

Bahman Kashi

Founder - Economist; Adjunct Lecturer
Limestone Analytics: Queen's University

Jay Mackinnon

Economiste
Limestone Analytics

Juan Belt

Economiste Senior
Limestone Analytics

Nicolas Allien

Conseiller en énergie renouvelable et efficacité énergétique
Ministère du travail public, du transport et de la communication

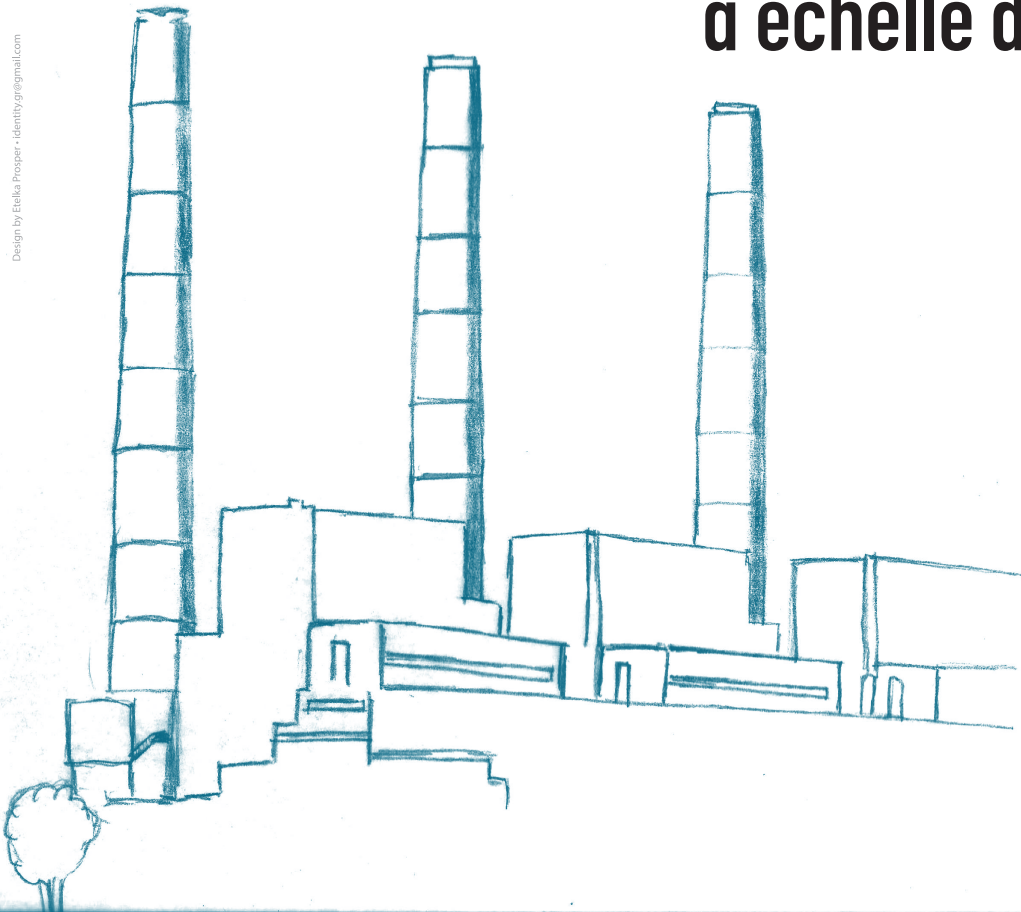
Bénaël Jean-Louis

Superviseur d'études et de recherche
Direction marketing, Société Générale Haïtienne de Banque, S.A.
(SOGEBANK)

Analyse des coûts et des avantages

Comparaison des technologies de production d'énergie thermique à échelle de grille en Haïti

Design by Etelka Prosper - identity@gmail.com



Comparaison des technologies de production d'énergie thermique à échelle de grille en Haïti

Haïti Priorise

Bahman Kashi

*Founder - Economist; Adjunct Lecturer
Limestone Analytics: Queen's University*

Jay Mackinnon

*Economiste
Limestone Analytics*

Juan Belt

*Economiste Senior
Limestone Analytics*

Nicolas Allien

*Conseiller en énergie renouvelable et efficacité énergétique
Ministère du travail public, du transport et de la communication*

Version préliminaire de travail en date du 20 Avril, 2017.

Traduit de l'anglais par Phillipe Morel, traducteur professionnel

© 2017 Copenhagen Consensus Center

info@copenhagenconsensus.com

www.copenhagenconsensus.com

Cet ouvrage a été produit dans le cadre du projet Haïti Priorise.

Ce projet est entrepris avec le soutien financier du gouvernement du Canada. Les opinions et interprétations contenues dans cette publication sont celles de l'auteur et ne reflètent pas nécessairement celles du gouvernement du Canada.

Canada

Certains droits réservés



Cet ouvrage est disponible sous la licence internationale Creative Commons Attribution 4.0 ([CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)). Selon les termes de la licence Creative Commons Attribution, vous êtes libre de copier, distribuer, transmettre et adapter ce travail, y compris à des fins commerciales, dans les conditions suivantes :

Attribution

Veillez citer l'ouvrage comme suit : #NOM DE L'AUTEUR#, #TITRE DU RAPPORT#, Haïti Priorise, Copenhagen Consensus Center, 2017. Licence : Creative Commons Attribution CC BY 4.0.

Contenu d'un tiers

Copenhagen Consensus Center ne possède pas nécessairement chaque élément du contenu figurant dans l'ouvrage. Si vous souhaitez réutiliser un élément de l'ouvrage, il est de votre responsabilité de déterminer si l'autorisation est nécessaire pour cette réutilisation et d'obtenir l'autorisation du détenteur des droits d'auteur. Par exemple les tableaux, les illustrations ou les images font partie de ces éléments mais ne s'y limitent pas.

Résumé théorique

Dans cette étude, nous essayons de quantifier les coûts et les avantages de l'installation de nouvelles capacités de production d'électricité en Haïti à l'aide de générateurs thermiques à charbon, au gaz naturel et à mazout avec des niveaux d'efficacité différents. Nous considérons les coûts et les avantages par rapport à un scénario contrefactuel dans lequel l'électricité est achetée auprès des producteurs énergétiques indépendants (PEI) consommateur de diesel au tarif actuel des contrats d'achat d'électricité (CAE). Les avantages de l'installation de la capacité de production thermique viennent donc sous la forme d'économies de coûts pour la compagnie distributrice d'électricité d'Haïti, ainsi que, dans certains cas, d'émissions de dioxyde de carbone réduites pour le monde. Les coûts sont présentés en tant que coûts moyens annuels en capital, d'exploitation et de maintenance associés à l'installation et à l'exploitation d'un mégawatt (MW) de capacité de production à l'échelle du réseau, ainsi qu'à des émissions accrues de dioxyde de carbone dans certains cas. Nous considérons la sensibilité des estimations du ratio avantage-coût (RAC) aux variations du taux d'actualisation, du coût du carburant et du facteur de capacité pour chaque technologie. Nous considérons différents scénarios pour l'utilisation du carburant, chacun d'entre eux permettant des changements dans les coûts des intrants, le taux de chaleur et les émissions de carbone, en raison de l'incertitude quant à l'avenir du marché du gaz naturel dans les Caraïbes.

Abréviations dans ce rapport

CCA – Cycle Combiné Avancé

TCA – Turbine de Combustion Avancée

RCA – Ratio Coûts-Avantages

CCC – Cycle Combiné Conventionnel

TCC – Turbine à Combustion Conventionnelle

CO2 – Dioxyde de carbone

EDH – Electricité d'Haïti

PIB – Produit Intérieur Brut

GDH – Gouvernement d'Haïti

OING –Organisation Internationale Non-Gouvernementale

PEI – Producteur Énergétique Indépendant

IRENA –Agence internationale pour les énergies renouvelables

kWh – Kilowatt Heure

GNL – Gaz Naturel Liquéfié

BMD – Banque Multilatérale de Développement

MW – Mégawatt

MWh – Mégawatt Heure

GN – Gaz Naturel

E&E – Exploitation et Entretien

CAE – Contrat d'Achat d'Electricité

USD – Dollar américain

Résumé politique

Aperçu et contexte

Haïti est le pays le plus pauvre des Amériques et l'un des plus pauvres au monde, avec un PIB par habitant de seulement 818,3 USD en 2015 (Banque mondiale, 2017). Parmi les nombreuses difficultés qui coïncident avec une telle pauvreté, on constate un réseau électrique gravement sous-développé et sous-entretenu. La consommation d'électricité par habitant en Haïti est nettement inférieure à celle des autres pays des Caraïbes, et ne représente que deux pour cent de celle de la République dominicaine voisine (Banque mondiale, 2015, p.5). Seulement 35% des Haïtiens ont accès à l'électricité par des réseaux électriques. Dans les régions rurales, ce chiffre est de 11% (Banque mondiale, 2015). Les Haïtiens qui ont accès à l'électricité font face à des pannes fréquentes et ne peuvent accéder au courant que pendant certaines heures du jour.

Les problèmes économiques d'Haïti sont directement liés à des problèmes dans le secteur de l'énergie. Alors qu'une économie nationale faible contribue au mauvais état du secteur de l'énergie, le manque d'électricité disponible peut entraver le développement économique de manière similaire, ce qui crée une situation sans issue qui peut nécessiter une intervention extérieure pour y remédier. Le manque d'approvisionnement en électricité fiable est cité par les propriétaires d'entreprises comme la principale contrainte pour le développement du secteur privé (Banque mondiale, 2015, p.5). Il ne fait aucun doute que l'amélioration du marché de l'électricité est une étape clé en vue d'améliorer l'économie d'Haïti et l'aide sociale pour les citoyens.

Dans ce document, nous considérons les avantages et les coûts possibles qui pourraient être associés à l'augmentation de la capacité de production d'Haïti en ayant recours soit au charbon, à une turbine à combustion classique, une turbine à combustion avancée, aux générateurs thermiques à cycle combiné conventionnel et à cycle combiné avancé. Il existe de nombreux problèmes avec le réseau électrique d'Haïti, et notamment son manque de connectivité et des niveaux de perte commerciale et technique élevés, en partie dû au vieillissement et au délabrement des infrastructures. Pour ces raisons, nous choisissons d'examiner les coûts

marginaux et les avantages de l'ajout d'un MW de capacité supplémentaire pour chaque technologie.

Considérations relatives à la mise en œuvre

Les coûts principaux liés à l'ajout de capacité de production thermique au réseau sont (i) les coûts du capital, et (ii) les coûts d'exploitation et d'entretien (E&E), qui, pour les générateurs thermiques, correspondent principalement au coût du carburant. Il est important de considérer les sources potentielles de carburant disponibles pour Haïti et les facteurs potentiels qui pourraient avoir une forte incidence sur leurs prix. Le gaz naturel n'est toujours pas facilement accessible en Haïti, mais il est possible que, à l'avenir, une infrastructure puisse être construite pour développer un tel marché. Pour l'instant, les combustibles liquides sont la principale source de combustible pour la production d'électricité en Haïti.

L'installation de la capacité de production thermique supplémentaire pourrait générer plus d'avantages que de coûts, selon les hypothèses intégrées dans notre modèle. Bien que la capacité d'Electricité d'Haïti (EDH) à investir dans une capacité de production à long terme soit discutable en raison de ses pratiques financièrement non-viables, notre analyse montre que des projets d'énergie thermique peuvent, dans certains contextes, générer des avantages économiques nets positifs.

Le succès de nos interventions proposées serait mesuré par les coûts qu'elles permettent d'économiser à EDH et les réductions des émissions de dioxyde de carbone par rapport à des formes alternatives, plausibles, de production d'électricité. Le recours à des indicateurs compliqués ne devrait pas s'avérer nécessaire pour attester du succès de notre intervention au-delà du coût annuel moyen du projet et de la quantité d'électricité déployée dans le réseau. Le succès du projet sera manifeste de par la diminution du coût de l'électricité par kWh par rapport aux prix des PEI.

Ces interventions pourraient être mises en œuvre par EDH, ou par des PEI. Cependant, les finances d'EDH sont plutôt en mauvais état, ce qui limite leur capacité à financer de bons projets. La gestion des investissements publics d'Haïti est également menée de manière inefficace, et nous devons donc peut-être nous orienter vers des acteurs à l'extérieur du pays pour contribuer au

financement (Banque mondiale, 2015, p.2). Les projets électriques pourraient représenter des opportunités potentielles de partenariat avec les banques multilatérales de développement (BMD), les agences de développement, les philanthropes ou d'autres OING.

Les technologies que nous considérons ont une durée de vie prévue d'environ 25 ans selon les estimations de l'EIA (2017, p.4). Ainsi, les coûts et les avantages du projet sont soumis à un certain degré d'incertitude. Deux des principaux paramètres sur lesquels s'appuie notre analyse sont les coûts actuels des technologies thermiques (à la fois leur coût en capital et leurs coûts d'exploitation et d'entretien), ainsi que les prix CAE actuels. Les deux sont sujets à une modification de la durée de vie de toute capacité de production installée. La volatilité du pétrole aura une incidence sur le prix CAE de l'électricité ainsi que sur les coûts d'exploitation associés à nos interventions. Nos résultats sont en corrélation avec la quantité d'énergie effectivement déployée dans le réseau. En raison des différentes sources d'incertitude, nous effectuons une analyse pour observer comment les avantages et les coûts calculés avec notre modèle sont influencés par les modifications apportées aux intrants.

Les technologies de production d'énergie thermique centralisée peuvent produire de l'électricité peu coûteuse, mais elles sont également responsables de l'émission de dioxyde de carbone (CO₂), un gaz à effet de serre qui contribue au changement climatique mondial. Bien qu'il y ait des coûts sociaux associés aux émissions de CO₂, ces coûts devraient être évalués par rapport aux avantages de la production. De toute évidence, l'un des avantages pourrait être une électricité moins chère, auquel cas nous pouvons imaginer une sorte de compromis entre les préoccupations environnementales et l'énergie peu coûteuse. Cependant, il est également possible que l'accroissement de la production d'énergie thermique centralisée mène en réalité à une diminution nette des émissions de CO₂, par rapport aux technologies qui seraient utilisées pour produire de l'électricité en son absence. Les émissions des PEI consommateurs de diesel sont probablement quelque-part entre la technologie thermique la plus propre (CCA) et la plus sale dont nous disposons (charbon).

Il existe des risques inévitables associés à l'accroissement de la capacité de production, tels que le risque de catastrophes naturelles qui pourraient endommager le capital installé, les risques associés à la volatilité des prix du carburant ou les risques associés à un système politique instable.

Si EDH maintient le niveau actuel de pertes techniques et commerciales, la faisabilité financière des interventions pourrait également être remise en cause. Investir dans la capacité de production d'électricité thermique est financièrement risqué, mais cela peut s'avérer néanmoins moins risqué que des alternatives comme l'énergie solaire ou éolienne dans la mesure où un pourcentage important du coût n'est pas irrécupérables. Dans un pays aussi instable qu'Haïti, les technologies de production avec des coûts d'investissement plus faibles peuvent être attrayantes pour les investisseurs.

Justification de l'intervention

Il existe deux principaux avantages qui pourraient découler de l'investissement dans la production d'énergie thermique. Le premier est l'économie de coûts. Ces économies pourraient contribuer à une meilleure viabilité financière d'EDH ou à améliorer l'approvisionnement en électricité des consommateurs. L'autre avantage de produire de l'électricité à l'aide d'une centrale thermique réside dans le fait que, dans certains cas, cela se traduit par une réduction nette des émissions de dioxyde de carbone par rapport à des solutions alternatives plausibles. Les PEI produisent actuellement de l'énergie en brûlant du gasoil ou d'autres combustibles fossiles, dont la combustion produit du dioxyde de carbone (CO₂), un gaz à effet de serre nocif qui contribue au changement climatique mondial. Bien que la production thermique produise également du CO₂, la quantité émise peut s'avérer bien inférieure à celle qui aurait été produite alternativement en raison de niveaux d'efficacité plus élevés. Ainsi, en produisant de l'électricité en utilisant les technologies que nous proposons, les producteurs d'électricité pourraient, dans certains cas, fournir de l'électricité moins coûteuse et plus propre que celle actuellement achetée auprès des PEI.

Les principaux bénéficiaires des interventions que nous proposons sont les consommateurs et les producteurs d'énergie sur le marché des CAE, en raison d'une variation dans la courbe de la demande. Le reste du monde pourrait également en bénéficier de par la réduction des émissions de carbone en raison du recours à des méthodes de production plus efficaces que les PEI actuels.

Nous ne considérons pas les changements éventuels en termes de surplus du consommateur qui pourraient résulter indirectement de l'amélioration de l'approvisionnement en électricité, mais

plutôt la valeur de l'électricité nouvellement disponible au prix du marché facturée par les PEI. Cela suppose que les marchés des CAE ne soient pas restrictifs, ce qui n'est peut-être pas le cas. Toutefois, cela garantit que nos estimations sont prudentes et défendables. Nous ne considérons pas non plus les avantages de la croissance économique, un processus qui nécessitera probablement l'élargissement des capacités électriques des réseaux électriques d'Haïti. Alors que l'électricité est une condition préalable indéniable à la croissance économique, nous hésitons à attribuer des avantages distincts à l'élargissement marginale de la capacité de production. La croissance est également un défi à intégrer dans notre modèle sans double comptage, car à bien des égards, la croissance économique résulte d'un meilleur accès à l'électricité, dont nous incluons déjà la valeur dans notre analyse.

Dans le tableau 1, nous fournissons un résumé des coûts et des bénéfices des quatre technologies selon nos hypothèses de référence. L'éventail des coûts et bénéfices possibles découlant de chaque intervention pour différents scénarios est large et nous découragerons les lecteurs de sortir ces valeurs de leur contexte. Le scénario de base qui donne lieu aux estimations du tableau 1 suppose que les générateurs non-charbon utiliseront du mazout lourd (HFO) en raison d'un approvisionnement limité en gaz naturel en Haïti. Le coût des intrants, les taux de chaleur et les émissions de carbone reflètent tous ces hypothèses.

Tableau 1 - Sommaire des coûts et avantages des interventions proposées (USD 2017)

Technologie	Bénéfices (USD)	Coûts (USD)	RAC	Qualité de la preuve
Charbon	1 265 119,20	644,534.06	1,96	Moyen
TCC	1 265 119,20	780 099,46	1,62	Moyen
TCA	1 265 119,20	684 409,89	1,85	Moyen
CCC	1 268 747,210	530 161,01	2,39	Moyen
CCA	1 271 010,898	500 136,25	2,54	Moyen

Remarques : tous les chiffres supposent un taux d'actualisation de 5% et l'utilisation de HFO (mazout lourd) ou de charbon.

1. INTRO	1
2. CONTEXTE	1
LE PAYS LE PLUS PAUVRE DE L'HÉMISSPHÈRE OCCIDENTAL.....	1
CATASTROPHES NATURELLES	2
L'ÉLECTRICITÉ EN HAÏTI	2
LE POTENTIEL DE LA GÉNÉRATION THERMIQUE	3
3. THÉORIE	5
LES BÉNÉFICES D'AMÉLIORER L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE EN HAÏTI	5
FACTEUR DE CAPACITÉ ET DISTRIBUTION.....	6
4. CALCUL DES COÛTS ET AVANTAGES.....	7
AVANTAGES, COÛTS ET PARTIES PRENANTES	7
COÛTS.....	9
BÉNÉFICES.....	11
<i>Valeur de l'électricité livrée aux consommateurs</i>	<i>11</i>
<i>Bénéfices nets, ratios coût-avantage et analyse de sensibilité</i>	<i>13</i>
<i>Autres scénarios pour l'utilisation de carburants</i>	<i>18</i>
5. CONCLUSION	20
6. RÉFÉRENCES	23

1. Intro

Dans cette étude, nous évaluons les coûts et les avantages de l'ajout d'un montant marginal d'électricité thermique centralisée à l'infrastructure électrique d'Haïti.

Cette étude est rédigée dans le cadre du projet Haïti Priorise, une initiative visant à « identifier, analyser et prioriser les interventions qui généreront un meilleur bénéfice par dollar dépensé, contribuant ainsi à faire évoluer Haïti vers un avenir à long terme plus prospère » (CCC, 2017). Haïti Priorise devrait, en théorie, permettre de comparer une gamme d'interventions potentielles en fonction de leurs ratios avantage-coût (RAC). En classant les interventions en fonction de leurs RAC, Haïti Priorise peut fournir certaines orientations aux acteurs souhaitant financer le développement haïtien afin que ceux-ci puissent investir leur argent de manière plus efficace.

Les auteurs ont travaillé sur quatre études dans le cadre de ce projet, qui partagent les mêmes hypothèses et le même niveau d'analyse. Nous encourageons les lecteurs à se référer à toutes ces études lorsqu'ils considèrent leurs options d'investissement sur le marché haïtien de l'électricité. Ces études abordent les sujets suivants :

1. Comparaison des technologies de production d'énergie renouvelable centralisée en Haïti
2. Comparaison des technologies de production d'énergie thermique centralisée en Haïti
3. L'électricité fournie potentielle à l'aide de réseaux isolés en Haïti
4. Le potentiel de réformation des institutions électriques en Haïti

2. Contexte

Le pays le plus pauvre de l'hémisphère occidental

Haïti est l'un des pays les plus pauvres du monde et a montré peu de signes d'amélioration au cours des dernières décennies. La croissance du PIB en Haïti était en moyenne de 1,2% par an entre 1971 et 2013, par rapport à la moyenne de l'Amérique latine et des Caraïbes (ALC) pendant cette période qui s'établissait à 3,5% (Banque mondiale, 2015, p.4). Lorsque nous prenons en compte la croissance de la population, la situation est encore pire. Le PIB par habitant d'Haïti a diminué en moyenne de 0,7% par an entre 1971 et 2013, (Banque mondiale, 2015, p. 4). Bien

qu'une grande partie du monde en développement ait connu une croissance rapide au cours des années suivant la Seconde Guerre mondiale, Haïti a clairement été laissée pour compte. Selon la Banque mondiale (2015, p.1), 59% des Haïtiens sont considérés comme « pauvres », ce qui signifie qu'ils vivent avec moins de 2 dollars par jour (PPA en USD de 2005), 24% sont considérés comme « extrêmement pauvres », c'est-à-dire qu'ils vivent avec moins de 1,25 dollars par jour (PPA en USD de 2005).

Catastrophes naturelles

Ce qui explique en partie les raisons pour lesquelles Haïti a connu autant de difficultés économiques dans un passé récent peut être attribué aux nombreuses catastrophes naturelles. Haïti a subi 137 catastrophes naturelles entre 1971 et 2014. Par conséquent, Haïti a perdu environ 180% de son PIB et plus de 2% de sa population actuelle a perdu la vie (Banque mondiale, 2015, p.22). Par rapport à ses voisins, Haïti semble avoir été à la fois plus exposé et plus vulnérable aux catastrophes naturelles. Entre 1971 et 2014, Haïti a subi plus de deux fois plus d'inondations et trois fois plus de sécheresse que la République dominicaine (Banque mondiale, 2015, p.22).

Le pire catastrophe Haïtienne est survenue au cours de la dernière décennie. En 2008, les tempêtes tropicales et les ouragans ont entraîné une perte estimative de 15% du PIB ainsi que de nombreux décès (Banque mondiale, 2015, p.21). Toutefois, ceci n'est rien en comparaison aux dommages causés par le séisme de 2010. On estime que le séisme du 12 janvier 2010 a tué plus de 200 000 personnes et a détruit l'équivalent de 120% du PIB annuel d'Haïti (Banque mondiale, 2015, p.15). Cette catastrophe naturelle sans précédent a contribué à déstabiliser encore davantage un pays dont l'économie avait déjà du mal à croître. Le tremblement de terre a détruit des routes, des écoles, des hôpitaux, des lignes de transport et encore davantage de l'infrastructure essentielle à l'économie haïtienne.

L'électricité en Haïti

La conjoncture économique d'Haïti influe sur son marché de l'électricité défectueux, et vice versa. Seulement 35% des haïtiens ont accès à l'électricité au moyen de réseaux. Dans les régions rurales, ce chiffre est de 11% (Banque mondiale, 2015). La consommation par habitant d'électricité en

Haïti est nettement inférieure à celle des autres pays des Caraïbes et ne représente que deux pour cent de la République dominicaine voisine (Banque mondiale, 2015, p.5).

L'incapacité d'accéder à l'électricité a de sérieuses implications pour tous les Haïtiens, mais elle est particulièrement néfaste pour les entreprises commerciales et industrielles. Le manque d'approvisionnement fiable en électricité est cité par les propriétaires d'entreprises comme la principale contrainte pour le développement du secteur privé (Banque mondiale, 2015, p.5). Les entreprises en Haïti sont également confrontées aux coûts d'électricité parmi les plus élevés de la région, ce qui rend difficile leur fonctionnement concurrentiel. Les ménages souffrent également du manque d'électricité disponible et sont forcés d'adopter des stratégies d'adaptation telles que l'utilisation de petits générateurs diesel pour alimenter les appareils ménagers, ou brûler de l'huile de kérosène pour la lumière. Ces Haïtiens qui ont accès à l'électricité par le biais de réseaux font face à des pénuries, et on estime que ceux qui ont des raccordements profitent seulement de l'électricité pendant 5 à 9 heures par jour (Worldwatch Institute, 2014, p.26).

Le secteur de l'électricité en Haïti est également un lourd fardeau financier pour l'économie haïtienne. EDH nécessite un transfert qui coûte en moyenne 200 millions USD chaque année pour couvrir les coûts d'exploitation. Cela correspond à 10% du budget national ou 2% du PIB (Banque mondiale, 2015, p.68). Les pertes financières significatives d'EDH sont en partie attribuables à des pertes commerciales et techniques élevées dans le réseau électrique qui empêchent EDH de collecter des recettes. Si EDH pouvait réduire suffisamment les pertes techniques et améliorer la collecte des paiements pour l'électricité consommée, il est très raisonnable de penser qu'elle pourrait fonctionner de manière plus durable sur le plan financier. La réforme d'EDH pourrait contribuer à ce que toutes les autres interventions à la fois sur l'offre et de la demande du marché de l'électricité en Haïti soient plus réalisables.

Le potentiel de la génération thermique

Une des options pour améliorer l'approvisionnement d'électricité en Haïti réside dans l'installation d'une capacité de production thermique supplémentaire. L'énergie thermique est générée lorsque des combustibles sont brûlés. Cette énergie peut ensuite être convertie en énergie mécanique, qui peut ensuite être utilisée pour produire de l'électricité. Cette méthode de production

d'électricité peut être simple et rentable (en fonction de la disponibilité locale du carburant), mais elle peut également contribuer de manière substantielle à la pollution et aux émissions de gaz à effet de serre. Les coûts des émissions doivent être pris en considération, mais ils doivent être évalués par rapport au potentiel d'énergie peu coûteuse qui est une condition préalable essentielle au développement économique d'Haïti. Les coûts des émissions de carbone devraient être comparés aux avantages de l'électricité produite lors de l'évaluation de toute technologie de combustion.

Les types de combustibles utilisés dans les générateurs thermiques comprennent le charbon, le gaz naturel et un certain nombre de différents types d'hydrocarbures, tels que l'essence, le diesel ou le mazout lourd (HFO). Dans un pays comme Haïti, l'accès à certains carburants tel que le gaz naturel peut être limité ou très coûteux. Pour Haïti, l'importation de grandes quantités de gaz naturel nécessiterait des investissements substantiels dans un terminal spécialisé pour lequel les coûts d'investissement initiaux seraient importants. Bien qu'il y ait eu certains progrès à cet égard, comme le projet du Terminal de regazéification de Maurice Bonnefil LNG à Port Au Prince, qui disposera de 15 000 mètres cubes de capacité de stockage, des investissements importants seraient nécessaires pour sécuriser une chaîne d'approvisionnement à grande échelle pour le gaz naturel en dehors de Port au Prince. Toutefois, l'investissement peut être viable. Un rapport de la BID (2014) a suggéré qu'un marché pourrait être établi dans les Caraïbes et que le gaz naturel abordable pourrait être distribué avec un bénéfice économique net. Nous considérons un tel scénario comme un ajout à notre modèle, mais considérons un scénario de référence où le gaz naturel n'est pas disponible et les générateurs remplacent le gaz naturel par du mazout lourd ('HFO).

Il convient de préciser en termes clairs que « résoudre » les problèmes d'énergie en Haïti sera extrêmement difficile et que, simplement parce qu'une intervention a des bénéfices nets potentiels élevés ne signifie pas que ces bénéfices puissent être concrétisés sans autres considérations. Cette étude traite des bénéfices possibles de l'introduction de sources d'énergie thermique supplémentaire à la capacité de production d'électricité en Haïti, ce qui nous paraît considérable. Toutefois, nous sommes d'avis que toute intervention qui contribuerait à augmenter

la capacité de production du marché de l'électricité en Haïti devrait idéalement être précédée de réformes institutionnelles. Des pertes techniques et commerciales élevées réduisent considérablement l'impact d'une nouvelle production, et le système de tarification inefficace mis en place par EDH qui fausse les facteurs du marché signifie que les entreprises et les consommateurs peuvent ne pas avoir accès aux bénéfices d'un approvisionnement en électricité amélioré. Nous avons analysé les effets possibles des réformes du réseau électrique haïtien dans une autre étude pour Haïti Priorise, et nous encourageons toute personne concernée par l'amélioration du marché de l'électricité en Haïti de considérer nos recommandations dans cette étude.

3. Théorie

Les bénéfices d'améliorer l'approvisionnement électrique en Haïti

Dans notre analyse, nous supposons qu'EDH, le service public d'électricité d'Haïti (ou un autre acteur servant la même fonction) produira de l'électricité pour le réseau par la combustion de charbon, de gaz naturel ou de pétrole. Bien que l'analyse microéconomique de base nous indique qu'un changement dans la courbe de l'offre entraînerait théoriquement une variation du prix payé par les consommateurs, cette théorie n'est généralement pertinente que pour des marchés compétitifs en équilibre. Les prix de l'électricité en Haïti sont établis à l'échelle nationale et n'ont pas changé depuis 2009. Ainsi, nous choisissons d'omettre les conséquences pour les consommateurs d'une modification du coût de l'approvisionnement en énergie et de nous concentrer plutôt sur la réduction des coûts payés par le producteur d'électricité.

Dans notre modèle, nous supposons que le coût de la production électrique dans le scénario contrefactuel serait égal au prix moyen actuellement payé aux PEI par le biais de CAE. Ainsi, le bénéfice de l'électricité nouvellement produite équivaut à la valeur qu'EDH la paie dans ce qui s'approche le plus d'un marché de notre point de vue. Il convient de noter que les distorsions du marché pourraient faire de ce prix une représentation de valeur sans équilibre. Cependant, le recours à des prix CAE devrait nous donner une estimation prudente des bénéfices. C'est un élément que nous considérons important pour un exercice tel que celui d'Haïti Priorise.

Facteur de capacité et distribution

Un concept central dans notre compréhension des bénéfices engendrés par la production thermique est la notion de facteur de capacité. Le facteur de capacité est une mesure de la quantité d'électricité produite par une source d'énergie par rapport à sa production potentielle. Les technologies de production d'électricité thermique devraient pouvoir générer une puissance de production relativement constante, à l'exception de certains temps d'arrêt aux fins de maintenance.

Dans le cas des sources de production renouvelables telles que l'énergie éolienne et solaire, l'intermittence de l'approvisionnement donne lieu à des cas où la technologie est produite mais l'énergie ne peut pas être distribuée dans le système. Ceci est souvent dû aux limites du système pour absorber l'excès ou le manque de demande en approvisionnement à ce moment-là. Les sources thermiques abordées ici sont légèrement différentes. Les petits systèmes thermiques tels que les transformateurs de courant (CT) et les générateurs diesel sont très flexibles, et peuvent être activés et désactivés selon les besoins du système. Les systèmes plus vastes avec un cycle de vapeur, comme le CC et le charbon, doivent fonctionner la plupart du temps car ils ont des périodes de refroidissement et de chaleur longues et coûteuses. Dans ces deux cas, l'offre n'est pas intermittente. Les technologies telles que le charbon sont souvent positionnées pour produire l'électricité de base : le volume d'électricité exigé en tout temps. Par conséquent, des tests de distribution ne sont pas effectués pour ces technologies, mais la sensibilité des résultats n'est testée que par rapport au facteur de capacité, ce qui est une question de planification plutôt qu'une source de risque.

Le facteur de capacité intègre notre modèle en tant que simple multiplicateur pour chaque technologie qui convertit la quantité totale d'électricité qu'un générateur de 1 MW pourrait produire en une année, s'il fonctionne sans interruption (8760 MWh), par rapport à la production prévue planifiée dans le réseau électrique. Nos estimations des facteurs de capacité proviennent de l'EIA (2017) et représentent les moyennes américaines. Cependant, nous réhaussons le facteur de capacité pour certaines technologies qui sont habituellement utilisées pour satisfaire uniquement les pics de charge en Amérique (turbines à combustion à cycle non-combiné) ; il est

courant d'observer l'utilisation de technologies telles que la turbine à gaz ou même diesel pour satisfaire la production de base des réseaux relativement plus petits.

Il est possible que le facteur de capacité soit encore plus élevé que celui indiqué dans notre modèle. Dans notre modèle, nous considérons les bénéfices marginaux d'un MW supplémentaire de capacité. Étant donné qu'Haïti connaît un niveau élevé de demande excédentaire, il semble peu probable que l'offre excédentaire soit un problème à la marge. Même en considérant ces arguments, le modèle que nous avons construit comprend différents scénarios pour le facteur de capacité et peut nous indiquer comment les coûts et les bénéfices changent en réponse à des facteurs de capacité plus ou moins élevés.

4. Calcul des coûts et avantages

Avantages, coûts et parties prenantes

Les sections suivantes expliqueront comment nous avons évalué les coûts et les avantages relatifs à l'intégration de différentes technologies d'énergie thermique. Cependant, avant d'expliquer nos calculs des coûts et des avantages, il convient de définir les parties prenantes que nous avons inclus dans notre modèle.

La première des deux principales parties prenantes que nous considérons dans notre modèle se nomme le « Partenariat ». Le Partenariat est le groupe d'acteurs responsables du financement, de la mise en œuvre et de la gestion de l'intervention. Il pourrait être limité à EDH, ou à un autre producteur d'énergie agissant de manière indépendante, ou pourrait inclure un donateur, un philanthrope, une BMD, etc. Nous considérons cette partie prenante comme le principal bénéficiaire de l'amélioration de l'approvisionnement en électricité et le principal payeur des coûts associés à la production. Le Partenariat est censé accumuler des bénéfices et des coûts pour Haïti, mais nous pouvons également envisager un cas de figure où les donateurs étrangers transfèrent les coûts des acteurs haïtiens à des acteurs d'ailleurs.

L'autre partie prenante que nous considérons se nomme « Tous les pays ». Cette partie prenante est composée d'autres personnes sur terre qui bénéficient d'une réduction des émissions de CO₂. Bien que cela inclue les Haïtiens, le pourcentage de la population mondiale composée d'Haïtiens

est relativement faible, et nous considérons donc plus informatifs de distinguer ces avantages de ceux que nous appliquons à Haïti.

Tableau 2 - Avantages, coûts et parties prenantes

	Parties prenantes			
	Monde			
	Haïti		Tous les Pays	Total
	Partenariat	Total		
Avantages				
Valeur de l'électricité distribuée	X	X		X
Réduction des émissions de carbone			X	X
Coûts				
Dépenses en capital	X	X		X
Coûts d'exploitation	X	X		X
Augmentation des émissions de carbone			X	X

Dans le tableau 2, nous présentons les parties prenantes de notre modèle et les coûts et avantages que nous leur attribuons. Notez que le partenariat assume les coûts et les avantages de la production d'électricité, mais les avantages (ou les coûts) des émissions de CO2 réduites (augmentées) sont attribués à Tous les pays.

Notre modèle calcule les coûts et les avantages qui relèvent à la fois du Partenariat et de la communauté mondiale qui bénéficie d'une réduction nette des émissions de carbone. Ce modèle est configuré pour refléter la valeur économique du point de vue d'Haïti en tant que pays et ensuite du monde entier. Si les avantages nets pour Haïti sont positifs, cela signifie qu'il est possible de trouver un mécanisme de financement pour mettre en œuvre et exploiter l'intervention de manière financièrement durable. Néanmoins, la recommandation et la

comparaison de mécanismes de financement alternatifs dépassent le cadre de cette étude. Pour mener une telle analyse, il est important d'inclure le transfert entre les différents partenaires. Ces transferts pourraient inclure les subventions versées sur le carburant, le prix CAE payé aux PEI, le prix facturé aux consommateurs et le taux d'intérêt versé aux financiers, entre autres.

Coûts

Dans notre modèle, nous considérons deux principales sources de coûts : le coût annualisé du capital et le coût annuel des opérations et de maintenance.

Le coût annualisé du capital est calculé en prenant le coût d'installation moyen par MW de capacité pour une technologie de production donnée et en répartissant les coûts pendant la durée de vie de l'actif. Nous incluons les coûts de financement du projet pour obtenir des coûts annuels égaux. Les coûts annualisés du capital pour les quatre interventions sont présentés dans le tableau 3. Les coûts en capital proviennent de l'EIA (2017). Étant donné que les coûts sont basés sur des données américaines, il existe une certaine incertitude quant à la pertinence pour Haïti. Il convient de noter que le taux d'intérêt de financement est le même que le taux d'actualisation dans ces calculs, puisque l'objectif principal d'Haïti Priorise est de déterminer les coûts et avantages économiques. En ce qui concerne le financement du projet, il est probable que le taux d'intérêt sera différent selon les acteurs concernés.

Tableau 3 - Coûts en capital du thermique centralisé (USD 2017)

Technologie	Coûts par MW (USD 2017)	Durée de vie (Années)	Coût annualisé (USD 2017)		
			@ 3%	@ 5%	@ 12%
Charbon	3 246 000 \$	25	186 410 \$	230 311 \$	413 864 \$
TCC	973 000 \$	25	55 877 \$	69 036 \$	124 057 \$
TCA	676 000 \$	25	38 821 \$	47 963 \$	86 189 \$
CCC	917 000 \$	25	52 661 \$	65 063 \$	116 917 \$
CCA	1 023 000 \$	25	58 748 \$	72 584 \$	130 432 \$

Source : EIA US (2017)

Le coût des opérations et de la maintenance correspond aux coûts associés pour s'assurer que la capacité de production installée puisse continuer à fonctionner pendant toute sa durée de vie. Il comprend les coûts de main-d'œuvre, les coûts de réparation et les coûts de remplacement des pièces. Dans le cas des technologies thermiques dont nous discutons, cela inclurait également les coûts du carburant. Notre modèle considère les coûts fixes d'E&E (les coûts engagés, même si aucune énergie n'est produite), ainsi que les coûts variables d'E&E (les coûts associés à chaque MWh supplémentaire produit). Nous multiplions les coûts fixes d'E&E par la capacité totale (qui dans ce cas est standardisée à 1 MW), et nous multiplions les coûts variables d'E&E par la quantité d'électricité produite dans une année. Ces calculs sont présentés pour les quatre technologies dans le tableau 4.

Nous considérons trois scénarios pour les prix dans notre analyse. Le premier utilise les estimations de l'EIA (2017a) pour les coûts variables d'E&E, qui sont pertinents pour les États-Unis. Ces estimations supposent que les générateurs non-charbon brûleront du gaz naturel. En Haïti cependant, il n'y aura pas le même accès aux carburants ou au gaz naturel qu'aux États-Unis. Le scénario deux considère les mêmes types de combustibles utilisés, mais prend en compte des

estimations des prix du gaz naturel en Haïti de la BID (2014) qui considère les investissements à grande échelle des installations de GNL dans les Caraïbes. Les prix du charbon dans le scénario 2 sont tirés de l'EIA (2017b), puis ont doublé pour tenir compte de l'expédition du charbon en Haïti. Le doublement du prix du charbon équivaut à un taux de fret d'un peu moins d'un centime par tonne de mille, en supposant que le charbon est expédié des États-Unis. Le scénario de base utilisé pour la majorité de notre analyse suppose les mêmes coûts pour le charbon en Haïti, mais suppose que les Haïtiens brûleront des mazouts lourds (HFO) au lieu du gaz naturel dans les générateurs non-charbon. Les prix des HFO proviennent de l'EIA (2017b) et reflètent les taux de chaleur les plus bas observés par l'EIA (2017a).

Tableau 4 - Coûts d'exploitation et d'entretien (E&E) du réseau thermique

Technologie	E&E fixe /MW (USD 2017)	E&E Variable par MWh (USD 2017)			E&E total par an pour le scénario 3 (USD 2017)
		Scénario 1 (GN/Charbon US)	Scénario 2 (GN/Charbon Haïti)	Scénario de base (HFO/Charbon Haïti)	
Charbon	37 800,00 \$	4,47 \$	49,39 \$	49,39 \$	414,222,38 \$
TCC	7 340,00 \$	15,45 \$	130,37 \$	91,26 \$	702 857,64 \$
TCA	7 040,00 \$	10,37 \$	117,16 \$	82,01 \$	632 049,83 \$
CCC	13 170,00 \$	3,60 \$	84,71 \$	59,30 \$	465 097,60 \$
CCA	15 370,00 \$	3,27 \$	77,26 \$	54,08 \$	427 551,89 \$

Source : US EIA (2017a), US EIA (2017b)

Bénéfices

Valeur de l'électricité livrée aux consommateurs

Le premier bénéfice que nous attribuons à notre intervention est celui de la valeur de l'électricité produite pour le partenariat. Nous évaluons ce bénéfice en utilisant le prix moyen de l'électricité s'il avait été acheté par le biais d'un CAE qui, en août 2016, était de 0,166 USD/kWh selon Thys (2017). Le calcul des bénéfices de l'électricité se fait simplement en prenant en compte l'électricité totale produite par la capacité installée pour une technologie donnée que l'on multiplie par le prix

CAE. Nous utilisons des facteurs de capacité de 87%, qui se trouve dans l'étude de US EIA (2017) comme estimation pour la production de la charge de base. Les données américaines ont suggéré que les turbines à combustion (TCC et TCA) avaient généralement un facteur de capacité plus faible, puisqu'elles n'étaient généralement utilisées que pour satisfaire le pic de demande. Toutefois, en considérant les ajouts marginaux par rapport au mix énergétique d'Haïti, il semble probable que toute nouvelle production générerait des bénéfices optimaux grâce à une utilisation possible optimale et serait ainsi similaire à la production de base. Les systèmes qui utilisent des technologies telles qu'un TC pour ne servir que le pic de demande dépendent souvent du nucléaire, de l'hydroélectricité et du charbon pour la charge de base, ce qui n'est guère le cas pour Haïti. Nous examinerons toutefois les impacts des changements à travers ces hypothèses dans notre analyse de sensibilité. Les bénéfices de l'électricité produite sont présentés dans le tableau 5.

Tableau 5 - Bénéfices de l'électricité générée par le thermique centralisé

Technologie	Facteur de capacité	Électricité produite prévue par MW de capacité (MWh / Année)	Valeur annuelle de la production (USD 2017)
Charbon	87%	7 621,20	1 295 604,00 \$
TCC	87%	7 621,20	1 295 604,00 \$
TCA	87%	7 621,20	1 295 604,00 \$
CCC	87%	7 621,20	1 295 604,00 \$
CCA	87%	7 621,20	1 295 604,00 \$

Sources : US EIA (2017a), Thys (2017)

Le deuxième bénéfice (potentiel) est la réduction des émissions de carbone. Nous calculons ce bénéfice en utilisant les estimations des émissions de CO₂ par kWh des générateurs diesel, qui seraient d'après nos suppositions, dans certains cas, remplacés par une électricité produite plus efficacement de par nos interventions. En multipliant les émissions annuelles réduites par le coût social du carbone, nous obtenons l'impact annuel de notre intervention sur l'environnement. Les

valeurs des coûts sociaux du carbone à différents taux d'actualisation proviennent de Tol (2011), qui sont les mêmes estimations utilisées par tous les membres du projet Haïti Priorise pour assurer la comparabilité.

Les valeurs annuelles de CO2 réduites sont indiquées dans le tableau 6. Nous avons estimé celle-ci en prenant en compte la teneur en carbone des carburants provenant de l'EIA US (2016). Ces valeurs sont calculées en utilisant le scénario de base qui suppose le recours à des mazouts lourds (HFO).

Tableau 6 - Coûts et avantages de la modification des émissions de carbone résultant du thermique centralisé (USD 2017)

Technologie	Tonnes prévues de CO2 par MWh produit	Modification annuelle de la valeur du dioxyde de carbone par rapport à l'analyse contrefactuelle		
		@ 3% (22,9 USD/Tonne)	@ 5% (5,18 USD/Tonne)	@ 12% (0 USD/Tonne)
Charbon	0,839	(16 606,76) \$	(3 756,46) \$	\$ 0
TCC	0,952	(36 273,42) \$	(8 205,08) \$	\$ 0
TCA	0,855	(19 434,96) \$	(4 396,20) \$	\$ 0
CCC	0,652	16 038,89 \$	3 628,01 \$	\$ 0
CCA	0,595	26 046,31 \$	5 891,70 \$	\$ 0

Sources : Tol (2011) ; US EIA (2016)

Bénéfices nets, ratios coût-avantage et analyse de sensibilité

L'objectif de Haïti Priorise est de classer les interventions en fonction de leurs ratios avantage-coût. Le rapport avantage-coût prend en compte tous les avantages économiques de l'intervention et les divise par les coûts. Cela devrait, en théorie, nous donner une idée générale de la quantité produite pour chaque dollar de coût. Par exemple, un ratio avantage-coût d'une valeur de un signifierait que pour chaque dollar de coût, un dollar d'avantages est généré. Les

ratios avantages-coûts supérieurs à un signifient qu'une intervention génère plus d'avantages que de coûts. Les ratios avantages-coûts inférieurs à un suggère le contraire.

Si toutes les interventions étaient analysées correctement et si toutes les interventions étaient réalisables à une échelle appropriée, un donateur aux ressources limitées, qui considérerait toutes les parties prenantes sur un pied d'égalité, maximiserait (théoriquement) l'impact de son argent en finançant des interventions avec les meilleurs ratios avantage-coût. Néanmoins, dans la pratique, toutes les interventions n'auront pas été analysées de la même façon, et toutes les interventions ne seront pas réalisables à différentes échelles. Il est également important de se rappeler que la façon dont les coûts et les avantages sont distribués aux parties prenantes est une préoccupation pour la plupart des gens, de sorte qu'un ratio avantage-coûts général peut ne pas constituer un moyen suffisant de prioriser les interventions. Surtout dans le cas des projets énergétiques, les coûts et les avantages seront très contextuels, et il existe de nombreuses limites à considérer simplement un RAC moyen. Nous avons tenté d'estimer les avantages de façon prudente afin de ne pas survendre d'éventuelles interventions potentiellement néfastes. Nos estimations des ratios avantage-coût économiques de chaque intervention, en utilisant 3 taux d'actualisation différents, sont listées dans le tableau 7. Ces estimations s'appuient sur les hypothèses de base de la tarification sur le marché américain et l'utilisation de mazout lourd (HFO) pour toutes les technologies, à l'exception du charbon.

Tableau 7 - Ratio coût-avantage économique pour le récapitulatif des hypothèses de référence (point de vue global)

Technologie	RCA @ 3%	RCA @ 5%	RCA @ 12%
Charbon	2,05	1,95	1,53
TCC	1,59	1,62	1,53
TCA	1,83	1,85	1,76
CCC	2,47	2,39	2,17
CCA	2,66	2,54	2,27

Les ratios avantage-coût économiques comprennent les coûts et les avantages appliqués à toutes les parties prenantes, et notamment le partenariat en Haïti et les bénéficiaires à travers le monde qui profitent de la réduction des émissions de CO₂. Nous affichons les mêmes estimations, mais du point de vue cette fois du Partenariat/Haïti dans le tableau 8.

Tableau 8 - Résumé des ratios coût-avantage pour les hypothèses de base (du point de vue d'Haïti)

Technologie	RCA @ 3%	RCA @ 5%	RCA @ 12%
Charbon	2,11	1,96	1,53
TCC	1,67	1,64	1,53
TCA	1,89	1,86	1,76
CCC	2,44	2,39	2,17
CCA	2,60	2,53	2,27

Les ratios avantage-coût présentés dans le tableau 7 et le tableau 8 suggèrent que les technologies de production thermique peuvent constituer un bon investissement pour Haïti et le monde. Le

charbon semble générer un bon ratio avantage-coût pour des facteurs d'actualisation plus faibles, mais le RAC diminue de façon significative à mesure que le facteur d'actualisation augmente, probablement en raison du coût élevé en capital fixe du charbon. Pour tous les facteurs d'actualisation utilisés dans ce modèle, le cycle combiné avancé semble être un meilleur placement que le charbon, en raison d'une proportion plus élevée de coûts liés au fonctionnement et à l'entretien plutôt qu'aux dépenses en capital. Les générateurs à cycle combiné fonctionnent mieux dans notre analyse que les turbines à combustion conventionnelles, mais cela s'explique en partie par le fait que toutes les technologies sont supposées fournir la charge de base, bien que cela pourrait changer à mesure que nous modifions les hypothèses concernant le facteur de capacité.

Ces résultats sont basés sur des hypothèses concernant le facteur de capacité des technologies de production thermique, les coûts de la capacité installée et les taux d'actualisation. Tout cela peut s'avérer extrêmement spécifique au contexte et nous devrions donc considérer les implications des changements possibles dans la valeur des intrants du modèle.

Tout d'abord, considérons l'impact des facteurs de capacité sur nos résultats. Dans nos hypothèses de base, les générateurs produisaient de l'électricité pour le réseau 87% du temps. Cependant, nous pouvons imaginer des scénarios où l'offre d'électricité d'un réseau excède la demande, ou lorsque des inefficacités attribuables aux infrastructures vieillissantes rendent impossible la distribution de certains volumes d'électricité dans le réseau. Si la capacité des énergies renouvelables intermittentes est suffisamment installée, et si elles reçoivent une priorité de distribution, cela pourrait entraver la capacité des centrales thermiques du réseau à distribuer toute l'électricité qu'elles auraient pu, potentiellement, produire. Dans le tableau 9, nous présentons des estimations que nous obtenons de notre modèle pour différents niveaux de production, en supposant un taux d'actualisation de 5% et en supposant le scénario de base où le mazout lourd (HFO) est brûlé au lieu du gaz naturel.

Tableau 9 - Sensibilité du ratio coût-avantage économique au facteur de capacité (5% de taux d'actualisation)

Technologie	Facteur de capacité			
	21,75%	43,5%	65,25%	87%
Charbon	0,87	1,38	1,72	1,95
TCC	1,25	1,48	1,57	1,62
TCA	1,49	1,71	1,80	1,85
CCC	1,66	2,09	2,28	2,39
CCA	1,66	2,16	2,40	2,54

Remarque : Tous les chiffres supposent un taux d'actualisation de 5%

Les résultats du tableau 9 montrent comment un facteur de capacité plus faible rend les ratios coût-avantage des technologies avec des coûts d'investissement inférieurs plus attrayants, même si des niveaux d'efficacité inférieurs augmentent leurs coûts de fonctionnement. Notez que lorsque le facteur de capacité diminue de moitié par rapport à notre hypothèse de base, le charbon devient l'option la moins attrayante. Surtout dans un endroit aussi vulnérable aux catastrophes naturelles et aux turbulences politiques qu'Haïti, il pourrait être en fait possible d'imaginer une centrale électrique générant une fraction de sa production potentielle au cours de sa vie. Si un ouragan ou un tremblement de terre devait endommager une installation de production avant la fin de sa durée de vie prévue, nous pourrions nous attendre à ce que l'électricité moyenne distribuée soit bien en deçà de sa production potentielle dans un scénario plus idéal.

Considérons également les implications d'un prix CAE plus élevé, ce qui pourrait se produire dans le cas d'un choc pétrolier ou en raison d'un risque financier perçu plus élevé de la part des PEI. Une telle augmentation rehausserait la valeur relative de l'électricité générée par d'autres sources. Dans le tableau 10, nous montrons comment le RAC économique serait affecté pour tenir compte des différents prix de l'électricité, en utilisant un taux d'actualisation de 5%.

Tableau 10 - Sensibilité du RAC économique par rapport à la valeur de l'électricité distribuée (5% de taux d'actualisation)

Technologie	Valeur de l'électricité (USD 2017 / kWh)			
	0,150 \$	0,166 \$	0,180 \$	0,200 \$
Charbon	1,76	1,95	2,12	2,35
TCC	1,47	1,62	1,76	1,95
TCA	1,67	1,85	2,00	2,23
CCC	2,16	2,39	2,59	2,88
CCA	2,30	2,54	2,75	3,06

Remarque : toutes les estimations supposent un taux d'actualisation de 5%

Le tableau 10 montre comment la valeur de la production thermique augmente avec le prix de l'électricité vendu sur le marché. Haïti bénéficie actuellement des tarifs préférentiels du pétrole du Venezuela par le biais du programme Petrocaribe, mais une chute des prix mondiaux du pétrole pourrait exercer une pression sur la capacité du Venezuela à subventionner les exportations de pétrole. Si Haïti est confronté à un pic important dans le prix du pétrole observé, le gaz naturel ou le charbon pourrait paraître relativement plus attractif. D'une certaine façon, l'utilisation des mazouts lourds (HFO) comme combustible dans les générateurs augmente la vulnérabilité d'Haïti aux fluctuations des prix mondiaux du pétrole, alors que l'utilisation du charbon ou du gaz naturel pourrait prévenir une telle situation. Il est important de mentionner que le classement des technologies ne change pas en raison des fluctuations des prix CAE actuels, car ils produisent tous les mêmes résultats.

Autres scénarios pour l'utilisation de carburants

Nous sommes également intéressés par les avantages et les coûts associés à l'utilisation de différents carburants. Haïti est un pays insulaire qui aurait besoin d'importer du gaz naturel via un pipeline sous-marin ou via des bateaux d'autres pays. Ils pourraient également choisir de substituer les carburants à base de pétrole tels que les fiouls lourds (HFO) à la place, bien que ces carburants ne permettent pas aux générateurs de fonctionner efficacement. Dans le tableau 11,

nous considérons trois scénarios. Le premier suppose que le gaz naturel et le charbon peuvent être achetés aux tarifs américains et s'appuie donc sur les coûts moyens variables d'E&E de l'EIA (2017) pour toutes les technologies. Le scénario deux suppose également l'utilisation du gaz naturel et du charbon, mais suggère que les prix en Haïti varieraient considérablement. Le prix du gaz naturel provient des estimations de la BID (2014) relatives aux prix à l'importation en Haïti, qui comprennent les coûts moyens des investissements à grande échelle dans les infrastructures pour importer du gaz naturel. Les prix du charbon proviennent des données sur les prix d'exportation moyens du charbon de mars 2017 du site Web de l'EIA. Le troisième scénario a été utilisé jusqu'à présent comme notre point de comparaison, et suppose que les générateurs non-charbon utiliseront du mazout lourd (HFO) comme source de carburant. Nous supposons que les tarifs de mazout lourd seront à peu près les mêmes que les moyennes mondiales obtenues de l'EIA et que les prix du charbon sont les mêmes que pour le scénario 2. Dans le troisième scénario, nous modifions également le taux de chaleur et les émissions de carbone pour refléter le recours à des mazouts lourds au lieu du gaz naturel.

Tableau 11 - Ratios avantage-coût pour trois scénarios d'utilisation de carburant (point de vue mondial)

Technologie	Scénario 1 : prix du charbon domestique américain et du GN	Scénario 2 : Importation de charbon et tarifs du GN en Haïti	Scénario 3 : Importation de charbon et tarifs du mazout lourd en Haïti
Charbon	4,14	1,95	1,95
TCC	6,55	1,19	1,62
TCA	9,51	1,34	1,85
CCC	12,11	1,77	2,39
CCA	11,35	1,89	2,54

Remarque : toutes les estimations supposent un taux d'actualisation de 5%

D'abord, considérons le scénario 1 comme un point de référence. S'il était possible d'accéder au gaz naturel et au charbon aux prix moyens des États-Unis, les générateurs fonctionnant au gaz naturel sont des moyens incroyablement rentables de produire de l'électricité. Le charbon semble relativement inintéressant, même lorsque comparé au générateur le moins efficace. Toutefois, ce scénario n'est pas susceptible d'être pertinent pour Haïti dans un avenir proche. Le scénario deux considère les mêmes carburants, mais en utilisant des prix qui s'apparentent plus à leurs prix estimés si Haïti devait investir dans des infrastructures pour l'importation de gaz naturel liquide, tel que calculé dans l'étude de la BID (2014). Dans ce scénario, la production de charbon semble beaucoup plus attrayante, en raison de coûts du carburant beaucoup plus bas que les générateurs au gaz naturel. Le scénario trois, qui prend en compte les prix du mazout lourd (HFO), a pour effet de rendre les technologies non-charbon plus attrayantes que dans le scénario deux, mais pas plus attrayantes que le charbon. Étant donné que les scénarios deux et trois semblent pertinents pour Haïti, on peut en déduire que le charbon pourrait être la méthode la plus réalisable de production d'électricité thermique bon marché.

5. Conclusion

En général, nos estimations semblent supposer que la production d'électricité thermique produirait des avantages qui dépassent les coûts, selon un certain nombre d'hypothèses différentes. Le charbon se caractérise par des coûts d'investissement élevés et des coûts d'exploitation relativement faibles, ce qui signifie qu'il dégage des avantages optimaux lorsqu'il est utilisé autant que possible (c.-à-d. que le facteur de capacité est élevé) et lorsque les taux d'actualisation sont faibles. Les générateurs de gaz naturel ou de combustibles liquides sont caractérisés par des coûts d'investissement relativement faibles, mais des coûts d'exploitation plus élevés associés au carburant signifient qu'ils peuvent s'avérer une meilleure option que le charbon dans des scénarios où les générateurs ne fonctionnent pas 24 heures sur 24 (c.-à-d. des facteurs de capacité faibles) ou lorsque les coûts d'investissement (taux d'actualisation) sont plus élevés. Les générateurs à moindre efficacité (TCC ou TCA) pourraient s'avérer des investissements plus appropriés à l'avenir lorsque les charges de pointe et de base deviennent plus différenciées. Néanmoins, pour l'instant, toute l'électricité produite sera probablement considérée comme une

charge de base, et nous accorderons donc une priorité aux investissements dans les technologies les plus efficaces. Les projets énergétiques sont complexes et les coûts et les avantages peuvent varier considérablement selon les différents contextes. Lorsque l'on envisage d'investir dans une augmentation de la capacité de production, quelle qu'elle soit, des études de faisabilité spécifiques au site beaucoup plus rigoureuses que notre rapport seront essentielles.

Nos principaux points à retenir pour les décideurs politiques :

1. Les technologies d'énergie thermique pourraient potentiellement aider à produire de l'électricité moins chère que celle actuellement achetée auprès des PEI.
2. Sur la base des hypothèses de notre modèle, la production au charbon semble moins rentable qu'avec les combustibles liquides comme les mazouts lourds (HFO).
3. Bien que les générateurs à cycle combiné aient un coût en capital plus élevé que les autres technologies de production non-charbon, ils sont également les plus rentables. Et bien que cela pourrait changer une fois que la demande de base est satisfaite et que le pic de demande devient une préoccupation plus urgente, nous considérons que l'investissement dans les générateurs à cycle combiné est une première étape logique vers l'amélioration de la capacité de production d'électricité en Haïti.

Tableau 12 - Récapitulatif des énergies renouvelables centralisées avec les hypothèses de base
(USD 2017)

Technologie	Taux d'actualisation	Avantages (USD/MW)	Coûts (USD/MW)	Ratio avantage-coût (Global)	Qualité de la preuve
Charbon	3%	1 265 119,20 \$	617 240,02 \$	2,05	Moyen
	5%	1 265 119,20 \$	648 290,52 \$	1,91	
	12%	1 265 119,20 \$	828 087,28 \$	1,53	
TCC	3%	1 265 119,20 \$	795 008,38 \$	1,59	Moyen
	5%	1 265 119,20 \$	780 099,46 \$	1,62	
	12%	1 265 119,20 \$	826 915,11 \$	1,53	
TCA	3%	1 265 119,20 \$	690 306,03 \$	1,83	Moyen
	5%	1 265 119,20 \$	684 409,89 \$	1,85	
	12%	1 265 119,20 \$	718 239,81 \$	1,76	
CCC	3%	1 281 158,09 \$	517 758,96 \$	2,47	Moyen
	5%	1 268 747,21 \$	530 161,01 \$	2,39	
	12%	1 265 119,20 \$	582 015,07 \$	2,17	
CCA	3%	1 291 165,51 \$	486 300,60 \$	2,66	Moyen
	5%	1 271 010,90 \$	500 136,25 \$	2,54	
	12%	1 265 119,20 \$	557 984,36 \$	2,27	

6. Références

- Aguirre, J., 2014. Impact of Rural Electrification on Education: A Case Study from Peru. Research Center, Universidad del Pacifico (Peru) and Department of Economics 1–18.
- Allien, N., 2016. Interview with EDH.
- Anonymous, 2017. IPP PPA Prices per kWh.
- Anonymous, 2016. Interview with a Doctor.
- Bloomberg New Energy Finance, World Energy Council, 2013. World Energy Perspective : Cost of Energy Technologies.
- Blum, N., Wakeling, R., Schmidt, T., 2013. Rural electrification through village grids - Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia.
- Brown, N.L., 1978. Solar Energy for Village Development.
- Chen, S.X., Gooi, H.B., Wang, M., 2012. Sizing of energy storage for microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid 3, 142–151.
- Costa, P.M., Matos, M.A., 2006. Economic analysis of microgrids including reliability aspects, in: Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006. PMAPS 2006. International Conference on. IEEE, pp. 1–8.
- Di Bella, C.G., Norton, L.D., Ntamatungiro, J., Ogawa, S., Samake, I., Santoro, M., 2015. Energy Subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and Policy Challenges. (Subventions énergétiques en Amérique latine et dans les Caraïbes: bilan et défis politiques.)
- Earth Spark International, 2016. Les Anglais Micro-Grid Factsheet.
- EarthSpark International, 2015 Scaling Sustainable Energy for All: EarthSpark International and the Case for Micro-Grid Infrastructure.
- Energy and Security Group, 2016. Haitian Solar Powered Microgrid Potential: Town Ranking Report
- EPRI, 2003. Costs of Utility Distributed Generators, 1-10 MW: Twenty-Four Case Studies.
- ESMAP, 2002. Rural Electrification and Development in the Philippines: Measuring the Social and Economic Benefits.
- Foroudastan, S.D., Dees, O., 2006. Solar Power and Sustainability in Developing Countries.

Golumbeau, R., Barnes, D., 2013. Connection Charges and Electricity Access in Sub-Saharan Africa.

Government of Haiti, Department of Public Works, Transportation and Communication, 2015. SREP Investment Plan for Haiti.

Greacen, C., Engel, R., Quetchenbach, T., 2013. A Guidebook on Grid Interconnection and Islanded Operation of Mini-Grid Power Systems Up to 200 kW. .

Hutton, G., Rehfuess, E., others, 2006. Guidelines for conducting cost-benefit analysis of household energy and health interventions, in: Guidelines for Conducting Cost-Benefit Analysis of Household Energy and Health Interventions. OMS.

Inter-American Development Bank. Natural Gas in the Caribbean: Feasibility Studies (Final Report I and II).

IRENA, 2016a. The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.

IRENA, 2016b. Solar PV in Africa: Costs and Markets.

IRENA, 2015a. Renewable Power Generation Costs in 2014.

IRENA, 2015b. Renewable Energy in Hybrid Mini-Grids and Isolated Grids: Economic Benefits and Business Cases.

IRENA, 2015c. Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook.

IRENA, 2012a. Renewable Energy Technologies Cost Analysis Series: Hydro.

IRENA, 2012b. Renewable Energy Technologies Cost Analysis Series: Solar Photovoltaics.

IRENA, IEA-ETSAP, 2013. CSP Technology Brief.

Ishigaki, Y., Kimura, Y., Matsusue, I., 2014. Optimal Energy Management System for Isolated Micro Grids.

Kashi, B., 2015. Risk management and the stated investment costs by independent power producers. *Energy Economics* 49, 660–668.

Kurtz, J., Saur, G., Ainscough, C., 2014. Backup Power Cost of Ownership Analysis and Incumbent Technology Comparison.

Larocque, A., 2014. Comprehensive Planning for Electric Power Supply in Haiti – Regulatory, Institutional & Tariff Report.

Larocque, A., Nadeau, D., Landry, M., 2014. Comprehensive Planning for Electric Power Supply in Haiti - Expansion of the Supply for Electricity Generation.

Lenin Balza, Christiaan Gischler, Nils Janson, Sebastian Miller, Potential for Energy Storage in Combination with Renewable Energy in Latin America and the Caribbean.

Lucky, M., Auth, K., Ochs, A., Fu-Berteaux, X., Weber, M., Konold, M., Lu, J., 2014. Haiti Sustainable Energy Roadmap.

Machala, M., 2011. Kerosene Lamps vs. Solar Lanterns. Stanford University.

McMannus, R., 2015. Interview with Rachel McMannus.

Mills, E., 2003. Technical and Economic Performance Analysis of Kerosene Lamps and Alternative Approaches to Illumination in Developing Countries.

Nicolas Allien, 2017. 100 kW diesel Quote.

NREL, 2014. Distributed Solar PV for Electricity System Resiliency.

Paul L. Joskow, 2011. Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies.

Pauschert, D., 2009. Study of Equipment Prices in the Power Sector.

Perkins Engines Company Limited, 2012. 400 Series 404D-22G ElectropaK.

Perkins Engines Company Limited, 2007. Perkins 1104D-E44TAG ElectropaK.

Rangarajan, K., Guggenberger, J., 2011. Cost Analysis of Renewable Energy-Based Microgrids for Rural Energy Management, in: IIE Annual Conference. Proceedings. Institute of Industrial Engineers-Publisher, p. 1.

Rao, N.D., Agarwal, A., Wood, D., 2016. Impacts of Small Scale Electricity Systems: A Study of Rural Communities in India and Nepal.

Singh, R.J., Barton-Dock, M., 2015. Haiti: Towards a New Narrative (Systematic Country Diagnostic).

Smith, K.R., Rogers, J., Cowlin, S.C., 2005. Household fuels and ill-health in developing countries: what improvements can be brought by LP gas? World LP Gas Association Paris, France.

Squires, T., 2015. The Impact of Access to Electricity on Education: Evidence from Honduras.

Staton, D.M., Harding, M.H., 1998. Health and Environmental Effects of Cooking Stove Use in Developing Countries.

The World Bank, 2017. Haiti Overview [WWW Document]. URL <http://www.worldbank.org/en/country/haiti/overview> (accessed 3.13.17).

The World Factbook — Central Intelligence Agency [WWW Document], 2017 URL <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2004rank.html> (accessed 3.15.17).

Thys, P.K., 2017. Interview with Pierre Kénol Thys, IDB Energy Specialist.

Tol, R.S.J., 2011. The Social Cost of Carbon.

UNdata Country Profile Haiti [WWW Document], 2017. URL <http://data.un.org/CountryProfile.aspx?crName=haiti> (accessed 3.13.17).

U.S. Energy Information Administration (US EIA), 2017a. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2017.

United States Energy Information Administration (US EIA), 2017b. Short-Term Energy Outlook Data Browser - March 2017.

United States Energy Information Administration (US EIA), 2016. Carbon Dioxide Emissions Coefficients.

Verner, D., Egset, W., 2007. Social Resilience and State Fragility in Haiti. World Bank Publications.

Wärtsilä, Marine Solutions, 2016. Wärtsilä 46F Product Guide.

Wilson, M., Jones, J.B., Audinet, P., 2010. Benefits of Electrification.

World Bank, 2017. Data on Statistical Capacity: SCI Dashboard [WWW Document]. URL <http://datatopics.worldbank.org/statisticalcapacity/SCIdashboard.aspx> (accessed 3.13.17).

World Bank, 2008. The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits. The World Bank.

Zhang, J., Smith, K.R., 2007. Household air pollution from coal and biomass fuels in China: measurements, health impacts, and interventions. *Environmental Health Perspectives* 848–855.

Haïti fait face à des défis de développement économique et social parmi les plus importants au monde. Malgré un afflux d'aide à la suite du tremblement de terre de 2010, la croissance et le progrès continuent d'être minimums, au mieux. Avec autant d'acteurs et un large éventail de défis allant de la sécurité alimentaire et de l'accès à l'eau potable à la santé, l'éducation, la dégradation de l'environnement et les infrastructures, quelles devraient être les premières priorités pour les décideurs, les donateurs internationaux, les ONG et les entreprises ? Avec un temps et des ressources limités, il est crucial que l'attention soit régie par ce qui fera le plus grand bien pour chaque gourde dépensée. Le projet Haïti Priorise travaillera avec les parties prenantes partout dans le pays pour trouver, analyser, classer et diffuser les meilleures solutions pour le pays. Nous impliquons les Haïtiens de toutes les parties de la société, par le biais des lecteurs de journaux, ainsi que des ONG, des décideurs, des experts de secteurs et des entreprises afin de proposer les meilleures solutions. Nous avons nommé quelques-uns des meilleurs économistes d'Haïti et du monde pour calculer les coûts et les avantages de ces propositions au niveau social, environnemental et économique. Cette recherche aidera à établir des priorités pour le pays grâce à une conversation à l'échelle nationale sur ce que sont les solutions intelligentes - et moins intelligentes - pour l'avenir d'Haïti.



Haïti Priorise

Un plan de **développement** alternatif

Pour plus d'informations visitez www.HaitiPriorise.com

C O P E N H A G E N C O N S E N S U S C E N T E R

Copenhagen Consensus Center est un groupe de réflexion qui étudie et publie les meilleures politiques et opportunités d'investissement basées sur le bien de la société (mesurées en dollars, mais en intégrant également par exemple : la protection de l'environnement, la santé et le bien-être) pour chaque dollar dépensé. Copenhagen Consensus a été conçu pour répondre à un sujet fondamental, mais négligé dans le développement international : dans un monde qui a une courte durée d'attention et des budgets limités, nous devons trouver des moyens efficaces pour faire le plus de bien au plus grand nombre. Copenhagen Consensus fonctionne avec plus de 300 des plus grands économistes au monde, y compris 7 lauréats du prix Nobel pour donner la priorité aux solutions des plus grands problèmes mondiaux, sur la base de l'analyse de données et du rapport coût-avantage.