donateurs en vue de soutenir la modernisation du secteur de l'électricité a impliqué la BID, la Banque Mondiale (BM), l'Agence Américaine pour le Développement International (USAID), l'Union Européenne et le Fonds Monétaire International (FMI). Le Livre Blanc⁴ sur le secteur de l'énergie a réalisé une évaluation diagnostique et proposé une stratégie pour surmonter les défis du secteur de l'électricité. La BID, l'USAID et la BM ont coordonné leurs plans d'investissement et, en 2011, ont décidé d'approuver 400 000 000 US\$ pour une durée de cinq ans. Outre HA-L1100

² Tel qu'indiqué dans le PCR des opérations HA-L1014 et HA-L1035, au cours des 24 premiers mois d'exécution du projet « Réhabilitation du système de distribution d'électricité à Port-au-Prince », les investissements prioritaires ont dû être réévalués puisque c'est au début de l'exécution que la BID s'est mieux familiarisée non seulement avec l'état actuel de délabrement des sous-stations et des circuits, mais aussi avec les autres investissements critiques qui étaient nécessaires. La réhabilitation des sous-stations d'Ancien Delmas, de Martissant et de Canape Vert identifiées comme grave problème de surcharge et de congestion. Ces résultats étaient conformes aux conclusions d'une étude réalisée en 2007 pour l'EDH et financée par l'Agence des États-Unis pour le commerce et le développement (USTDA) qui a identifié le besoin urgent de construire une nouvelle sous-station à Tabarre, qui est devenue la principale composante d'investissement sous HA-L1035.

³ Deux S/S et cinq circuits à moyenne et basse tension ont été réhabilités; 21 000 mètres de lignes de service ont été installés; une S/S a été construite; 93 km de lignes de distribution ont été construites et deux systèmes de gestion des ressources ont été développés.

⁴ Cofinancé par la Banque dans le cadre du HA-T1130 "Vers un secteur énergétique durable, Haïti - Livre blanc".

(7 700 000 US\$) et HA-G1030 (16 000 000 US\$), la BID a approuvé cinq autres opérations au titre du programme de pays 2011-2015 pour un montant total de 120 800 000 US\$.⁵

- 1.7 Il convient en outre de mentionner l'approbation, le 18 octobre 2018, d'un financement additionnel au Programme à travers l'opération « Appui financier au renforcement des lignes de transmission et à la réhabilitation des infrastructures routières. Troisième avenant à la résolution DE-175/10 » (Financement non remboursable GRT/HR-12410-HA) (HA-G1022)⁶. Cet avenant a permis l'utilisation des soldes résiduels de l'opération « Programme d'appui aux chaînes de production (HA-G1022) » dans le but de fournir des ressources supplémentaires pour la section souterraine de la L/T de Péligre visant à réduire les impacts socio-économiques des travaux. Ces ressources supplémentaires de l'opération HA-G1022 visaient à construire un nouveau bloc de conduits en réserve pour les futurs circuits, comme solution alternative pour diminuer le coût de l'expansion future et pour améliorer la résilience de l'infrastructure à l'aide de chambres d'épissure en béton, tout en réduisant le temps durant lequel les tranchées au sol restent ouvertes dans une zone fortement urbanisée. La solution alternative a été identifiée au début du contrat pour les travaux de réhabilitation.
- 1.8 L'opération HA-L1100 de la BID est entrée dans le pipeline le 15 août 2014. Le financement total s'élève à 23 700 000 \$US à travers les opérations HA-L1100 (7 700 000 dollars américains provenant du mécanisme de subvention de la BID) et HA-G1030 (16 000 000 \$US du Fonds de reconstruction d'Haïti). Avec les évaluations sociales et environnementales et les études de conception technique mises en œuvre dans les mois suivants, le programme a été approuvé le 17 décembre 2014. La catégorie socio-environnementale a été déterminée comme « B » et le niveau de risque comme « substantiel ». Le 20 février 2015, le GH a signé la convention de subvention correspondante 3413/GR-HA, qui est devenue éligible le 9 décembre 2015. L'organe d'exécution était le MTPTC avec l'assistance technique de l'EDH. L'Unité de Coordination du Programme (UCP), une unité dédiée, qui relève du MTPTC était responsable des aspects fiduciaires et financiers du programme; et l'Unité Technique du Projet (UTP) qui relève de l'EDH était responsable de tous les aspects techniques⁷.

Description du projet

Objectifs de Développement.

⁵ A ce titre, le programme représente 19,6% des ressources totales approuvées par la BID pour le réseau électrique de PAP au cours de la période de programmation CP 2011-2015

⁶ Appui financier au renforcement des lignes de transmission et à la réhabilitation des infrastructures routières. Troisième avenant à la résolution DE-175/10 (Financement non remboursable GRT/HR-12410-HA) pour l'utilisation des soldes restants du programme de l'opération HA-G1022 pour soutenir les chaînes de production (HA-G1022) - Financement non remboursable reformulé.

⁷ La structure d'exécution a proposé de prendre en compte les expériences antérieures des opérations financées par la BID dans le secteur de l'énergie en Haïti, telles que la nécessité d'avoir une équipe entièrement dédiée à l'aspect technique du programme et une autre équipe dédiée aux aspects de passation des marchés, financiers et de reddition des comptes. Cet arrangement a été conçu à la suite de l'évaluation de l'EDH et des capacités du MTPTC à mener des projets financés par la BID. Cette évaluation était basée sur la dernière évaluation de la capacité de gestion de l'UCP / MTPTC et de l'EDG achevée en 2011.

1.9 La L/T de 115 kV et 52 km⁸ de Péligre relie la CHP à la principale zone métropolitaine de PAP. Il constitue le pivot du système électrique d'Haïti, reliant la plus grande centrale électrique (capacité nominale de 54 MW) au principal centre de demande en Haïti. La L/T se compose de 194 tours⁹ supportant les deux circuits triphasés aériens. La capacité maximale par circuit est de 72 MVA. Après plus de 40 ans de fonctionnement, la L/T a atteint la fin de sa durée de vie. Les conducteurs, l'isolation et les fils de terre, ainsi que certains pylônes sont détériorés, ce qui affecte la disponibilité opérationnelle et réduit l'efficacité technique (les pertes de transmission sont d'environ 4 %). La qualité de service est également devenue préoccupante: une bonne prestation de services ne peut plus être fournie dans les tronçons de la L/T en raison de l'urbanisation dense¹⁰ dans les quartiers de PAP, Delmas et Croix-des-Bouquets ainsi que Mirebalais.

1.10 Pour établir les meilleures conditions possibles de viabilité technique et opérationnelle, la BID a choisi de réduire les risques environnementaux et sociaux en minimisant le besoin de relogement des personnes. Une solution de câble souterrain a été choisie pour remplacer la L/T aérienne sur une distance de 10 km entre la tour P152T et la Nouvelle (S/S) de Delmas. Le reste de la L/T demeure au-dessus du sol et sur sa trajectoire d'origine, sauf un détour autour de Mirebalais. Dans la zone de Morne-à-Cabrit, il y a une grande carrière de calcaire exploitée de manière informelle. Les activités minières se sont trop rapprochées de certaines tours, ce qui affecte leur stabilité. Sur la base d'une analyse des coûts, la solution a été choisie de renforcer les fondations de ces tours plutôt que de contourner la mine en modifiant le tracé de la L/T.

Par conséquent, l'objectif général du programme était d'**améliorer les performances de la L/T de Péligre et de fournir une alimentation fiable et une alimentation électrique sûre**. Les objectifs spécifiques du programme étaient les suivants : (i) *réhabiliter la capacité de la ligne de transmission de 115 kV de Péligre à Tabarre/ Nouveau Delmas*; (ii) *réduire les pertes de transmission d'électricité et les pannes d'électricité*; et (iii) *minimiser les impacts environnementaux et sociaux*.

1.11 **Composantes** : L'accord de subvention combiné pour le programme (opérations HA-L1100 et HA-G1030) comprenait trois volets, chacun poursuivant un résultat comme suit :

1.12 Composante I - sous-composante (a) : Investissement dans la ligne de transmission d'électricité Péligre-Nouveau Delmas - conception technique et construction (21 800 000 \$US). Cette sous-composante comprenait des investissements pour réhabiliter et améliorer la capacité de la ligne de transmission comme suit : (i) réhabilitation hors sol de la capacité de la ligne de transmission (115 kV) de la CHP à la zone de la Tour 152 à l'est de la rivière Grise avec le remplacement des réseaux aériens, des isolateurs et des raccords et le remplacement du fil de terre pour améliorer la capacité de communication; et (ii) la construction d'une ligne de

⁸ La taille de la ligne de transmission était estimée à environ 55 km au moment de l'approbation de la proposition de subvention. L'estimation est devenue précise au moment du démarrage de l'opération. La matrice de résultats montre correctement 42 km de câble aérien et 10 km de câble souterrain pour un total de 52 km.

⁹ Nombres comme P1 à P196 (P dérivé du mot français « pylône »). P152T est une tour spéciale où l'antenne L/T passe sous terre.

¹⁰ En 1970, cette zone était rurale avec une faible densité de population, au moment de la construction de la L/T de Péligre, mais est actuellement une zone urbaine dense empêchant un accès pratique à la L/T et compliquant grandement tout entretien et réparation.

transmission souterraine, couvrant une distance d'environ 10 km, de la zone de la Tour 152 au Nouveau Delmas, en passant par la nouvelle S/S de Tabarre. Plus précisément, la ligne de transmission de Péligre consiste en la réhabilitation de deux circuits (aérien et souterrain) d'une capacité de transfert de 160 MVA pour les deux circuits fonctionnant ensemble, permettant ainsi de transmettre jusqu'à 80 MW de capacité de production dans le cas où l'un des circuits tombe en panne ou n'est pas opérationnel (exigence de fiabilité n-1 exigée par EDH)¹¹. Ainsi, 54 MW représentent 67,5 % de la capacité totale (80 MW). Cependant, le GH s'attend à ajouter davantage d'ER pour alimenter la L/T de Péligre, pour atteindre éventuellement 80 MW. Conformément au ACA ex ante, cela devait être réalisé sur une période de 5 ans, à compter de l'achèvement de la L/T.

- 1.13 Cette sous-composante a également financé la réparation et/ou le renforcement des tours du Morne-à-Cabrit ainsi que la modernisation légère des sous-stations associées pour assurer des connexions stables¹². La définition des spécifications, des paramètres et des exigences de base, l'acquisition de biens, de services et d'équipements, et la construction selon les exigences établies dans le dossier d'appel d'offres ont également été financées par cette sous-composante, y compris les activités de pré-investissement pendant les phases d'ingénierie, de construction et de réparation. La figure 1 ci-dessous représente la conception actuelle de la ligne de transmission de Péligre lors de la préparation du projet (100 % aérien) de Nouveau Delmas (zone PAP) à Péligre (région centrale). Les figures 2 et 3 représentent l'alternative choisie montrant la section souterraine de Nouveau Delmas à la zone du pylône 152 puis la partie aérienne à partir du point ci-dessus jusqu'à Péligre.

Figure 1. Peligre Transmission Line Current Design

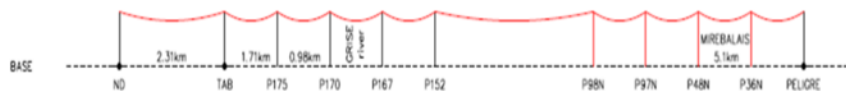
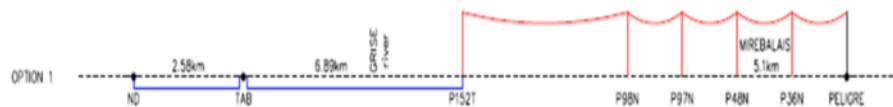


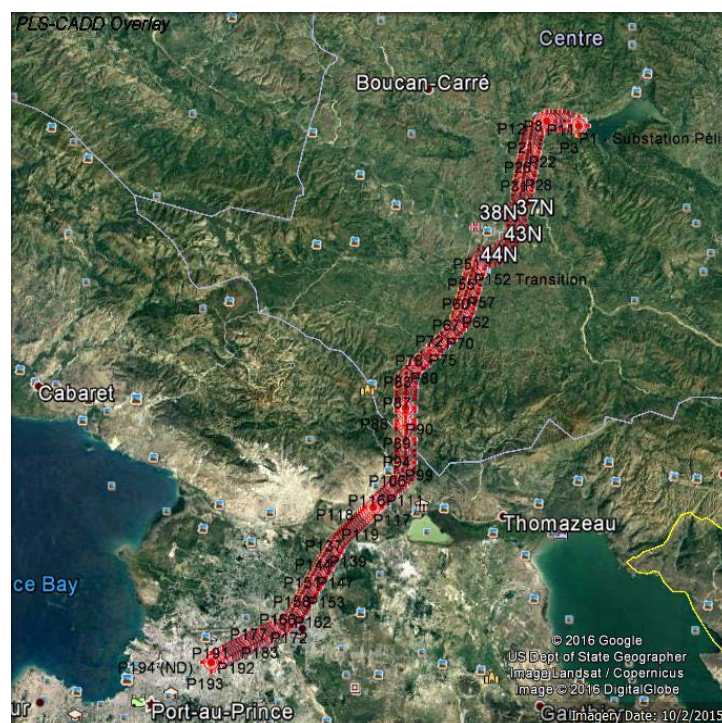
Figure 2. Peligre Transmission Line Rehabilitation Proposed Design



¹¹ La condition n-1 est utilisée dans la conception du réseau d'alimentation, ce qui signifie que le service est maintenu à 100 % si un système majeur est mis hors service. La capacité maximale est alors de 80 MW, car un circuit peut être coupé tandis que l'autre circuit transporte toujours les 80 MW.

¹² Les travaux S/S financés dans le cadre de cette opération comprenaient les travaux de génie civil requis et nécessaires et l'équipement électromécanique au S/S de raccordement.

Figure 3 : L/T de 115 kV de Péligre à la S/S de Nouveau Delmas



(Figure produite à l'aide de Google Earth)

- 1.14 Composante I - Sous-composante (b) : Relogement et gestion de l'impact social (1 200 000 \$US) y relatif¹³. Cette composante a été conçue pour financer tous les coûts liés à l'acquisition de terrains (y compris leur gestion et communication), et à l'indemnisation et/ ou au logement des personnes affectées par la réhabilitation de la ligne de transmission de Péligre. Au cours de la préparation du programme, un accent particulier a été mis sur le choix d'une conception de ligne de transmission qui réduirait au minimum le nombre de personnes à reloger. La dernière alternative choisie ne concernait que le relogement de 13 ménages (vs. 383 ménages si la ligne devait être réhabilitée à 100 % hors sol).
- 1.15 Supervision, administration et gestion du projet (1 590 000 \$US). Le programme a financé l'administration, la gestion, le suivi, l'évaluation et l'audit. Il comprenait également le renforcement institutionnel de l'UCP et de la UTP; le recrutement de personnel supplémentaire de sous-traitance pour l'exécution; le financement de la supervision des travaux ainsi que des activités sociales et environnementales afin de minimiser les facteurs de risque et d'assurer l'achèvement du programme dans les délais et dans les limites du budget.

II. CRITERES DE BASE

II.1 Pertinence

a. Alignement sur les besoins de développement du pays

- 2.1 Lors de la conception du projet, le secteur de l'électricité a été confronté à plusieurs défis: (i) une gouvernance faible caractérisée par un cadre réglementaire insuffisant et une faible capacité opérationnelle et technique pour l'élaboration des politiques et la réglementation; (ii) un tarif de l'électricité inchangé depuis août 2009, avec un tarif moyen d'environ 29 centimes de dollars/par kilowatt heure (kWh) (15 centimes de dollars par/kWh pour un consommateur résidentiel ayant une consommation mensuelle de 100 kWh et 35 centimes de dollars pour un consommateur industriel) pendant 11 heures par jour. Pour la plupart des consommateurs, le service à PAP n'est pas abordable dans un pays dont le revenu par habitant est le plus bas de la région et de nombreux consommateurs n'ont tout simplement pas les moyens de payer ou ne sont pas disposés à payer ces prix pour un service médiocre entraînant la perte de la plupart des grands consommateurs industriels d'EDH, qui préfèrent se déconnecter du réseau et fonctionner avec leur propre alimentation électrique; (iii) des infrastructures de transmission et de production d'électricité obsolètes du réseau de Péligre¹⁴. Ce dernier défi a également entraîné une faible fiabilité et qualité du service d'électricité, un niveau élevé de pertes énergétiques, une augmentation de la demande non satisfaite et une vulnérabilité à PAP. Le rapport d'Haïti sur les défis du développement par pays (CDC) a révélé que durant l'exécution et la fermeture du projet, l'énergie était un des principaux obstacles pour la productivité et le développement des entreprises, en tant que service de base pour les ménages et une infrastructure de base insuffisante (en particulier, le transport et l'énergie).

¹³ Le budget total de relogement comprend les éléments suivants: (i) déplacement d'un petit site industriel; (ii) une indemnisation pour la perte de revenus due aux impacts sur les terres agricoles; (iii) l'indemnisation de la perte de revenus des petites entreprises (environ 120) affectées par les travaux de la ligne de transport de Péligre; (iv) gestion du processus de relogement et des consultations connexes; et (v) 18 % d'imprévus.

¹⁴ En 2014, la L/T de Péligre qui transportait l'électricité de la CHP vers la zone PAP, était techniquement obsolète après 40 ans de fonctionnement, affectant la fiabilité de l'approvisionnement et les pertes élevées au niveau de la transmission (environ 4 % de l'énergie transportée).

- 2.2 Le GH, avec le soutien d'organisations bilatérales et multilatérales, a mis en place une série de plans et de stratégies pour la reconstruction et le développement au niveau territorial, économique, social et institutionnel. Ces initiatives visent à s'attaquer aux aspects critiques qui défient le développement socio-économique d'Haïti, comme un accès fiable et abordable à l'électricité. Dans le Plan d'Action pour le Relèvement et le Développement National d'Haïti de mars 2010, le GH a établi que la reconstruction du secteur de l'électricité devrait faire partie d'un plan national de développement global pour le rendre: (i) efficace et financièrement viable; (ii) le faire fonctionner comme un marché ouvert et transparent; (iii) augmenter la capacité de transmission d'énergie; (iv) promouvoir les énergies renouvelables; et (v) attirer suffisamment de capitaux pour répondre à la demande croissante tout en fournissant un service d'électricité abordable et de grande qualité. En conséquence, les domaines d'action généraux suivants ont été identifiés pour la relance du secteur : (i) terminer les travaux de réparation à court terme afin d'assurer un minimum de service à la population; (ii) accroître l'offre de services d'électricité et répondre aux besoins de développement, tout en améliorant la gestion de l'EDH afin de lui permettre d'atteindre l'équilibre financier; et (iii) mettre à jour le cadre juridique et réglementaire du secteur électrique.
- 2.3 La réhabilitation de la L/T de Péligre a été adaptée aux besoins et aux actions proposés par le GH puisqu'il : (i) favorisera l'augmentation de l'approvisionnement en électricité des clients de PAP; (ii) accroîtra la fiabilité du système L/T et réduira les pertes d'électricité; et (iii) garantira l'approvisionnement en énergie hydraulique de la CHP pour éviter une énergie thermique plus coûteuse provenant de combustibles fossiles importés.
- 2.4 De plus, l'opération visait à répondre aux besoins suivants : (i) investir dans la réhabilitation de la L/T de Péligre à Nouveau Delmas ; (ii) poursuivre l'effort de réduction des pannes et des pertes d'électricité; et (iii) atténuer les impacts environnementaux et sociaux qui seront déclenchés par les travaux de réhabilitation.

b. Alignement stratégique

- 2.5 La stratégie pays (SP) de la BID pour 2011-2015 (document GN-2646) est la première stratégie post-séisme approuvée dans le cadre de la neuvième augmentation générale des ressources de la BID (BID-9). Le mandat de la BID-9 a converti les prêts d'investissement en subventions et engagé une augmentation des opérations de subventions à un montant sans précédent de 2,2 milliards de dollars américains en dix ans. La SP pour 2011-2015 a continué de se concentrer sur les secteurs dans lesquels la Banque était active avant le séisme. L'un de ses piliers était « l'amélioration des conditions en vue de la fourniture de biens et de services et d'infrastructures de base, y compris le secteur de l'électricité ».
- 2.6 La SP pour 2011-2015 a alloué un total de 1 271 000 \$US à six secteurs prioritaires : eau et assainissement; éducation; transport; énergie; et le développement du secteur privé. L'énergie représentait 9 % (122 000 000 \$US) du budget ; environ 60 % visaient à améliorer la couverture et la qualité du service électrique à PAP et le reste dans trois opérations de subventions sur la base de politiques (PBG) en vue de moderniser le secteur et d'améliorer l'efficacité de l'EDH.
- 2.7 La SP 2011-2015 a formulé les objectifs stratégiques suivants pour le secteur de l'énergie : (i) moderniser le secteur et renforcer l'efficacité et la transparence de l'EDH; (ii) améliorer la couverture et la qualité du service électrique à Port-au-Prince; et (iii) étendre la couverture

électrique et énergétique dans les zones rurales. Les objectifs étaient les suivants : (1) augmentation de la couverture en électricité de 40 % à 70 %, (2) réduction des pertes techniques et commerciales de l'EDH de 60 % (2010) à 30 % (2015); production de 200 MW de RE installée à la CHP. En 2014, une mise à jour de la SP a été effectuée : (1) l'indicateur de couverture a été supprimé; (2) l'objectif de réduction des pertes techniques et commerciales a été ramené à 45 % (2015); et (3) l'objectif de production a été diminué à 54 MW correspondant à la capacité nominale initiale de la CHP. Étant donné que le programme actuel a été conçu vers la fin de la SP 2011-2015, cela peut expliquer pourquoi les indicateurs d'impact et les cibles n'ont pas été explicitement fournis.

Au moment de la clôture, le programme était conforme à la stratégie pays du Groupe de la BID pour Haïti 2017 - 2021 (GN - 2904). Concrètement, il soutient le dialogue technique dans l'énergie sur les investissements d'infrastructure pour fournir des services d'électricité plus fiables et de qualité.

- 2.8 Le programme était alignée sur la stratégie institutionnelle actualisée pour 2010-2020 (ISU) de la Banque (AB-3008) favorisant la productivité et l'innovation en fournissant des infrastructures pour une fourniture d'énergie sûre et stable. Il joue un rôle déterminant dans les domaines transversaux du changement climatique et de la viabilité environnementale, et il contribue au Cadre de résultats de l'entreprise (CRF) 2016-2019 (GN 2727-10) en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Le programme est aligné sur le cadre du secteur énergétique (GN-2830-8) et répond à la stratégie intégrée d'atténuation et d'adaptation au changement climatique et à l'énergie durable de la BID, ainsi qu'à la stratégie pour une infrastructure durable pour la compétitivité et une croissance inclusive (GN- 2710-5).

c. Pertinence de la conception

Logique verticale.

- 2.9 L'objectif général était d'améliorer la performance de la L/T de Péligre et de fournir un approvisionnement fiable et une alimentation électrique sécurisée. Les objectifs spécifiques du programme étaient les suivants : (i) réhabiliter la capacité de la L/T de 115 kV de Péligre à Tabarre/Nouveau Delmas; (ii) diminuer les pertes de transport et les pannes d'électricité; et (iii) minimiser les impacts environnementaux et sociaux.
- 2.10 L'objectif spécifique (i) repose sur l'atteinte d'un indicateur de résultat : la capacité de transmission maximale d'électricité de Péligre à Port-au-Prince. Les rendements associés à ce résultat sont : (a) remise en état d'un câble de la L/T aérienne de 115 kV; et (b) remise en état d'un câble de la ligne de transmission souterraine de 115 kV.
- 2.11 L'objectif spécifique (ii) est un objectif standard pour les projets de distribution énergétique, et dans ce cas, il est lié à deux indicateurs de résultats : (a) les pertes totales d'alimentation correspondant à l'énergie transmise sur la L/T de Péligre; et (b) les pannes électriques totales sur la L/T de Péligre correspondant au marché national de l'électricité. Comme le montre la figure 3, les objectifs (i) et (ii) partagent les mêmes résultats.

- 2.12 L'objectif spécifique (iii) est lié à un indicateur de résultat : les personnes relogées conformément au Plan de Réinstallation Définitive, ce qui pourrait être atteint grâce au rendement des maisons relocalisées ou affectées par le projet.
- 2.13 Les motifs justifiant le Programme étaient d'augmenter l'approvisionnement en électricité à la S/S Nouveau Delmas en raison des propriétés techniques supérieures de l'installation modernisée (c-à-d diminution des pertes). On a supposé que l'électricité serait disponible à partir de la CHP réhabilitée, qui devait devenir pleinement opérationnelle avant l'achèvement de la L/T. La réduction des pannes d'électricité prévue est attribuable à l'amélioration de l'infrastructure, y compris un système de contrôle de surveillance et d'acquisition de données (SCADA), à l'amélioration des opérations du personnel, à des facteurs externes au programme ou à une combinaison de ces derniers.
- 2.14 La réhabilitation des infrastructures du réseau électrique est un investissement à long terme typique et courant pour garantir un bon service électrique fiable et fonctionnel. L'efficacité de cette approche a été démontrée, par exemple, par la Banque en Équateur (EC-L1070, « Programme de soutien à la transmission »), montrant un retour sur investissement économique moyen de 26,5 % sur une durée de vie de 40 ans obtenu grâce à une diminution des pertes réduites et une élimination des coupures de courant. La durée de vie technique et les résultats obtenus par l'infrastructure de transport sont directement liées aux objectifs (i) et (ii).
- 2.15 L'objectif spécifique (iii) répond aux principes de la politique de relogement involontaire de la Banque (OP-710) en particulier : (i) réduire au minimum les personnes affectées dans la continuité de leur vie sociale et économique et dans leurs moyens d'existence; et (ii) minimiser les retards, les dépassements de coûts ou les répercussions sur le projet lui-même affectant son impact et sa durabilité. Compte tenu du contexte haïtien caractérisé par des troubles sociaux et de fréquents blocages, la conception de la L/T a été choisie pour minimiser le nombre de personnes à relocaliser (ESMR, 2014). Cette option impliquait le remplacement de la ligne aérienne par un câble souterrain dans le tronçon de 9,6 km en direction de la S/S de Nouveau Delmas.
- 2.16 Au cours de l'exécution du programme, deux grands marchés ont été attribués par voie d'appels d'offres internationaux : un pour les travaux de construction et un pour la supervision. L'offre gagnante pour les travaux de construction s'élevait à 17 200 000 \$US¹⁵, elle a été signée le 18 août 2016 et est devenue éligible le 7 novembre 2016. Le contrat de supervision s'élevait à 1 500 000¹⁶ \$US. Le contrat a été signé le 23 février 2016 et est devenu éligible le 5 juillet 2016. Le contrat a connu un retard total de 11 mois. Le contrat est devenu éligible avec un retard de trois mois à cause de la tenue des élections présidentielles. Les travaux ont démarré avec 3 mois de retard en raison des négociations et du processus d'approbation des modifications de la section souterraine convenus entre la Banque et l'entreprise. Plus d'un mois de retard a été causé par des périodes de troubles en Haïti, dont une démobilisation du personnel en février 2019. Le constructeur et l'EDH sont responsables de 4 mois de retard: la firme a quitté le pays pendant 1 mois durant la période des fêtes de fin d'année, à la fin de 2018, un mois de

¹⁵ L'offre était présentée en deux devises: 7 584 547,02 US\$ plus 8 356 829,14 €

¹⁶ Les services étaient cotés en trois devises : 789 800,00 € plus 607 600,00 \$US plus 846 000 HTG.

retard dans l'expédition des équipements pour les sections souterraines, et deux mois depuis que l'entreprise a proposé un nouveau sous-traitant pour effectuer certaines des activités de travaux. Ce sous-traitant n'a pas été pris en compte dans la proposition approuvée; par conséquent, l'EDH a pris ce temps pour examiner la demande avant de l'approuver.

- 2.17 Le contrat avec l'entreprise de construction a été modifié six (6) fois : deux fois pour prolonger la période d'exécution, trois fois pour tenir compte d'une augmentation du prix du contrat; et une fois pour inclure une source de financement supplémentaire de la BID.
- 2.18 L'avenant #1 a eu lieu en octobre 2017 (environ un an après le début de l'activité) pour refléter les modifications de la solution technique du tronçon souterrain proposé par l'entreprise et accepté par la Banque afin de réduire les impacts socio-économiques du projet et de diminuer le délai et les coûts liés au futur O&M de la L/T. Le montant total du contrat a été augmenté de 5 422 110,38 \$US. Les fonds requis ont été payés par l'opération HA-G1022 (3413/FR-HA), tel que décrit dans les sections précédentes.
- 2.19 L'avenant #2 (octobre 2018) a prolongé la période d'exécution jusqu'au 15 décembre 2018 pour tenir compte des retards d'exécution entraînés par la modification de la section souterraine. L'avenant #3 (1 816 717,37 US\$) a été signé en décembre 2018 en vue de : (i) prolonger la période d'exécution des travaux souterrains jusqu'au 7 mai 2019; (ii) tenir compte des retards dans l'expédition des équipements destinés aux tronçons souterrains ; et (iii) exécuter une clause obligatoire de révision de prix dans les contrats qui ont une durée supérieure à 18 mois et gérer les réclamations faites par les partenaires contractuels. De plus, quelques modifications relatives au champ d'application des travaux ont été apportées, impliquant les Tours P6 et P152T et le démontage de la section de la L/T entre P152T et la S/S du Nouveau Delmas (qui est remplacé par le câble souterrain).
- 2.20. En mars 2019, l'avenant #4 a été fait en vue d'incorporer l'opération HA-L1038 (2684/GR-HA) comme source de financement additionnel mais n'impliquait pas une augmentation du montant du contrat. L'avenant #5 a été signé le 8 mai 2019 et indique l'expiration du contrat le 7 juin 2019. Enfin, l'avenant #6 (127 524,91 €) a été approuvé pour un deuxième règlement des prix et des réclamations et a fixé la date d'achèvement du projet au 7 septembre 2019. À la suite des modifications, le coût final du contrat est passé à 24 500 000 \$US. Les travaux ont été achevés le 21 octobre 2019, ce qui signifie une augmentation de 43 % du montant du marché; cependant, si l'on considère que le changement de la solution souterraine a été convenu pour réduire les impacts socio-économiques du projet et faciliter le fonctionnement et l'entretien de la L/T, les surcoûts du projet liés aux travaux de contraction peuvent être considérés à 10 % environ (1,9 millions de dollars américains).
- 2.21 Le contrat de supervision des travaux couvrant à l'origine deux ans de supervision plus une année supplémentaire pendant la période de garantie. En raison de la modification apportée dans le champ d'application des travaux, toute la durée du contrat a été utilisée pour la supervision des travaux jusqu'à l'expiration de celui-ci en supposant que la supervision devait conserver toute l'équipe pendant la période de trois ans du contrat. Cette situation a eu un impact sur le montant total du contrat qui est passé de 1 500 000 \$US à 1 600 000 \$US (augmentation de 6 %). L'entreprise de supervision a été démobilisée à la mi-août 2019, quand les travaux de la L/T avait atteint un avancement de 98,4 %. L'EDH a réalisé les dernières activités de supervision des constructeurs dont un programme de formation à l'intention du

personnel de l'EDH, l'installation du système de communication et la mise en service de la L/T. La supervision technique des travaux a été réalisée avec succès puisque la L/T a été finalisée en respectant toutes les spécifications techniques; cependant, de meilleures mesures auraient pu être prises par l'entreprise de supervision pour éviter les retards associés à l'entreprise du constructeur, tels que la vérification préalable des contrats de sous-traitance conclus par le constructeur, le suivi de la livraison des équipements importés. L'établissement du contrat de reconstruction des maisons (objectif iii) a été retardé en raison des ajustements relatifs aux bénéficiaires identifiés, du champ d'application des travaux et du budget qui en découlent. En août 2020¹⁷, le contrat (CP/T-12410-07-20) couvrant 10 maisons¹⁸ a été confié à la société COMASA par l'EDH. À titre de solution temporaire, les personnes affectées sont temporairement relocalisées dans des maisons de location, les loyers étant payés sur l'opération. Une fois les nouveaux logements livrés (prévu pour fin 2020), les bénéficiaires en prendront possession. Ce marché est actuellement financé dans le cadre de l'opération HA-G1022.

Figure 3. Logique verticale

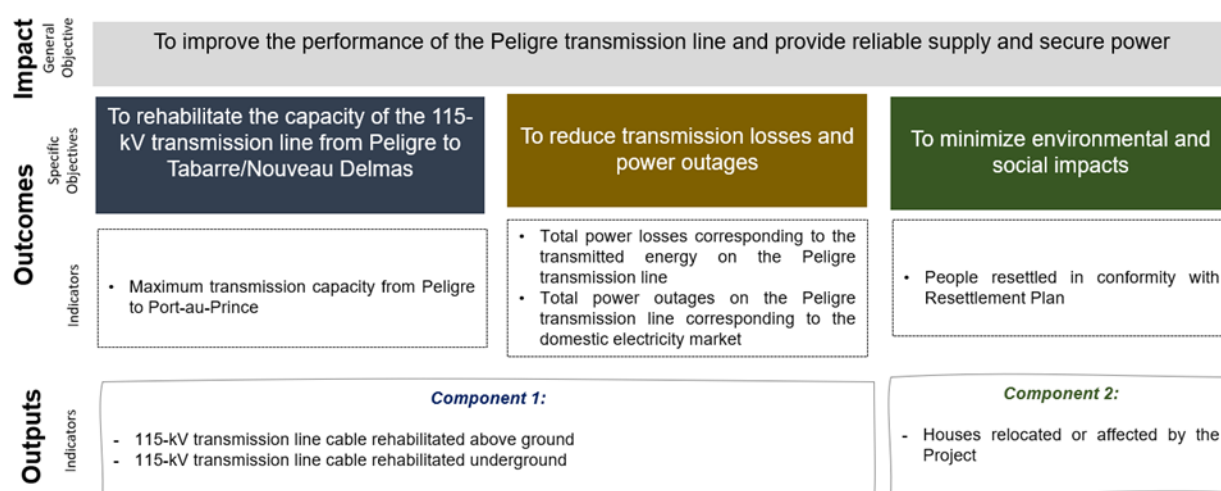


Tableau n° 1. Matrice des résultats

Indicateur	À l'approbation			Au plan de démarrage			À la clôture du projet (PCR)			Commentaires
	Unité de mesure	Base de référence	EOP (P)	Unité de mesure	Base de référence	EOP (P)	Unité de mesure	Base de référence	EOP (P)	
Objectif spécifique 1 : Réhabiliter la capacité de la ligne de transmission de 115 kV de Péligre à Tabarre / Nouveau Delmas										

¹⁷ Les 10 maisons sont en cours de construction sur un terrain nouvellement acquis par l'EDH, financé par l'opération. Avant le démarrage de la construction, l'EDH doit trouver un terrain approprié pour reloger les bénéficiaires des maisons. Cette étape de l'ensemble du processus dure environ 18 mois car la propriété foncière en Haïti est un problème national et bien connu. Lorsque le terrain a été identifiée, Haïti a traversé plusieurs périodes de confinement en raison de l'insécurité en 2019 et de la pandémie au début de 2020.

¹⁸ Le plan de réinstallation a défini que des maisons devraient être construites pour les PAP jugées particulièrement vulnérables et qui risquent de mauvaise gestion en cas d'indemnisation financière.

Capacité maximale de transmission de Péligre à Port-au-Prince	MVA	40	160	MVA	40	160	MVA	40	160	
Objectif spécifique 2 : Réduire les pertes de transmission et les coupures de courant										
Puissance totale dissipée correspondant à l'énergie transmise sur la ligne de transmission de Péligre	%	4	3	%	4	3	%	4	3	
Total des pannes d'électricité sur la ligne de transmission de Péligre correspondant au marché intérieur de l'électricité	pannes / an	12	6	pannes / an	12	6	pannes / an	12	6	
Objectif spécifique 3 : Minimiser les impacts environnementaux et sociaux										
Personnes relogées conformément au plan de réinstallation	%	0	100	%	0	100	%	0	100	

2.22 Le programme a été aligné par rapport aux besoins en développement du pays au moment de l'approbation, pendant l'exécution et au moment de la clôture du programme. De même, du début à la clôture, le programme s'est aligné sur deux différentes stratégies pays pour Haïti : (i) 2011-2015 à travers le GN-2646; et (ii) 2017-2021 à travers le GN-2904. En ce qui concerne la logique verticale, il y avait un lien clair entre les extrants et les résultats, et entre ceux qui avaient des objectifs spécifiques. Par conséquent, l'équipe PCR envisage la note **Excellent** pour le score de pertinence.

II.2 Efficacité

2.23 Sur la base des informations vérifiées disponibles présentées ci-dessous, on conclut que plus de 50 % des objectifs du projet ont été pleinement atteints et sont attribuables à l'opération. Par conséquent, le PCR évalue l'efficacité comme Satisfaisante.

a) Énoncé des objectifs de développement du projet.

2.24 Tel que mentionné ci-dessus, l'objectif général du Programme était d'améliorer le rendement de la L/T de Péligre et fournir une alimentation fiable et une alimentation électrique sûre. L'évaluation de l'efficacité comprend une analyse des trois objectifs spécifiques.

b) Résultats obtenus.

2.25 Les résultats du programme et la réalisation de la matrice de résultats sont décrits dans cette section (tableau 2), qui détaillent les activités entreprises et le degré d'achèvement des indicateurs définis dans la matrice de résultats.

2.26 Quatre résultats sont restés inchangés depuis l'approbation. Trois indicateurs ont été pleinement atteints (100 %) et un a été partiellement atteint (70 %). Au niveau des résultats, cinq (5) indicateurs ont été définis; leur réalisation est présentée dans le tableau 2 (tableau des extrants). Deux indicateurs de résultat ont été pleinement atteints (100 %), un quasi atteint (96 %), un partiellement atteint (71 %) et un non atteint (0 %) ¹⁹.

Tableau 2. Matrice des résultats obtenus

Résultat spécifique/ indicateur	Unité de mesure	Base de référence	Année de référence	Objectifs et réalisation effectives		% atteint	Moyens de vérification
Objectif spécifique 1: Réhabiliter la capacité de la ligne de transmission de 115 kV de Péligre à Tabarre / Nouveau Delmas							
1.1 Capacité maximale de transmission de Péligre à PAP	MVA	40	2015	P	160	100 %	Rapports d'acceptation; Données opérationnelles de la L/T; Rapport final de l'EDH
				P(a)	160		
				A	160		
Objectif spécifique 2: Réduire les pertes de transmission et les coupures de courant							
Puissance totale dissipée correspondant à l'énergie transmise sur la ligne de transmission de Péligre	%	4	2015	P	3	100 %	Rapports d'acceptation; Données opérationnelles L/T; Rapport final de l'EDH
				P(a)	3		
				A	3		
Total des pannes d'électricité sur la ligne de transmission de Péligre correspondant au marché intérieur de l'électricité	Pannes / an	12	2015	P	6	100 %	Rapports EDH
				P(a)	6		
				A	0		
Objectif spécifique 3 :Minimiser les impacts environnementaux et sociaux							
Personnes réinstallées conformément au plan de réinstallation	%	0	2015	P	100	70 %	Rapports EDH
				P(a)	100		
				A	70 ²⁰		

¹⁹ Au moment de la conception de l'opération, il a été estimé que 13 familles devraient être indemnisées par de nouvelles maisons. Au début de la réhabilitation, une nouvelle option de conception (détaillée dans la section «Objectifs de développement») a été choisie pour réduire l'impact social et la réinstallation et, par conséquent, seules 10 maisons ont dû être construites. Les 10 maisons sont en cours de construction sur un terrain nouvellement acquis par EDH financé par l'opération. Avant que la construction ne puisse commencer, EDH doit trouver le terrain approprié pour la réinstallation des bénéficiaires des maisons. Cette étape de l'ensemble du processus dure environ 18 mois car la propriété foncière en Haïti est un problème national et bien connu. Lorsque le terrain a été identifié, Haïti a traversé plusieurs confinements en raison de l'insécurité en 2019 et de la pandémie au début de 2020.

²⁰ Le pourcentage atteint pour ce résultat est de 70 car dans le cadre du Plan de Réinstallation Définitive, les familles touchées sont indemnisées soit par une indemnisation financière, soit par la construction de maisons équivalentes. Le processus d'indemnisation est en cours de finalisation (60 % payés) et les maisons sont en construction (état d'avancement 20 %), avec l'achèvement de l'ensemble du PRD prévu d'ici fin 2020.

Extrant	Unité de mesure	Base de référence	Année de référence	Objectifs et réalisation effectives		% atteint	Moyens de vérification
Composante 1 - Sous-composante (a) Investissement dans la ligne de transmission d'électricité Péligre-Nouveau Delmas - conception et construction d'ingénierie (Objectifs spécifiques 1 et 2)							
1.1 Câble de la ligne de transmission aérienne de 115 kV réhabilité	km	0	2015	P	42	100 %	Rapports d'avancement des travaux et acceptation finale des travaux (EDH).
				P(a)	42		
				A	42		
1.2 Câble de ligne de transmission souterraine de 115 kV réhabilité	Km	0	2015	P	10	96 %	Rapports d'avancement des travaux et acceptation finale des travaux (EDH).
				P(a)	10		
				A	9.6 ²¹		
Composante I - Sous-composante (b) Relogement et gestion de l'impact social (Objectif spécifique 3)							
2.1 Maisons déplacées ou affectées par le projet.	# ménages	0	2015	P	13	0 %	Plan d'Action de Relogement Rapports de suivi
				P(a)	13		
				A	0 ²²		
Supervision, administration et gestion							
3.1 Plan de supervision annuel	Rapport	0	2015	P	4	100 %	Rapports EDH
				P(a)	4		
				A	4		
3.2 Rapport d'avancement bimensuel	Rapport	0	2015	P	21	71 %	Rapports d'avancement des travaux et acceptation finale des travaux (EDH).
				P(a)	21		
				A	15 ²³		

2.27 L'objectif général du programme était d'améliorer le rendement de la L/T de Péligre et de fournir une alimentation à la fois fiable et électrique sûre. Les objectifs spécifiques du programme étaient les suivants: objectif spécifique (i) : réhabiliter la capacité de la L/T de 115 kV de Péligre à Tabarre/Nouveau Delmas; objectif spécifique (ii) : réduire les pertes de transmission et les pannes d'électricité; et objectif spécifique (iii): minimiser les impacts environnementaux et sociaux.

2.28 L'objectif spécifique (i) - La réhabilitation de la capacité de la ligne de transmission de 115 kV de Péligre à Tabarre/Nouveau Delmas repose sur l'atteinte d'un indicateur de résultat : la capacité de transmission maximale de Péligre à Port-au-Prince.

²¹ Au moment de la conception du projet, l'estimation de la section souterraine était basée sur Google Maps. Ce tronçon était estimé à 10 km. La longueur totale définitive est de 9,6 km, information qui a été spécifiée au moment de la construction.

²² Au moment de la conception de l'opération, il a été évalué que 13 familles (vs. 383 ménages en cas de réhabilitation de la ligne souterraine devaient être réhabilitées à 100%) devraient être indemnisées par de nouvelles maisons. Au début de la réhabilitation, une nouvelle option de conception (détaillée dans la section « Objectifs de développement ») a été choisie pour réduire l'impact social et le relogement. Seulement 10 maisons devaient être construites. Ces dernières sont en cours de construction sur un terrain nouvellement acquis par l'EDH financé à travers l'opération. Avant le démarrage de la construction, l'EDH doit trouver le terrain approprié pour le relogement des bénéficiaires des maisons. Cette étape de l'ensemble du processus dure environ 18 mois car la propriété foncière en Haïti est un problème national et bien connu. Lorsque la terre a été identifiée, Haïti a traversé plusieurs confinements en raison de l'insécurité en 2019 et de la pandémie au début de 2020.

²³ Le contrat avec l'entreprise de supervision a débuté en juillet 2016 et devait prendre fin en juillet 2019 (le contrat n'a pas été prolongé). Dix-huit rapports bimensuels ont été élaborés pendant cette période couverte par le contrat. La matrice des résultats n'a pas été actualisée. En février 2019, les travaux ont été suspendus en raison de troubles dans le pays. Après le redémarrage des travaux de construction, l'entreprise n'a pas soumis de rapports tous les deux mois. Cependant, la firme a soumis des rapports mensuels des réunions de coordination techniques.

- 2.29 Objectif spécifique (ii) - *La réduction des pertes de transmission et des coupures d'électricité* est un objectif standard pour les projets de distribution d'énergie, et dans ce cas, il est lié à deux indicateurs de résultats : a) Les pertes totales de puissance correspondant à l'énergie transmise sur la ligne de transmission de Péligre, et b) les pannes d'électricité totales sur la ligne de transmission de Péligre correspondant au marché intérieur de l'électricité.
- 2.30 Les objectifs spécifiques (i) et (ii), comme le montre la figure 3, partagent les mêmes résultats: (a) câble de la ligne de transmission souterraine de 115 kV réhabilité; et (b) un câble de la ligne de transmission souterraine de 115 kV réhabilité.
- 2.31 L'entrepreneur a mis en place tous les réseaux demandés et le projet a été formellement accepté par l'EDH le 22 octobre 2019. La L/T fournissait de l'électricité, comme en témoigne une visite de site de la BID sur la ligne électrique de la S/S de Nouveau Delmas, bien qu'à capacité partielle vu que la production d'électricité par la CHP n'étant pas encore pleinement opérationnelle. Sur la base des informations fournies dans l'évaluation finale soumise par l'organe d'exécution et des déclarations d'infrastructure et d'acceptation, il est conclu que la L/T réhabilitée atteint l'objectif du résultat 1.1. Il est donc conclu que l'opération a atteint avec succès les objectifs spécifiques (i) et (ii). L'obtention des résultats de l'opération dépend entièrement de la réalisation des résultats.
- 2.32 Objectif spécifique (iii) - Minimiser les impacts environnementaux et sociaux. Il y avait un résultat associé à cet objectif «Les personnes relogées conformément au Plan de Réinstallation Définitive». Dans ce cas, la valeur de référence était de zéro et la réalisation était de 70 %, en deçà de l'objectif de 100%.
- 2.33 Les personnes à considérer comme étant affectées par le projet (PAP) ont été évaluées conformément aux politiques de sauvegarde de la BID. Le nombre de PAP pendant la phase de mise en œuvre du Plan de Réinstallation Définitive (PRD) et le nombre identifié lors de la phase de pré-identification ont diminué en raison de : (i) légers ajustements dans la localisation des sections souterraines de la L/T et des changements dans la méthode de mise en œuvre des travaux sur la zone où les câbles souterrains ont présenté moins de cultures affectées que prévu, et (ii) l'adaptation de la méthodologie déployée pour le terrassement des tranchées de la ligne souterraine qui a raccourci la durée des travaux dans la zone, minimisant les impacts sur les activités économiques. Ces ajustements ont fait passer le nombre de PAP de plus de neuf cents personnes à cent. 90 % des PAP identifiées reçoivent une indemnité financière tandis que les 10 % restants sont relogés dans le but de leur fournir une maison neuve et équivalente. Entretemps, les bénéficiaires reçoivent une indemnité semestrielle comme solution de logement temporaire. La construction des maisons n'est pas entièrement achevée au moment du PCR en raison de retards enregistrés au début dans l'identification et l'achat du terrain, et par la suite dans le contrat avec l'entreprise de construction.
- 2.34 En ce qui concerne les risques pour la santé et la sécurité, plusieurs actions ont été prévues dans le plan de construction, le plan de gestion environnementale et sociale (PGES) et le plan de santé et de sécurité (HS). Les questions de santé et de sécurité ont été traitées par la mise en œuvre des mesures spécifiques pendant toute la durée des travaux sur le site, telles que: des réunions régulières organisées par l'entrepreneur avec ses salariés et sous-traitants, des alertes données par les personnes sur le site autour des zones des travaux, des réunions de sécurité quotidiennes sur le site menées par les responsables de la sécurité sur les mesures

spécifiques, les avertissements, les rappels en matière de sécurité, etc., et des réunions d'information sur site avec les communautés avoisinantes sur l'avancement des travaux. Ces plans ont permis d'exécuter les travaux sans accident majeur.

c) Analyse comparative.

- 2.35 D'autres opérations de la BID portant sur la réhabilitation intégrale du réseau ont révélé une réduction des pertes d'électricité résultant de ce type de projets tels qu'en: (i) Guyane (GY-L1037, « Exploitation durable du secteur de l'électricité et amélioration de la qualité des services ») durant lequel une réduction de 46 % des pertes dans les réseaux de basse tension a été obtenue; et (ii) République Dominicaine (DR-L1026, « Projet de réhabilitation du réseau de distribution d'électricité ») où la réhabilitation des lignes de transmission et de distribution a contribué à une diminution du pourcentage de pertes (entre 3 % et 7 %).
- 2.36 La réhabilitation de la L/T de Péligre a contribué à une réduction significative des pertes techniques et du nombre de pannes de courant grâce à la mise à niveau réussie du circuit électrique de la ligne de transmission de Péligre liée à ce projet. Au cours des dernières décennies, la L/T a été déplacée dans les zones urbanisées (autour de Mirebalais) ou remplacée par un câble souterrain (Croix-de-Bouquets à Nouveau Delmas) dans les zones urbanisées.
- 2.37 La fiabilité du réseau de transmission est mesurée en termes de disponibilité du réseau (dépourvu de plusieurs pannes de ligne planifiées et de pannes de ligne imprévues) et des pertes de la ligne de transmission lorsqu'elle est disponible pour l'exploitation^{24,25}. Ainsi, les améliorations du système de transmission augmenteront la capacité du volume de service de la production à la livraison.
- 2.38 Chaque L/T a un maximum qu'elle peut supporter en toute sécurité. Elle est considérée comme congestionnée lorsqu'elle a atteint son maximum; et si elle dépasse sa capacité maximale, elle est considérée comme surchargée et une menace pour la stabilité du système. Selon Hunt (2002), un des principaux facteurs qui affectent la fiabilité d'un réseau de transmission est l'investissement adéquat dans la L/T²⁶.
- 2.39 Ainsi, en réhabilitant le câble de la L/T opérant depuis 40 ans, le projet a directement contribué à au moins trois des résultats obtenus: Capacité de transmission maximale de Péligre à Port-au-Prince, Pertes totales de puissance correspondant à l'énergie transmise sur la ligne de transmission de Péligre et Coupures totales d'électricité sur la ligne de transmission de Péligre correspondant au marché intérieur de l'électricité.

d) Résultats imprévus.

²⁴ Mazer, A. (2007). Planification de l'énergie électrique pour les marchés réglementés et déréglementés, IEEE Press, John Wiley & Sons, États-Unis.

²⁵ Harris, C. (2006). Marchés de l'électricité: tarification, structures et économie, John Wiles & Sons Ltd, Angleterre.

²⁶ Hunt, S. (2002). Faire fonctionner la concurrence dans le secteur de l'électricité, Annexe F : Construire une nouvelle transmission : où, quand et comment, John Wiles & Sons Ltd, New-Jersey, États-Unis.

2.40 La réhabilitation de la L/T contribue à réduire et à empêcher les émissions de gaz à effet de serre (GES) car elle permet à l'électricité produite par la CHP d'être évacuée vers la zone de PAP. La L/T de Péligre permettra également de transporter de l'électricité supplémentaire à partir d'autres sources plus propres et moins chères, telles que le solaire et le gaz naturel, comme prévu actuellement par le GH. Tel qu'indiqué dans le ACA ex ante, le total de l'électricité d'origine hydraulique mise à disposition par la L/T s'élève à environ 76 500 MWh par an. Pour une intensité indicative en CO₂ du secteur électrique de 0,8 tCO₂/MWh, les réductions d'émissions annuelles de GES seront de l'ordre de 60 000 tCO₂eq. On s'attend également à ce que la L/T obtienne des résultats positifs liés à la viabilité financière de l'EDH puisqu'elle: (i) réduit les coûts associés à l'exploitation et à l'entretien; (ii) permet de produire et de transporter de l'électricité moins chère à partir de l'hydroénergie et de l'énergie solaire et du gaz naturel; et (iii) réduit la quantité d'électricité non desservie en raison des pannes d'électricité et de l'exploitation et de l'entretien.

II.3 Efficacité

2.41 Au cours de la phase de conception, le programme a présenté une Analyse Coûts-Avantages (ACA) ex ante pour la ligne de transmission de Péligre. Le tableau 4 présente les résultats de l'analyse.

Tableau 3. Analyse coûts-avantages HA-L1100 et HA-G1030 (ex-ante)

Concept		VAN (US\$) Ex-Ante
AVANTAGES	(1) Diminution des pertes provoquées par la transmission	6 275 327
	(2) Diminution des coupures de courant	3 646 860
	(3) Élimination du risque de panne importante	7 894 949
	(4) Commercialisation de la capacité énergétique supplémentaire	47 787 108
	Sous-total	65 594 244
COUTS	(1) Coûts d'investissement (CAPEX)	26 773 632
	(2) Coûts de fonctionnement (OPEX)	65 161
	Sous-total	26 838 793
VALEUR	VAN (à 12 %)	38 765 451

2.42 À la fin de l'exécution du programme, il n'y avait pas suffisamment d'informations disponibles pour reproduire l'ACA avec une analyse ex post utilisant les données et la base de référence correspondantes²⁷. Par conséquent, l'Analyse Coût-Efficacité (ACE) s'est concentrée sur l'objectif spécifique (i) qui repose sur l'atteinte d'un indicateur de résultat: la capacité maximale de transmission de Péligre à PAP et ses résultats connexes. Les coûts totaux du projet sont présentés dans le tableau 4.

²⁷ Il y avait deux contraintes principales; Premièrement, il n'y a pas de données disponibles pour 2016-2019, en particulier en ce qui concerne les hypothèses formulées dans l'ACA ex ante, qui comprenait la production d'électricité, le nombre de pannes imprévues, la durée des pannes, le flux d'énergie et les données relatives aux pannes majeures. Deuxièmement, la source d'électricité ne fonctionne pas encore à pleine capacité, car la réhabilitation est toujours en cours; ainsi, ils n'ont pas atteint la quantité d'électricité attendue.

Tableau 4. au projet.

								Component Revised Cost 19,682,241.45
1 Component: Investment in Péligre-Nouveau Delmas transmission line -engineering design and								
Output Definition			2015	2016	2017	2018	2019	Cost
1.1	115-kV transmission line cable rehabilitated above ground	P	0.00	934,888.00	1,869,777.00	1,869,777.00	1,869,777.00	6,544,219.00
		P(a)	0.00	934,888.00	3,143,856.72	2,600,777.00	552,416.72	7,340,996.49
		A	0.00	2,118,427.16	1,200,000.00	3,470,152.61	872,798.38	7,661,378.15
1.2	115-kV transmission line cable rehabilitated underground	P	0.00	1,618,077.00	3,236,154.00	3,236,154.00	3,236,154.00	11,326,539.00
		P(a)	0.00	1,618,077.00	4,444,029.00	4,255,375.48	1,412,906.49	12,341,244.96
		A	0.00	3,666,510.52	1,600,000.00	5,661,827.95	1,701,922.81	12,630,261.28

							Component Revised	
							Cost	
2 Component: Resettlement and social-related impact management							716,347.70	
Output Definition			2015	2016	2017	2018	2019	Cost
2.1	Houses relocated or affected by the Project	P	0.00	0.00	288,271.00	288,271.00	288,270.00	864,812.00
		P(a)	0.00	0.00	348,874.00	532,271.00	45,355.55	716,347.70
		A	0.00	42,311.45	240,000.00	388,680.70	3,000.00	673,992.15

								Component Revised Cost 2,501,410.85
3 Component: Supervision, administration and management								
	Output Definition		2015	2016	2017	2018	2019	Cost
3.1	Annual Supervision Plan	P	0.00	142,857.00	285,714.00	285,715.00	285,714.00	1,000,000.00
		P(a)	0.00	142,857.00	637,264.00	350,000.00	1,029,159.79	1,964,783.75
		A	0.00	319,034.02	250,000.00	366,589.94	281,330.07	1,216,954.03
3.2	Bi-monthly Progress Report	P	0.00	148,007.00	148,007.00	148,007.00	148,007.00	592,028.00
		P(a)	0.00	148,007.00	148,007.00	216,007.00	150,000.00	536,627.10
		A	0.00	148,007.00	80,000.00	158,620.10	327,745.29	714,372.39

Other Cost			2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Contingencies		P	0.00	0.00	1,124,134.00	1,124,134.00	1,124,134.00	3,372,402.00
		P(a)	0.00	0.00	1,524,377.18	1,400,134.00	0.00	800,000.00
		A	0.00	0.00	800,000.00	0.00	0.00	800,000.00

Total			2015	2016	2017	2018	2019	Cost
Total Cost		P	0.00	2,843,829.00	6,952,057.00	6,952,058.00	6,952,056.00	23,700,000.00
		P(a)	0.00	2,843,829.00	10,246,407.90	9,354,564.48	3,189,838.55	23,700,000.00
		A	0.00	6,294,290.15	4,170,000.00	10,045,871.30	3,186,796.55	23,696,958.00

Programmes similaires

- 2.43 Dans les projets relatifs à L/T, il est très important de prendre en compte le niveau de tension des lignes, et si le réseau est hors sol ou souterrain. Considérant que HA-L1100 incluait une L/T de 115 kV, une L/T comparable est, de préférence, dans une plage de 100 à 138 kV.
- 2.44 Pour la L/T aérienne, nous avons identifié deux programmes similaires: (1) un au Kenya, inclus dans le projet « Augmentation de l'investissement dans la transmission de courant en Afrique », financé par la Banque Mondiale; et (2) un réseau de transmission en Équateur, financé par son gouvernement. Le tableau 5 présente un résumé des programmes et des principaux aspects considérés pour affirmer qu'ils sont comparables à HA-L1100.

Tableau 5. Informations clés de programmes similaires (LT aérienne)

Projet	Objectif spécifique	Extrants connexes	VA	Mesure Unité	Longueur
P152573-Afrique-Kenya	Réhabilitation de la sous-station associée à Nyahururu-Maralaland au Kenya (2016)	Ligne de 132 kV et Sous-station 1No.757,5 MVA à Marcial	132 kV	km	148 km
Équateur	Réhabilitation du réseau de transmission de Concordia - Pedernales (2019)	Réseau de transmission Concordia - Pedernales	138 kV	km	80 km

- 2.45 Pour les lignes de transmission souterraines, nous avons identifié un programme similaire au Pérou, qui consistait en une ligne de transmission de 220 kV à La Planicie-Industrielles dans le cadre du plan d'investissement 2013-2017 d'Haïti. Le tableau 6 présente les informations clés de ce programme.

Tableau 6. Informations clés provenant de programmes similaires (TL souterraine)

Projet	Objectif spécifique	Produits:	VA	Unité de mesure	Length
Pérou - Ligne de Transmission La Planicie - Industrielles et sous-stations associées	Répondre à la croissance attendue de la demande dans ce domaine en temps opportun et dans des conditions de qualité adéquates (2017)	Ligne de transmission La Planicie - Industrielles	220 kV	km	4,9 km

Comparaison des coûts unitaires.

- 2.46 L'analyse comparative des coûts unitaires est présentée dans le tableau 7. Étant donné que les coûts étaient déjà exprimés en dollars américains non indexés pour les projets de comparaison, afin de rendre les coûts comparables pour les deux extrants (L/T aérienne et souterraines) par rapport à chacune des alternatives, nous avons d'abord diminué les prix en utilisant l'indice des prix à la consommation des États-Unis pour 2016. Nous avons également ajusté la parité de pouvoir d'achat (PPA), puis nous avons actualisé nos coûts et calculé la valeur actuelle nette en 2019 en utilisant un taux d'actualisation de 12 %.

Tableau 7. Ratios coût-efficacité

Pays	Projet	Ligne de transmission	Rapport coût-efficacité (Coût unitaire de 2019 US\$ ajusté par PPA)	Coût de HA-L1100 (alternative)	Conclusions
Aérien					Le coût unitaire de ce produit est inférieur à l'importance du montant payé dans des programmes similaires d'autres pays
Haïti	HA-L1100	1.1 Câble de ligne de transmission aérienne de 115 kV réhabilité	388 235,0		
Kenya	P152573. Sous-station Nyahururu-Maralaland	Ligne de 132kV et .Sous-station 1No 7,5 MVA à Marcial	468 929,61	83 %	
Équateur	Pedernales 138 kV	Pedernales 138 kV	1 017 376,79	38 %	
Souterrain					Le coût unitaire de ce produit est inférieur à l'importance du montant payé dans des programmes similaires d'autres pays
Haïti	HA-L1100	Câble de ligne de transmission souterraine de 115 kV réhabilité	3 764 072,7		
Pérou	La Planicie - Industrielles et les sous-stations associées	Ligne de transmission de 220 kV	15 899 249,4	24 %	

2.47 Comme le montre le tableau 7, en 2019, les coûts unitaires HA-L1100 ajustés par PPA étaient inférieurs aux autres. Dans les projets souterrains, le coût unitaire d'un câble de ligne de transmission par kilomètre en Haïti (388 235,0 \$US) représentait 83 % du coût unitaire du projet au Kenya et 38 % du coût en Équateur. De même, dans les lignes de transmission souterraines, le projet représentait 24 % du coût unitaire du projet au Pérou. Étant donné qu'il n'y a pas de facteurs supplémentaires qui réduisent l'efficacité, nous pouvons affirmer que le projet était plus rentable que les alternatives du point de vue des coûts unitaires. Par conséquent, le note du PCR pour la section Efficacité est Excellent.

Analyse supplémentaire.

2.48 Une comparaison supplémentaire a été faite en utilisant les informations de Levy (2020)²⁸ sur 260 projets de lignes de transmission (souterraines) dans divers niveaux de géographie et de niveaux de tension, y compris l'Asie-Pacifique, l'Europe, l'Amérique latine, l'Amérique du Nord et l'Afrique. Nous avons appliqué la même méthodologie pour les projets ayant des tensions comprises entre 110 et 138 kV, uniquement sans l'ajustement pour le PPA car les coûts fournis sont la moyenne de plusieurs pays.

²⁸ Prélèvement (2020) *El Estado del Arte en Transmisión y Distribución*. BID. Ce document résume l'état de l'art des activités et des équipements de transmission dans le monde, y compris les tendances des pylônes, des conducteurs et des câbles, des isolateurs, des transformateurs de puissance, des disjoncteurs et des réacteurs. Dans la mesure du possible, le document détaille les informations pour LAC (région des l'Amérique Latine et des Caraïbes). Le document est basé sur le Global Electricity Transmission Equipment Market Report, 2018-2027, préparé par Global Transmission Research et publié en décembre 2018.

Tableau 8. Ratio coût-efficacité, comparé à la taxe sur les coûts de référence (2020)

Pays	Projet	Ligne de transmission	Rapport coût-efficacité (US \$ 2019)
Souterrain			
Haïti	HA-L1100	Câble de ligne de transmission souterraine de 115 kV réhabilité	162 440,1 \$
Prélèvement (2020)	110/115/132/138 kV	Min	125 086,7 \$
		Max	229 325,7 \$
		Moyenne	177 206,2 \$

Comme le montre le tableau 8, le coût unitaire HA-L1100 était inférieur à celui des projets de comparaison; ainsi, il était plus rentable que la moyenne des projets inclus dans Levy (2020).

II.4 Durabilité

2.49 Le taux de durabilité globale de l'opération est satisfaisant (3). Ce taux est établi en fonction des facteurs suivants et tel qu'expliqué de manière plus détaillée dans les sections suivantes : (i) faibles exigences en matière de fonctionnement et d'entretien (O&M) pour la L/T; (ii) capacités techniques de l'équipe à l'EDH; et (iii) connaissances et expérience de l'EDH pour aborder les aspects socio-environnementaux, malgré le fait qu'il reste des activités à réaliser conformément au Plan d'indemnisation et de réinstallation.

a. Aspects généraux de la durabilité.

2.50 Les coûts de fonctionnement et d'entretien (O&M) de la ligne de transmission de Péligre sont assumés par l'EDH et devraient être largement inférieurs, compte tenu de son efficacité et de sa fiabilité accrues découlant de la modernisation de la L/T. On s'attend à ce que les frais annuels O&M soient inférieurs à 100 000 US\$ l'an. Selon le rapport final de la firme de supervision et l'évaluation finale soumis par EDH, la L/T respecte toutes les spécifications et normes techniques convenues dans le cadre du contrat entre le GH et la firme du constructeur. Cependant, la L/T n'a pas encore fonctionné à capacité nominale, étant donné que la CHP fonctionne à capacité partielle. Par conséquent, il existe un faible risque que les défauts cachés ne deviennent évidents que lorsque le système fonctionne à pleine charge. Il sera important que l'EDH supervise régulièrement le fonctionnement de la L/T afin de détecter d'éventuels dysfonctionnements puisque la CHP commence progressivement à entrer en fonctionnement à pleine capacité entre novembre 2020 et janvier 2021 et de signaler toute anomalie au constructeur avant l'expiration de la période de garantie en février 2022.

2.51 Les résultats 2.1 et 2.2 concernent les performances techniques de l'investissement, car ses mérites ne pourront s'étendre que si le système électrique de Péligre est bien exploité. La durabilité à long terme des résultats sera garantie par un fonctionnement efficace impliquant des procédures adéquates, des opérateurs qualifiés et des ressources financières. Tel qu'évoqué lors de l'atelier de clôture de l'opération, l'EDH dispose d'une équipe technique responsable de l'O&M de la L/T de haute tension qui a été formée par la firme du constructeur; cependant, il n'y a pas de plan O&M spécifique ni d'équipement

alternatif comme des drones pour l'inspection aérienne afin de superviser l'état physique de la ligne électrique. La BID a demandé la préparation et l'approbation d'un plan O&M par l'EDH. Ce plan servira de base à l'EDH pour bien exploiter et entretenir la L/T, et pour que la BID assure le suivi de deux clauses spéciales d'entretien et de fonctionnement envisagées dans la proposition de subvention: À la demande de la Banque et jusqu'à cinq ans après la date du dernier décaissement : (1) fournir la preuve que l'EDH procède à un entretien et à une exploitation adéquates des installations financées par le programme et que celle-ci a alloué des ressources appropriées à cet effet; et (2) présenter à la Banque des rapports d'entretien sur l'état des travaux et des biens financés par la Banque.

Dispositif de sauvegarde environnementale et sociale.

- 2.52 Le projet a été classé en catégorie B selon les politiques de sauvegarde de la Banque, car les impacts environnementaux et sociaux potentiels résultant de sa mise en œuvre sont localisés et à court terme, et pour lesquels il existe des mesures d'atténuation efficaces. Les politiques applicables sont OP-703, OP-704 et OP-710. L'évaluation globale des risques environnementaux et sociaux lors de l'approbation du programme était «importante».
- 2.53 Conformément aux politiques de sauvegarde de la BID, une analyse environnementale et un rapport de gestion environnementale et sociale ont été préparés lors de la conception de l'opération. Ces documents définissaient les mesures d'atténuation afin de suivre les impacts négatifs et promouvoir les impacts positifs associés au programme. En outre, une évaluation détaillée des personnes et des moyens de subsistance susceptibles d'être affectés par la construction et l'exploitation de la L/T a été réalisée en 2014²⁹. En raison des modifications du tracé de la L/T et de la solution souterraine (principalement le détour autour de Mirebalais), un plan final de dédommagement et de réinstallation a été présenté à la mi-2018, après le début des travaux. Le plan comprenait la construction de nouvelles maisons pour les familles réinstallées.
- 2.54 Le câble souterrain a été tiré à travers des sections de tube modulaires en polyéthylène haute densité (PEHD) avec des chambres de jonction au lieu de canaux ouverts, ce qui a considérablement réduit les nuisances et les pertes économiques pour les personnes et les entreprises avoisinantes et évité la réinstallation physique permanente à grande échelle. Un effort important a été fait à travers des révisions techniques et des visites de sites par l'EDH, le constructeur et le maître d'œuvre, pour sécuriser les travaux de génie civil (fondations des pylônes, plaques d'assise et passage de la rivière) contre les effets des eaux de surface et des instabilités locales des sols. Des mesures anti-érosion comprenant la restauration de la couverture végétale ont été envisagées.
- 2.55 La supervision environnementale et sociale des travaux financés par le programme a été réalisée par un spécialiste engagé par l'UCP/EDH. Les missions effectuées par le superviseur et ESG ont révélé que les consignes en matière de sécurité du travail et de gestion de la couche arable n'étaient pas toujours respectées, notamment lorsque le

²⁹ Référence AECOM.

constructeur n'avait pas de personnel sur place et que les travaux étaient réalisés par des sous-traitants locaux. Bien que certaines améliorations aient été apportées au fil du temps, cela montre que la sensibilisation et l'application de la conformité nécessitaient une surveillance permanente de la part de l'organe d'exécution.

- 2.56 Comme il y a des activités en cours d'exécution conformément au Plan de Compensation et de Réinstallation, tel qu'indiqué dans les sections précédentes, la Banque, à travers l'unité ESG et l'équipe technique, poursuivra la supervision de la mise en œuvre du Plan de Compensation et de Réinstallation dans le cadre de l'opération HA-G1022 .

III. CRITERES NON ESSENTIELS

III.1 Résultats obtenus par la Banque

- 3.1 Les résultats obtenus par la Banque ont été jugés satisfaisants (S) compte tenu des aspects suivants : (i) collaboration étroite entre l'agence d'exécution et la Banque pendant l'exécution du programme; (ii) appui de la Banque à l'agence d'exécution à travers le recrutement de consultants pour soutenir les aspects techniques et socio-environnementaux; (ii) appui à l'examen des principaux contrats et paiements avant non-objection; (iv) participation régulière aux visites de sites; (v) facilitation des réunions pour régler les différends et autres points de désaccord entre l'organe d'exécution et les firmes; et (vi) appui à l'identification de solutions pour faciliter l'application des politiques de garanties de la BID.

III.2 Résultats obtenus par le bénéficiaires

- 3.2 L'organe d'exécution a montré qu'elle avait une bonne connaissance des politiques et procédures de la BID en ce qui concerne les aspects socio-environnementaux et fiduciaires. Cependant, certaines faiblesses ont été observées : (i) sur le suivi adéquat des contrats; (ii) des mécanismes de communication systématiques avec les firmes pour résoudre les conflits et accélérer l'exécution des projets; et (iii) des mécanismes pour rendre compte de l'avancement et de l'état d'exécution des projets. Malgré les lacunes en matière de capacité de l'UCP et de l'EDH pour la gestion de la planification et d'atténuation des risques, la L/T a été mise en œuvre avec succès, les ingénieurs de l'EDH jouant un rôle actif pour guider le processus, présenter des connaissances locales sur le terrain, initier des contacts avec les villageois vivant en milieu rural et les communautés périurbaines et apporter une valeur ajoutée par l'examen des solutions techniques, notamment liées à la construction et à la consolidation des tours de Mirebalais et Morne-à-Cabrit. L'implication de l'EDH, quoique lente, s'est avérée efficace pour piloter le processus et conclure des accords à l'amiable dans un contexte de pays caractérisé par des conflits sociaux et parfois de l'hostilité envers les organisations étrangères. (2) Mobilisation de la connaissance du terrain comme intrant pour la mise au point de solutions techniques, en particulier les fondations de tours près de Mirebalais et Morne-à-Cabrit. (3) Implication de la population pour communiquer le but des travaux, répondre aux demandes de renseignements et gérer les attentes, en particulier vis-à-vis de la sous-traitance de main-d'œuvre non qualifiée. (4) L'EDH a participé à des inspections en usine

dans plusieurs pays de l'UE pour la réception des équipements avant expédition. Compte tenu des capacités limitées évaluées dans le cadre du scénario de référence et de la réalisation efficace des objectifs de l'opération, la performance du bénéficiaire est jugée satisfaisante (S).

IV. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

4.1 Dimension 1 à 5

Conclusions	Recommandations
1. Dimension technique et sectorielle	
Conclusions #1. Les différences entre les politiques de sauvegarde de la Banque et la législation et les pratiques nationales ont entraîné un retard considérable pour consolider la liste des personnes touchées et convenir du type et du niveau d'indemnisation.	Recommandation #1. Une leçon apprise est que les écarts entre les politiques de sauvegarde de la Banque et la législation locale concernant l'indemnisation des personnes affectées doivent être identifiés lors de la conception du projet. Si nécessaire, l'entité d'exécution devrait recevoir une formation sur les politiques de la Banque. Il est recommandé que la Banque assure un suivi étroit au cas où une entité d'exécution n'aurait aucune expérience préalable des opérations de la Banque. De plus, l'institution chargée de la mise en œuvre du processus d'indemnisation en Haïti relève du MEF et non de l'organe d'exécution. Une coordination avec le MEF à un stade précoce de l'exécution et pendant la préparation de tout plan socio-environnemental est fortement recommandée pour éviter les risques de retard par la suite dans l'exécution.
Conclusion #2. Les mécanismes de suivi et d'évaluation n'ont pas été mis en œuvre conformément au plan de suivi et évaluation (S&E). Cette situation a empêché à l'AE d'identifier les retards potentiels dans l'exécution des contrats, d'ajuster les objectifs de la matrice de résultats en conséquence et de collecter des données pour la préparation de l'évaluation finale et de l'analyse coûts-avantages ex post.	Recommandation #2. Recruter un spécialiste du suivi et évaluation dans l'équipe de l'agence d'exécution pour assurer la bonne mise en œuvre du mécanisme de suivi et d'évaluation conformément au plan de suivi et d'évaluation.
2. Dimension organisationnelle et managériale	
Conclusion #3. Les retards enregistrés pendant l'exécution du projet ont démontré la nécessité de faire respecter les conditions spéciales d'exécution pour garantir l'occupation du terrain et le droit de passage avant le début des travaux.	Recommandation #3. Il est recommandé de s'assurer que les conditions sont en place pour démarrer efficacement les activités de construction conformément à la planification.
Conclusion #4. Des changements dans le personnel ont été effectués par le superviseur sans en aviser l'agence d'exécution. Ces changements auraient pu entraîner des retards dans les projets et affecter potentiellement la qualité des travaux.	Recommandation #4. Pour éviter de telles pratiques lors des opérations futures, un mécanisme de contrôle est recommandé pour vérifier que la dotation en personnel corresponde à celle proposée par le fournisseur et que les individus confirment leur disponibilité. Des clauses spécifiques peuvent être formulées pour être incluses dans les contrats respectifs afin d'atténuer ce risque, tandis que les procédures de vérification de la dotation en personnel peuvent être énoncées dans le manuel des opérations du projet.
Conclusion #5. Avenant continu des contrats pour prolonger les délais. Malgré le fait que la plupart des retards sont attribuables aux changements survenus dans la conception de la section souterraine, l'insécurité et les élections présidentielles, d'autres causes liées à la sous-traitance à des firmes non prises en compte dans le contrat et l'envoi d'équipements, auraient pu être empêchés par une meilleure gestion du contrat par la firme de supervision et l'agence d'exécution.	Recommandation #5. Pour empêcher des retards associés à la sous-traitance des travaux et à l'acquisition de matériel et d'équipements, on recommande d'inclure dans les réunions techniques et de coordination mensuelles, les mesures de suivi sur les conditions contractuelles pour la sous-traitance ainsi que les procédures et l'état d'avancement de l'acquisition de matériel et d'équipement. Ceci permettra d'identifier les risques de retard potentiel et les écarts par rapport au contrat ainsi que leurs mesures d'atténuation qui en découlent. Si ces risques avaient été identifiés à l'avance mais non atténués, les modifications de leur contrat connexe auraient pu être considérées comme faisant partie de l'une des autres modifications concernant les retards dus à des

	facteurs externes ou la modification de la portée du contrat. Cela aurait réduit le nombre total d'avenants.
Conclusion #6. La gestion des contrats était un sujet préoccupant dans le cadre de cette opération, puisque l'équipe de la Banque avait du mal à disposer à tout moment d'informations actualisées sur l'état d'avancement de chaque contrat.	<p>Recommandation #6. Une surveillance étroite est donc recommandée pour permettre une analyse continue et détaillée de l'état d'avancement du contrat et des activités clés, surveiller et contrôler le budget disponible. Le suivi comprendra l'évaluation des éventuelles révisions de prix autorisées en vertu des clauses du contrat, à la fois demandées par le fournisseur et résultant de changements de taux de change. L'impact des modifications sur la portée des travaux et le temps de traitement total doit être dûment reconnu et quantifié, permettant une planification et un contrôle proactifs de l'ensemble du processus.</p> <p>Recommandation #7. Une leçon apprise est que les contrats avec les fournisseurs doivent être révisés et modifiés dès que des changements surviennent dans les activités stipulées. Cela permet d'identifier rapidement les pénuries budgétaires potentielles et d'aider à la supervision et à la résiliation des contrats.</p>
3. Dimension des procédures publiques et des acteurs	
Conclusions #7. L'exécution du projet a mis en évidence la demande légitime des communautés locales de participer aux travaux de construction, en particulier la main-d'œuvre non qualifiée pour les travaux de génie civil.	Recommandation #8. Il est recommandé de concevoir un mécanisme permettant aux ouvriers locaux de générer des revenus et d'améliorer l'acceptation des travaux, mais sans compromettre la qualité et les responsabilités de l'entrepreneur.
4. Dimension financière	
Conclusions #8. L'opération a prouvé qu'un environnement neutre contribue à régler les désaccords entre l'agence d'exécution et les parties contractantes de manière plus amiable et rapide, en ce qui concerne notamment les litiges se rapportant au différends au niveau des coûts, du calendrier de paiement et des activités en cours pour une résiliation satisfaisante du contrat.	Recommandation #9 La Banque peut jouer un rôle en facilitant cet espace qui peut être considéré comme une bonne pratique.