



# ENDETTÉ ET À L'AVEUGLETTE

Analyse économique  
du projet d'Inga 3 en RDC

par Tim Jones

## À propos de l'auteur

Tim Jones est économiste et chercheur, avec 15 ans d'expérience dans des organisations internationales de justice. Il possède un double diplôme de première classe en économie, politique et philosophie de l'université d'Oxford, et un Master avec mention en économie politique internationale de l'université de Londres. Il a travaillé pour Global Justice Now pendant 8 ans et travaille depuis 7 ans pour Jubilee Debt Campaign. Ses recherches publiées comprennent des rapports sur les risques de dette pour les pays du Sud, notamment dans le cadre des partenariats public-privé, d'accords commerciaux, de la spéculation financière sur l'alimentation et l'économie et de l'industrie minière du charbon au Mozambique.

## À propos d'International Rivers

International Rivers protège les rivières et défend les droits des communautés qui en dépendent. Nous nous efforçons de mettre un terme aux barrages destructeurs et de promouvoir des solutions pour l'eau et l'énergie pour un monde juste et durable. Nous recherchons un monde où les rivières saines et les droits des communautés sont valorisés et protégés.

Published by International Rivers  
Suite F8 ProEquity Court  
1250 Pretorius Street  
Hatfield 0083. Pretoria, South Africa

Tel: +27 124302029  
Fax: +1 510 848 1008  
[internationalrivers.org](http://internationalrivers.org)

Design by Design Action Collective

Cover photo: Zahra Moloo/IRIN © UN/OCHA



*« Quels grands projets sont construits ? Avec l'aide de mes associés à la recherche, nous avons découvert que ce ne sont pas nécessairement les meilleurs, mais plutôt ceux pour lesquels les promoteurs réussissent le mieux à concevoir (délibérément ou non) un monde imaginaire de coûts sous-estimés, de revenus surestimés, d'effets de développement local surévalués et d'impacts environnementaux sous-estimés » <sup>1</sup>*

— Professeur Bent Flyvbjerg, université d'Oxford

# Table des matières

<b>Synthèse .....</b>	<b>2</b>
<b>1. Introduction .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Coûts et avantages financiers.....</b>	<b>8</b>
2.1 Coût de la construction.....	8
2.2 Prix de l'électricité vendue.....	9
2.3 Quantité d'électricité produite.....	10
2.4 Pertes de transmission.....	11
2.5 Vente d'électricité et revenus générés.....	12
2.6 Coût du financement .....	13
2.7 Coûts d'exploitation .....	16
2.8 Rendement potentiel pour le gouvernement de la RDC .....	16
<b>3. Autres considérations économiques.....</b>	<b>18</b>
3.1 Le coût d'opportunité .....	18
3.2 Bénéfices énergétiques d'Inga 3 et alternatives .....	18
3.3 Création d'emploi pendant et après la construction .....	20
3.4 Coûts pour les pays hôtes de la ligne de transmission .....	21
3.5 Dispositions fiscales .....	22
3.6 Pertes de terre et de moyens de subsistance .....	22
3.7 Impact sur la dette macroéconomique de la RDC .....	22
3.8 Syndrome hollandais.....	23
<b>Notes.....</b>	<b>24</b>

# Synthèse

La République démocratique du Congo (RDC) a besoin d'une source d'énergie fiable pour favoriser son développement économique et renforcer sa renommée ainsi que sa présence en Afrique. Bien qu'il s'agisse de l'un des pays les plus riches du monde en ressources, la RDC souffre d'une très forte pauvreté énergétique. En 2012, seulement 16 % des Congolais avaient accès à l'électricité, alors qu'en dehors des grandes villes ce nombre passe à moins de 6 %, soit moins d'une personne sur 15. Ce déficit énergétique entrave le développement économique, comme en témoigne le PIB par habitant de la RDC, étant le plus bas au monde en 2013.

Dans le but de répondre à ces besoins urgents en matière d'électricité et de développement économique, le gouvernement de la RDC a tout misé sur le barrage Inga 3 sur le fleuve Congo, le premier d'une série de projets hydroélectriques connus collectivement sous le nom de Grand Inga. Les partisans de Grand Inga disent que le projet exploitera le puissant fleuve Congo et servira de batterie pour alimenter les quatre coins du continent ainsi que des zones allant jusqu'à l'Europe.

Ce rapport analyse le projet d'Inga 3 pour comprendre si le barrage atteindra ses objectifs de production d'énergie et de gain économique en faveur de la RDC. Notre analyse conclut que, dans la plupart des scénarios, Inga 3 conduirait la RDC à s'enfoncer encore plus profondément dans la dette, tandis que d'autres pays (notamment l'Afrique du Sud) et les investisseurs internationaux pourraient récolter les bénéfices.

La RDC devrait interrompre le projet Inga 3 et rediriger son investissement vers d'autres moyens alternatifs visant à alimenter les mines du Katanga et à apporter l'électricité ainsi que le développement aux Congolais. La RDC peut alimenter son avenir (et devenir un modèle de développement énergétique sur le continent africain) en faisant des investissements visionnaires dans de petites centrales hydroélectriques, des centrales micro-hydroélectriques et l'énergie solaire.

## LE CONTEXTE D'INGA 3

Inga 3 a une capacité déclarée de 4 800 MW et sa production d'électricité est principalement destinée à l'exportation vers l'Afrique du Sud et les sociétés minières dans l'est de la RDC. Toute production restante serait vendue aux consommateurs de la capitale, Kinshasa.

Le projet de barrage et d'énergie hydroélectrique

**Inga 3 va enfoncer la RDC plus profondément dans la dette, tandis que d'autres pays et les investisseurs internationaux vont récolter les bénéfices.**

est prévu dans le cadre d'un partenariat public-privé impliquant des investissements du gouvernement de la RDC et d'un consortium d'entreprises internationales privées.

Les partisans du projet font valoir qu'Inga 3 permettrait de réduire la pauvreté et stimuler la prospérité commune de la RDC en :

- générant des revenus au gouvernement de la RDC, qui pourraient être affectés à des programmes de lutte contre la pauvreté ;
- fournissant de l'électricité à plus de personnes en RDC ; et
- créant des emplois dans un pays au taux de chômage chroniquement élevé.

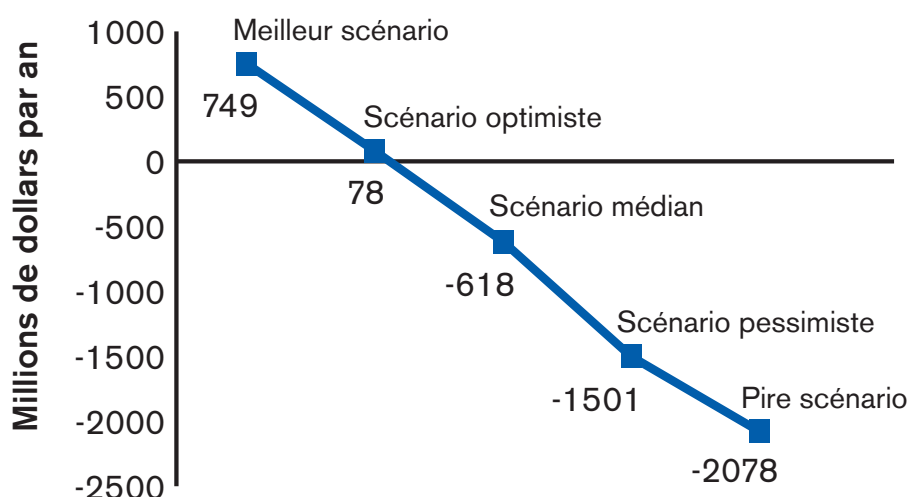
## MÉTHODOLOGIE

Pour examiner ces hypothèses, nous avons analysé les revendications des partisans du projet, en fonction de la performance technique et financière probable d'Inga 3. Nous nous sommes basés sur des données empiriques relatives à la réalisation de projets hydroélectriques similaires en Afrique et dans le monde, afin de tester les hypothèses formulées concernant les avantages socio-économiques d'Inga 3.

Notre analyse présente cinq scénarios possibles pour la performance socio-économique du projet d'Inga 3 : meilleur, optimiste, médian, pessimiste et pire scénarios. Le meilleur scénario est basé sur les conditions très optimistes et favorables présumées par les partisans du pro-



**Fig 1. Scénarios des coûts et bénéfices financiers d'Inga 3 pour le gouvernement de la RDC**



jet ; notre analyse aborde les facteurs qui rendent ces hypothèses irréalistes. D'autre part, le pire scénario évalue le projet dans des conditions très défavorables. Bien que peu probable tout comme le meilleur des cas, ce scénario démontre les énormes risques d'Inga 3 pour le gouvernement de la RDC. Le scénario médian présente notre évaluation des résultats les plus probables, en utilisant les hypothèses les plus réalistes de la performance du projet.

## GÉNÉRATION DE REVENUS

Les partisans du projet affirment qu'Inga 3 entraînerait pour le gouvernement, une augmentation significative des revenus qui pourraient être investis dans des secteurs sous-financés tels que la santé et l'éducation. Nous avons effectué une analyse financière afin de déterminer les niveaux de revenus probables pour le gouvernement de la RDC, selon les cinq scénarios, en fonction des coûts de construction et d'exploitation, du prix et du montant de l'électricité vendue, des pertes techniques et des coûts d'emprunt. Notre analyse montre qu'Inga 3 pourrait générer des revenus modestes dans les conditions très favorables des deux premiers scénarios (meilleur et optimiste). Cependant, concernant les trois autres scénarios (médian, pessimiste et pire), Inga 3 ne couvrirait même pas les paiements de la dette du gouvernement de la RDC pour le projet, et constituerait encore moins une manne financière pouvant alimenter les priorités de développement. Cela entraînerait plutôt des pertes conséquentes pour les finances du pays. La figure 1 illustre les avantages et coûts financiers associés à

chacun des cinq scénarios.

Selon cette analyse, dans le meilleur des cas, Inga 3 générerait 749 millions de dollars par an pour le gouvernement de la RDC. Ce scénario est cependant basé sur des hypothèses optimistes hautement improbables, notamment aucun dépassements de budget, un facteur de capacité bien au-dessus des centrales hydroélectriques les plus efficaces au monde, des prix élevés pour l'électricité générée, des pertes de transmission très faibles et un financement au taux d'intérêt très bas qui n'augmenterait pas sur 35 ans. En outre, même si ces hypothèses étaient respectées, il est probable qu'une partie des 749 millions de dollars profiterait aux investisseurs privés à titre de profit, plutôt qu'au gouvernement.

Dans le scénario optimiste, Inga 3 générerait pour le gouvernement de la RDC, un rendement marginal de seulement 78 millions de dollars par an. Ceci repose sur des hypothèses légèrement moins optimistes que le meilleur scénario. Ainsi, même si toutes les hypothèses du scénario optimiste étaient respectées, le gouvernement de la RDC ne recevrait qu'un modeste rendement financier.

Dans les trois derniers scénarios (médian, pessimiste et pire), le gouvernement de la RDC perdrait de l'argent sur Inga 3. Le cas médian (avec des estimations assez prudentes de dépassements de coûts et des hypothèses généreuses concernant les tarifs de l'électricité, le facteur de capacité, les pertes de transmission et le taux d'intérêt) entraînerait alors une perte de 618 millions de dollars par an. Ces pertes financières pourraient atteindre chaque année jusqu'à 1,5 milliard de dollars dans le scénario pes-

simiste et plus de 2 milliards de dollars dans le pire des cas, démontrant ainsi le risque extrêmement important d'Inga 3 pour la situation financière du pays déjà fragile.

### AUGMENTATION DE L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ

Les partisans du projet affirment qu'Inga 3 augmenterait l'accès à l'électricité dans le pays. Cependant, notre analyse montre que l'amélioration de l'accès à l'électricité, le cas échéant, serait assez limitée. Le projet vendra la majeure partie de son électricité à l'Afrique du Sud et aux mines dans la région du Katanga. Dans le scénario

médian, seulement 3 % de l'électricité provenant d'Inga 3 serait disponible pour les entreprises non-minières et les habitants de Kinshasa. Dans ce scénario médian, Inga 3 fournirait l'électricité à seulement 340 000 personnes supplémentaires à Kinshasa, sans aucune incidence sur le taux d'électrification des villes et zones rurales où le besoin est le plus grand. Dans le pire scénario, aucune production d'électricité ne serait disponible pour les consommateurs de Kinshasa.

Après avoir observé les avantages potentiels limités d'Inga 3 concernant l'accès à l'énergie, nous avons examiné d'autres façons d'améliorer ce point en RDC pour en-



suite les comparer avec le projet d'Inga 3. La RDC pourrait améliorer l'accès à l'électricité de sa population, en utilisant les fonds destinés à Inga 3 pour des projets basés sur d'autres sources d'énergie. Le coût d'Inga est actuellement estimé à 14 milliards de dollars et le gouvernement de la RDC devrait contribuer à hauteur de 3 milliards de dollars grâce à des prêts concessionnels. Les partenaires privés apporteraient la somme restante de 11 milliards de dollars. Notre analyse a montré que si le gouvernement de la RDC dépensait 3 milliards de dollars sur d'autres sources d'énergie, notamment la micro-hydroélectricité et l'énergie solaire, il pourrait ainsi générer suffisamment d'électricité pour augmenter l'accès à l'énergie de 2,7 millions de personnes et la consommation moyenne d'électricité de 48 %.

Notre analyse montre également que les consommateurs paieraient beaucoup moins pour l'électricité provenant d'installations micro-hydroélectriques plutôt que d'Inga 3. L'énergie provenant de la micro-hydroélectricité coûterait de 1,8 à 3,1 cents par kWh, bien en dessous des 7 à 8 cents par kWh prévus par Inga 3 pour les utilisateurs domestiques à Kinshasa. En outre, les développeurs pourraient construire des installations micro-hydroélectriques dans de nombreux sites à travers le pays, ce qui permet d'obtenir une meilleure répartition géographique de l'électricité que dans le cas d'Inga 3, et ainsi atteindre plus de personnes dans les communautés rurales.

Notre analyse démontre qu'un investissement dans l'énergie solaire photovoltaïque, tout en étant moins attrayante que la micro-hydroélectricité, serait plus performant que l'investissement dans Inga 3. La RDC supporterait toujours un risque financier important si elle utilisait les fonds concessionnels uniquement pour l'énergie solaire photovoltaïque, mais moins que pour Inga 3. Cela permettrait également une meilleure répartition géographique de la production dans le pays et fournirait de l'électricité à plus de personnes dans des zones plus diverses. À l'échelle mondiale, l'intensification rapide de la technologie photovoltaïque solaire a vu ses prix chuter rapidement. Par conséquent, le retour sur investissement concernant l'énergie photovoltaïque est susceptible de bénéficier d'une augmentation progressive avec le temps. Notre analyse a montré qu'en générant entre 960 millions et 3 milliards de kWh additionnels, 400 000 à 1,5 million de personnes supplémentaires, auraient accès à l'électricité et la consommation d'électricité augmenterait de 6 à 21 % pour les personnes y ayant accès. À l'instar de la micro-hydroélectricité, l'investissement dans l'énergie solaire serait

plus performant qu'un investissement dans Inga 3.

Notre rapport démontre donc que la RDC est plus susceptible d'atteindre ses objectifs de production d'énergie et de rendement économique, si elle redirige les fonds destinés à Inga 3 vers des projets d'installations micro-hydroélectriques et photovoltaïques.

## CRÉATION D'EMPLOI

Les partisans du projet affirment qu'Inga 3 créerait des emplois. Notre analyse montre qu'il est peu probable qu'Inga 3 crée un nombre significatif d'emplois et risque en fait de détruire plus de moyens de subsistance qu'il n'en crée. La Société Nationale d'Électricité (SNEL), estime que la phase de construction créerait en moyenne 3 000 emplois, avec un maximum plafonnant à 7 000 emplois supplémentaires. Une fois la construction terminée, le nombre d'emplois directs tomberait vraisemblablement à quelques centaines. En termes économiques, notre analyse montre qu'il coûterait 1 million de dollars en prêts concessionnels pour créer un seul emploi temporaire pendant la phase de construction et 6 millions de dollars en prêts concessionnels pour créer un emploi permanent pour l'exploitation du barrage.

En revanche, environ 12 000 à 20 000 personnes seraient déplacées et perdraient donc leurs moyens de subsistance par la disparition de terres ou de ressources halieutiques à cause du barrage. Ce chiffre l'emporte de manière significative sur le nombre de personnes qui gagneraient des moyens de subsistance grâce à quelques centaines d'emplois générés.

## INCIDENCE SUR LA DETTE DE LA RDC

Inga 3 nécessitera de gros emprunts extérieurs par le gouvernement de la RDC. Les chiffres les plus récents du Fonds monétaire international (FMI) et de la Banque mondiale indiquent que la dette extérieure du gouvernement de la RDC est de 6,5 milliards de dollars, soit 16 % du PIB en 2016. Dans le meilleur scénario, Inga 3 entraînerait une nouvelle dette de 3 milliards de dollars pour le gouvernement, passant à 6 milliards de dollars dans le pire scénario. La nouvelle dette augmenterait la dette extérieure du gouvernement de 6,5 milliards de dollars (16 % du PIB) à entre 9,5 et 12,5 milliards de dollars (entre 24 et 31 % du PIB) et risquerait de modifier l'évaluation du FMI et de la Banque mondiale de la RDC, passant ainsi d'un risque modéré de surendettement à un risque élevé. Pour la RDC, une telle évaluation réduirait

encore plus le nombre de prêts à taux d'intérêt inférieur provenant d'institutions publiques, laissant l'endettement de la RDC aux prêteurs étrangers et perpétuant le cycle de pauvreté.

## PRINCIPALES CONCLUSIONS

- Pour le gouvernement de la RDC, la construction d'Inga 3 est susceptible de causer une perte des ressources financières déjà limitées, plutôt qu'une source de nouveaux revenus.
- Dans les scénarios les plus probables, Inga 3 générerait peu d'électricité pour les utilisateurs en RDC. Dans le pire des cas, les consommateurs nationaux ne bénéficieraient d'aucune production d'énergie supplémentaire.
- Le projet Inga 3 entraînerait une forte augmentation de la dette publique extérieure, risquant de détériorer l'évaluation des risques de surendettement de la RDC,

nuisant ainsi à la santé économique du pays à long terme.

- Si la RDC investissait ses prêts concessionnels limités dans d'autres sources énergétiques, cette électricité atteindrait beaucoup plus d'utilisateurs à moindre coût, dans des zones plus diversifiées et créerait un gain économique plus important.
- Inga 3 risque de détruire des moyens de subsistance que les nouveaux emplois ne compenseraient pas.

En conclusion, notre analyse montre que si la RDC veut atteindre ses objectifs d'amélioration de l'accès à l'énergie et de développement économique pour devenir un véritable modèle économique en termes d'accès énergétique en Afrique, elle ferait mieux d'interrompre le projet d'Inga 3 et d'explorer les solutions provenant de la micro-hydroélectricité et de l'énergie solaire.



# 1. Introduction

Le barrage prévu d'Inga 3 de 4 800 MW construit à travers la vallée de la Bundi <sup>2</sup> détournerait une partie du fleuve Congo dans l'affluent de la Bundi. L'Afrique du Sud achèterait la majeure partie de l'électricité produite, le reste étant destiné aux sociétés minières dans la région du Katanga en RDC. Une petite proportion serait mise à la disposition des habitants de Kinshasa.

La Banque mondiale a fourni une assistance technique pour le projet en 2014, en précisant trois raisons pour lesquelles Inga 3 contribuerait à l'objectif de « mettre fin à l'extrême pauvreté et promouvoir une prospérité partagée » : <sup>3</sup>

- 1) Cela représenterait une « première étape » pour fournir de l'électricité « pour sept millions de personnes dans le Grand Kinshasa et deux millions de personnes dans l'arrière-pays ».

- 2) Cela générerait des revenus pour le gouvernement de la RDC, qui pourrait être investi dans l'amélioration du développement humain.

- 3) Cela créerait des emplois grâce à la construction et

**Inga 3 ne couvrirait même pas les paiements de la dette publique de la RDC pour le projet, et constituerait encore moins une manne financière pour le gouvernement.**

à la fourniture d'électricité aux entreprises.

Ce rapport examine les faits, à savoir si Inga serait en mesure d'atteindre ces objectifs et comment cela pourrait contribuer à lutter contre l'extrême pauvreté ou stimuler la prospérité partagée.



*Camp Kinshasa, the former workers' camp for Inga 1 and 2, is now inhabited by a mix of displaced families from six clans.  
Photo credit: International Rivers*

## 2. Coûts et avantages financiers

La Banque mondiale a estimé que le taux de rendement économique du barrage Inga 3 serait de 17,1%, basé sur les hypothèses suivantes :

- Le coût total de construction est de 10,5 milliards de dollars
- Le coût d'exploitation annuel s'élève à 244 millions de dollars
- Chaque année, 22,77 milliards kWh d'électricité sont vendus à l'Afrique du Sud au prix de 7 cents le kWh. Cette quantité d'électricité représente l'équivalent de 2 600 MW toute la journée, tous les jours.
- 8,892 milliards de kWh d'électricité sont vendus aux mines en RDC au prix de 12 cents le kWh. Cette quantité d'électricité représente l'équivalent de 1 015 MW toute la journée, tous les jours.
- 4,269 milliards de kWh d'électricité sont vendus aux résidents et aux entreprises de Kinshasa au prix de 7,87 cents le kWh. Cette quantité d'électricité représente l'équivalent de 487 MW toute la journée, tous les jours.
- Un taux d'actualisation (c.-à-d., coût du capital) de 10 %.

L'analyse de la Banque mondiale suppose donc que le barrage produira 4 102 MW d'électricité toute la journée, tous les jours et fonctionnant à une capacité d'exploitation de 86 %. L'analyse économique ne stipule pas qui devrait payer pour la construction et à qui le rendement économique reviendrait. La Banque mondiale a déclaré qu'il existe un risque que le « loyer [retour] associé au site [pourrait] revenir à l'investisseur développeur. »<sup>4</sup>

En revanche, l'analyse ci-dessous estime quel retour les

prêteurs et investisseurs du projet exigeraient, et donc ce qui resterait pour le gouvernement de la RDC. En outre, elle présente des hypothèses réalistes concernant les coûts réels de construction, la capacité d'exploitation et les pertes de transmission. En accord avec la Banque mondiale, l'analyse couvre les 35 premières années de fonctionnement d'Inga 3. Alors qu'Inga 3 pourrait fonctionner plus longtemps avec des réparations et des maintenances supplémentaires, tout investissement nécessiterait des retours sur une telle période. De plus, les bénéfices d'Inga 3 doivent être réalisés dans un délai de 35 ans pour qu'ils puissent être perçus par les personnes vivant en RDC aujourd'hui.

### 2.1 COÛT DE LA CONSTRUCTION

En 2014, la Banque mondiale a déclaré que les coûts de construction d'Inga 3 et les lignes de transport d'énergie pourraient être entre 11 et 14 milliards de dollars. Le NEPAD a estimé le coût du projet de 12 à 14 milliards de dollars.<sup>5</sup>

La Banque mondiale a estimé ces coûts pour différents éléments :<sup>6</sup>

- 2,6 milliards de dollars pour la prise d'eau, le canal et le barrage
- 3,6 milliards de dollars pour la centrale électrique
- 2,3 milliards de dollars pour les lignes de transmission en RDC
- 2 milliards de dollars pour les lignes de transmission à partir de la RDC par le SAPP (Southern African Power Pool) et vers l'Afrique du Sud.

Cela donne un total de 10,5 milliards de dollars, ce qui ne semble pas correspondre avec les coûts de la plus faible estimation de la Banque mondiale. La Banque mondiale a suggéré précédemment que le gouvernement de la RDC devrait financer la prise d'eau, le canal et le barrage (probablement avec des prêts d'institutions telles que l'AID, la BEI et la BAD), tandis que les entreprises privées financeraient le reste du projet.<sup>7</sup>

Un examen des dépassements de coûts des projets



There is only one well for displaced families in Camp Kinshasa. Photo credit: International Rivers

d'électricité a révélé que les projets hydroélectriques, principalement en Amérique du Nord et en Europe, ont un dépassement de coût médian de 30 % et un dépassement de coût moyen de 70 %.<sup>8</sup> En outre, les plus grands projets hydroélectriques connaissent le plus grand pourcentage d'augmentation des coûts. La Banque mondiale a déclaré qu'il existe un risque qu'Inga 3 « soit construit à un coût plus élevé » que dans son analyse économique.<sup>9</sup>

Une étude a révélé que les dépassements de coûts des lignes de transmission, augmentent proportionnellement avec la longueur de la ligne électrique. Cette recherche s'appuie en particulier sur la ligne Inga-Kolwezi construite en 1982 qui a coûté 260 % de plus qu'initialement prévu.<sup>10</sup>

Notre meilleur scénario (ci-dessous) se base sur l'estimation du coût le plus faible du NEPAD, représentant 12 milliards de dollars. Le scénario médian prévoit un dépassement des coûts de 30 % ; le scénario pessimiste prévoit un dépassement des coûts de 70 % ; et le pire scénario prévoit un dépassement des coûts de 100 %.

**Tableau 1. Scénarios pour les coûts de construction (dollars américains)**

Scénarios	Financé par le gouvernement	Financé par des entreprises privées	Total
Meilleur scénario	3 milliards	9 milliards	12 milliards
Scénario optimiste	3,5 milliards	10,5 milliards	14 milliards
Scénario médian	4 milliards	12 milliards	16 milliards
Scénario pessimiste	5,1 milliards	15,3 milliards	20,4 milliards
Pire scénario	6 milliards	18 milliards	24 milliards

## 2.2 PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ VENDUE

Selon la Banque mondiale, le consommateur moyen d'électricité à Kinshasa est prêt à payer 7,87 cents par kWh. Les mines du Katanga sont prêtes à payer 12 cents par kWh et l'Afrique du Sud/le SAPP sont prêts à payer 7 cents par kWh, déduction faite des coûts de transport.<sup>11</sup>

Le tarif moyen de l'électricité en RDC est de 6,6 cents par kWh,<sup>12</sup> mais la SNEL perd des revenus. Le tarif est finalement subventionné par les recettes publiques. Cela suggère que le prix de 7,87 cents pour les consommateurs de Kinshasa est réalisable, bien qu'il puisse nécessiter des augmentations

de prix ou exiger que le gouvernement couvre la différence de coûts et finance les fournisseurs privés.

KPMG affirme que de nombreuses sociétés minières ont mis en place leurs propres projets d'énergie hydroélectrique afin d'alimenter en électricité leurs opérations, avec un coût de 10 cents par kWh.<sup>13</sup> Dans ce cas, il n'y a aucune raison pour que les mines paient 10 cents par kWh pour l'électricité d'Inga 3, encore moins les 12 cents supposés par l'analyse de la Banque mondiale.

Le traité Inga 3 signé par l'Afrique du Sud et la RDC ne stipule pas le prix de l'électricité vendue au SAPP et à Eskom.<sup>14</sup> Les deux parties devront certainement s'entendre sur un prix garanti avant que le secteur privé ne commence à investir dans le projet de manière conséquente. La Banque mondiale a identifié un risque, disant que « des considérations politiques pourraient amener le Gouvernement de la RDC à se mettre d'accord sur un prix faible de l'électricité avec l'Afrique du Sud. »<sup>15</sup>

Sur la base de ce qui précède, nous supposons que 7 cents par kWh sont réalisables dans le meilleur des cas, par le biais de scénarios médians pour l'électricité vendue à Eskom/SAPP, bien que cela passe à 6 cents par kWh dans les scénarios les plus pessimistes. Pour l'industrie minière, les 12 cents par kWh ne sont réalisés que dans le meilleur des cas, qui passe au prix réellement payé de 10 cents le kWh dans le scénario médian et juste un peu moins pour les scénarios les plus pessimistes. (Étant donné que les sociétés minières peuvent produire leur propre électricité pour 10 cents par kWh, il n'y a aucune raison qu'elles payent autant.) Enfin, pour les résidents de Kinshasa, nous supposons que le prix augmente à 7,87 cents par kWh dans le meilleur des cas et le scénario optimiste, mais passe à seulement à 7 cents par kWh dans le cas médian. Dans les scénarios pessimistes, le prix reste à 6,6 cents par kWh.

**Tableau 2. Scénarios pour le prix de l'électricité (par kWh)**

Scénarios	Prix payé par les résidents de Kinshasa	Prix payé par les sociétés minières au Katanga	Prix payé par ESKOM / SAPP
Meilleur scénario	7,87 cents	12 cents	7 cents
Scénario optimiste	7,87 cents	11 cents	7 cents
Scénario médian	7 cents	10 cents	7 cents
Scénario pessimiste	6,6 cents	9 cents	6 cents
Pire scénario	6,6 cents	9 cents	6 cents

## 2.3 QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE

L'analyse économique de la Banque mondiale suppose qu'Inga va produire en moyenne 4 102 MW par heure chaque année,<sup>16</sup> soit un facteur de capacité de 86 %.<sup>17</sup> Cependant, à aucun moment dans son analyse économique, la Banque mondiale ne fournit de preuves pour étayer ce facteur implicite de capacité de 86 %, qui soutient l'estimation du taux de rendement économique.

À l'échelle mondiale, le Groupe d'experts intergouvernemental sur les changements climatiques, affirme que les centrales hydroélectriques opèrent en moyenne, à 44 % de leur capacité.<sup>18</sup> Inga 1 et Inga 2 fonctionnent à 52 % de leur capacité<sup>19</sup> après respectivement 44 et 34 ans d'utilisation. Il existe peu de grands barrages modernes en milieux tropicaux pour comparer. Cinq barrages chinois de plus de 4 800 MW ont été achevés depuis 2007. Ils fonctionnent à 43 %, <sup>20</sup> 53 %, <sup>21</sup> 55 %, <sup>22</sup> 34 %<sup>23</sup> et 47 %<sup>24</sup> de leur capacité. Sur la base de nos propres calculs de capacité et de production déclarée, le grand barrage le plus efficace au monde (3 000 MW ou plus) est Churchill Falls au Canada, qui fonctionne avec une capacité de 74 %.<sup>25</sup> Yacyreta à la frontière Paraguay-Argentine a fonctionné à 74 % en capacité pendant un an, bien que sa production moyenne soit à 54 %.<sup>26</sup> Au Brésil, les facteurs de capacité maximale des grands barrages hydroélectriques sont atteints dans le nord-est tropical, mais ils ne sont que de 63 %.<sup>27</sup> Un expert à qui nous avons parlé, a déclaré « Qui a déjà entendu parler d'un barrage hydroélectrique avec un facteur de capacité de 86 % ? Cependant, peut-être que l'hydrologie d'Inga permettrait facilement cela. »

On s'attend à ce que le changement climatique dans le bassin du Congo augmente « l'intensité des fortes pluies », bien que « la fréquence des périodes sèches pendant la saison des pluies devrait accroître sensiblement ». <sup>28</sup> En outre, des températures plus élevées devraient augmenter les taux d'évaporation.

Ainsi, un rapport pour le gouvernement allemand sur l'hydroélectricité dans le bassin du Congo conclut :

« En général, nos analyses montrent que plus d'eau sera disponible pour l'énergie hydroélectrique à l'avenir. Globalement, les changements climatiques auront une incidence positive sur la production potentielle d'électricité. Cependant, la variabilité des précipitations augmentera également, ce qui signifie que certaines années, la production d'électricité sera beaucoup plus faible que d'autres. Les pays devraient donc s'assurer de

disposer de suffisamment d'autres sources d'électricité pour couvrir la baisse de la production hydroélectrique au cours des périodes de sécheresse. »<sup>29</sup>

Alors que les développeurs peuvent s'attendre à ce que le débit de la rivière Congo reste généralement stable et élevé, le changement climatique pourrait amener le débit (et donc la production potentielle d'énergie) à diminuer avec une fréquence croissante. Les projets hydroélectriques ont une limite concernant la quantité d'électricité qu'ils peuvent produire à un moment donné, de sorte que les précipitations intenses ne seront pas bénéfiques alors que les débits faibles seront préjudiciables. Alors que la RDC s'est engagée à fournir une production donnée à un prix donné, même lorsque le barrage ne produit pas, les périodes importantes de sécheresse entraînerait alors des engagements hors bilan.

Étant donné qu'un facteur de capacité de 86 % serait bien au-delà de ce qui est connu pour les installations hydroélectriques d'autres pays, et parce que le changement climatique est susceptible de conduire à une augmentation des périodes de débit réduit, nous ne nous sentons pas en mesure d'inclure ce chiffre dans notre analyse d'Inga 3 sur 35 ans. Au lieu de cela, nous estimons que le facteur de capacité moyenne du meilleur des scénarios au cours des 35 premières années de fonctionnement d'Inga 3, est 80 %, toujours au-dessus de tout autre barrage hydroélectrique au monde. Nous réduisons cela à 75 % pour le scénario optimiste et 70 % pour le scénario médian. Si les 70 % sont atteints, cela ferait d'Inga 3 l'un des barrages hydroélectriques les plus efficaces au monde, y compris les barrages tropicaux au Brésil. Pour le scénario pessimiste, cela chute à 65 % et à 60 % pour le pire des scénarios, encore presque 10 % au-dessus des facteurs de capacité d'Inga 1 et d'Inga 2.

**Tableau 3. Scénarios pour l'électricité produite**

Scénarios	Facteur de capacité	MW moyen généré par heure chaque année
Meilleur scénario	80 %	3 804
Scénario optimiste	75 %	3 566
Scénario médian	70 %	3 329
Scénario pessimiste	65 %	3 091
Pire scénario	60 %	2 853



2.4 PERTES DE TRANSMISSION

Dans les pays développés, les pertes de transmission d’électricité sont comprises entre 4 et 9 %. Dans les pays en développement, ce nombre tend à être significativement plus élevé.<sup>30</sup> L’Agence internationale de l’énergie affirme que la RDC perd 20 % de son électricité dans la transmission.<sup>31</sup> Et ce, en raison de pertes physiques de transmission et d’utilisation impayée de l’électricité. En Afrique du Sud, le total des pertes s’élève à 12 %.<sup>32</sup>

Les lignes électriques d’Inga au Katanga et du Katan- ga à l’Afrique du Sud, seraient en courant continu à haute tension (CCHT). C’est la technologie de transmission qui est la moins onéreuse et qui subit le moins de pertes de transmission sur de longues distances. D’après Siemens, les pertes de transmission représentent approximative- ment 3 % pour 1 000 km de ligne électrique CCHT.<sup>33</sup> Cela n’inclut pas les autres pertes du processus de transmission, notamment aux transformateurs, aux lignes de distribution lo- cales et à l’utilisation de l’électricité non mesurée.

À l’heure actuelle, la ligne de transport d’électricité la plus longue au monde est la ligne du nord-ouest au sud-est du Brésil, faisant 2 385 km de long.<sup>34</sup> Si la ligne d’Inga 3 via le Katanga, jusqu’à la frontière sud-africaine est construite, ce sera la ligne la plus longue au monde, ce qui entraîne une plus grande incertitude quant aux pertes réelles.

Concernant la transmission à Kinshasa, nos pires scénarios supposent que 20 % de l’électricité sera perdue, comme c’est le cas en moyenne pour le moment. Pour le scénario médian, nous supposons que les lignes de trans- mission nouvellement construites et les efforts de la SNEL pour collecter les paiements, réduiront les pertes de trans- mission à 17 %. Pour le scénario optimiste, cela diminue à 15 %, alors que le meilleur scénario correspond à l’Af- rique du Sud, avec 12 % de pertes.

L’hypothèse raisonnable pour les pertes liées à la transmission aux mines du Katanga, serait encore de 20 % en se basant sur la moyenne de la RDC. Toutefois, étant donné que ce système de transmission et de dis- tribution aurait moins de contacts avec les résidents, les pertes résultant de l’utilisation non mesurée pourraient être moindres. D’autre part, la plus longue distance du transport d’électricité vers les mines au Katanga, peut entraîner des pertes de transmission plus élevées. La distance entre Inga et le Katanga, via Kinshasa, est de

1 900 km. Donc, si les pertes vers le Katanga étaient réduites à la moyenne sud-africaine de 12 %, en ajoutant 3 % supplémentaires pour la distance de plus de 1 000 km (selon les chiffres de Siemens concernant les pertes sur une ligne CCHT longue distance), on obtient 15 %. Nous supposons donc que le meilleur cas concernant les pertes vers le Katanga est de 15 %, augmentant jusqu’à 19 % pour le pire des scénarios.

En supposant que les gouvernements de la RDC et de l’Afrique du Sud acceptent de fournir 2 500 MW d’énergie à la frontière sud-africaine, les pertes de distri-

Dans les économies riches, les pertes de transmission d’électricité se situent entre 4 et 9 %. Dans les pays en développement, ce nombre tend à être significativement plus élevé.

bution en Afrique du Sud seraient à la charge d’Eskom et ne devraient donc pas être incluses dans ces calculs. Cela réduit l’hypothèse de pertes d’électricité. Toutefois, l’augmentation de la distance accroît les pertes de trans- mission.

La distance d’Inga à Lubumbashi via Kinshasa est de 1 900 km. De Lubumbashi à la frontière sud-africaine, il y a 1 200 km de plus sur le trajet le plus direct, totalisant ainsi 3 100 km. Par conséquent, les pertes de transmis- sion uniquement à partir des lignes CCHT, seraient de 9 %, sans compter les autres pertes techniques telles que celles liées aux transformateurs. Des pertes de 12 % sem- blent être un minimum absolu, avec un scénario plus probable à 15 %.

Tableau 4. Scénarios pour les pertes de trans- mission

Scénarios	Vers Kinshasa	Vers les mines du Katanga	Vers la frontière sud-africaine
Meilleur scénario	12 %	15 %	12 %
Scénario optimiste	15 %	16 %	13 %
Scénario médian	17 %	17 %	15 %
Scénario pessimiste	20 %	18 %	17 %
Pire scénario	20 %	19 %	18 %



2.5 VENTE D'ÉLECTRICITÉ ET REVENUS GÉNÉRÉS

Diverses références suggèrent qu’Inga 3 aurait une relation contractuelle pour vendre à Eskom l’équivalent de 2 500 MW par an. Si les pertes de transmission étaient de 12 % jusqu’à la frontière sud-africaine, il faudrait utiliser 2 840 MW de la production d’électricité pour atteindre cet objectif. Ce chiffre s’élève à 3 049 MW dans le pire des cas, en fonction des pertes de transmission. Toutefois, 3 049 MW représente plus qu’Inga ne générerait dans le pire des cas, en moyenne sur une année. Cela signifie qu’il n’y aurait plus d’électricité pour les sociétés minières du Katanga ou les résidents de Kinshasa.

Dans les scénarios où de l’électricité reste à vendre, nous la répartissons proportionnellement entre les résidents de Kinshasa et les mines du Katanga, suivant le ratio de l’analyse économique de la Banque mondiale (72 % pour les mines, 28 % pour Kinshasa).

Tableau 5. Part de l’électricité générée destinée aux consommateurs

Scénarios	Énergie totale générée	Vers Kinshasa	Vers les mines du Katanga	Vers la frontière sud-africaine
Meilleur scénario	3 804 MW	300 MW	694 MW	2 840 MW
Scénario optimiste	3 566 MW	194 MW	498 MW	2 874 MW
Scénario médian	3 329 MW	109 MW	279 MW	2 941 MW
Scénario pessimiste	3 091 MW	22 MW	57 MW	3 012 MW
Pire scénario	2 853 MW	0 MW	0 MW	3 049 MW

Les pertes d’électricité encourues pour livrer 2 500 MW à l’Afrique du Sud, signifieraient une réduction de la puissance disponible pour Kinshasa et les mines du Katanga. Inga fournirait à l’Afrique du Sud le montant contractuel de 2 500 MW dans tous les cas sauf le pire des cas, dans lequel une quantité insuffisante d’électricité

est générée et transportée pour atteindre la cible de 2 500 MW. Au lieu de cela, une moyenne de seulement 2 339 MW est fournie sur 35 ans.

Tableau 6. Scénarios relatifs à la vente aux consommateurs

Scénarios	Vers Kinshasa	Vers les mines du Katanga	Vers la frontière sud-africaine
Meilleur scénario	264 MW	590 MW	2 500 MW
Scénario optimiste	165 MW	418 MW	2 500 MW
Scénario médian	90 MW	232 MW	2 500 MW
Scénario pessimiste	18 MW	46 MW	2 500 MW
Pire scénario	0 MW	0 MW	2 339 MW

Compte tenu des scénarios pour les prix payés dans le tableau 2 ci-dessus, nous pouvons maintenant estimer le montant des revenus reçus dans chaque scénario. 1 MW est 1 MWh d’électricité, donc, au cours d’une année, 1 MW est 8 766 MWh, soit 8 760 000 kWh. Les revenus totaux correspondants sont également donnés pour chaque scénario.

Tableau 7. Scénarios de génération de revenus (dollars américains)

Scénarios	Vers Kinshasa	Vers les mines du Katanga	Vers la frontière sud-africaine	Revenus totaux
Meilleur scénario	182 millions	620 millions	1 533 millions	2 335 millions
Scénario optimiste	114 millions	403 millions	1 533 millions	2 050 millions
Scénario médian	55 millions	203 millions	1 533 millions	1 791 millions
Scénario pessimiste	10 millions	36 millions	1 314 millions	1 361 millions
Pire scénario	Aucun	Aucun	1 229 millions	1 229 millions

\*Note : revenus basés sur le prix par kWh donné dans le tableau 2

Le projet vendra la majeure partie de son électricité à l’Afrique du Sud et aux mines de la région du Katanga, laissant les congolais de côté.



The village of Lubuaku would be displaced by Inga 3 Dam. Photo credit: International Rivers

## 2.6 COÛT DU FINANCEMENT

La Banque européenne d'investissement affirme que dans un projet Partenariat public-privé (PPP) typique, 70 à 80 % du financement serait de la dette et 20 à 30 % des capitaux propres.<sup>35</sup> Une recherche pour le DfID au Royaume-Uni affirme que, en moyenne, les projets PPP africains qui ont fait l'objet de l'enquête, ont financé 70 % du projet par emprunt et 30 % par capitaux propres.<sup>36</sup>

### 2.6.1 Taux de rendement des capitaux propres

Au Royaume-Uni, le taux de rendement annuel moyen des capitaux propres investis dans les projets PPP est de 29 %, soit le double des 12 à 15 % présentés dans les cas d'affaires au début des projets.<sup>37</sup>

Les contrats africains garantissent généralement aux investisseurs en capitaux propres un taux de rendement annuel d'au moins 20 %. Au Lesotho, un PPP hospitalier s'attend

à un taux de rendement annuel de 25 %.<sup>38</sup> La centrale au fioul Takoradi 2 au Ghana a un taux de rendement annuel garanti de 20 %, dont les protections supplémentaires contre les variations des taux de change et les prix du pétrole signifient qu'il pourrait être plus élevé.<sup>39</sup> Une enquête menée par Nick Hildyard de The Cornerhouse a révélé que les taux de rendement annuels moyens des projets PPP dans les pays du Sud sont de 25 %.<sup>40</sup>

Inga 3 est clairement un projet risqué compte tenu de son ampleur et de sa complexité, notamment son transport à travers plusieurs frontières. Les investisseurs en capitaux propres auront certainement besoin de contrats qui leur garantissent au moins 20 % de rendement annuel.

Les investisseurs privés dans les projets PPP s'assurent que ces rendements sont réalisables dans la manière dont ils structurent le contrat. Par exemple, avec la centrale au fioul de Takoradi 2 au Ghana, le contrat protège l'opérateur privé de tous les changements de taux de change et de prix du

**Tableau 8. Scénarios pour l'investissement en capital et les rendements (dollars américains)**

Scénarios	Montant du financement par capitaux propres	Taux annuel de rendement du financement par capitaux propres	Revenus annuels versés aux capitaux propres
Meilleur scénario	3 milliards	20 %	600 millions
Scénario optimiste	3,5 milliards	22,5 %	788 millions
Scénario médian	4 milliards	25 %	1 milliard
Scénario pessimiste	5,1 milliards	20 %	1 milliard
Pire scénario	6 milliards	16,6 %	1 milliard

carburant, en garantissant qu'une quantité d'électricité sera achetée, à un prix donné, en dollars. Dans le cas d'Inga 3, les investisseurs privés exigeront certainement des dispositions similaires des gouvernements sud-africain et congolais concernant l'achat et le prix de l'électricité. Cela leur permet d'éviter largement les risques opérationnels.

Le seul risque potentiel qui subsiste concerne la construction. Il peut être possible, dans le meilleur des cas, que les contrats garantissent que les investisseurs privés couvrent le risque de dépassement des coûts de construction pour les éléments qu'ils financent, bien qu'il soit également possible que les développeurs transmettent ce risque aux gouvernements de la RDC ou de l'Afrique du Sud.

Dans tous les scénarios ci-dessous, nous supposons que 33 % de la partie financée par le secteur privé du projet est financée par les capitaux propres, soit 25 % de l'ensemble du projet. Par conséquent, pour l'ensemble du projet, 25 % sont des fonds propres et 75 % de la dette. Dans le meilleur des scénarios, le contrat est structuré de manière à ce que les investisseurs en capitaux propres obtiennent un rendement annuel de 20 %, passant à 25 % pour le cas médian. Pour les pires scénarios, nous supposons que les investisseurs en fonds assument un certain risque de dépassement des coûts de construction, de sorte que leurs revenus annuels restent les mêmes que dans le cas médian et que le taux de rendement diminue.

## 2.6.2 Intérêts de la dette

### *Coûts des emprunts du gouvernement*

Pour que le projet avance, le gouvernement de la RDC aura certainement besoin d'accéder à des prêts concessionnels pour financer sa part du projet. La Banque mondiale a précédemment indiqué que le gouvernement a l'intention de financer la prise d'eau, le canal et le barrage. Nous supposons donc que c'est le cas. Dans le meilleur des scénarios, le coût est de 3 milliards, passant à 6 milliards de dollars dans le pire des cas.

La RDC reçoit actuellement en moyenne 170 millions de dollars de prêts concessionnels venant de donateurs bilatéraux et multilatéraux, chaque année.<sup>41</sup> Aux taux actuels, Inga 3 nécessiterait donc jusqu'à 20 ans des prêts concessionnels disponibles pour le gouvernement de la RDC, soit un coût d'opportunité énorme.

En réalité, bien que les banques de développement peuvent augmenter leurs prêts à la RDC en faisant valoir que c'est un projet régional important (bien que le récent retrait de la Banque mondiale rende cela moins probable),

on peut se demander si la RDC sera en mesure de collecter les fonds pour financer la construction de la prise d'eau, du canal et du barrage.

Si tel était le cas, vous trouverez ci-dessous un résumé des taux d'intérêt qui pourraient être disponibles à la RDC :

- AID de la Banque mondiale : 0,75 à 1,33 %, <sup>42</sup> même si cela pourrait augmenter à mesure que les taux d'intérêt de la Réserve fédérale américaine augmentent. De plus, la Banque mondiale a récemment annulé sa participation au projet, ainsi aucun prêt de la Banque mondiale ne peut être attendu.
- Banque africaine de développement : 1,25 %, <sup>43</sup> même si cela pourrait également augmenter à mesure que les taux d'intérêt de la Réserve fédérale américaine augmentent.
- Banque européenne d'investissement : Le taux d'intérêt de la BEI sur le financement de la réhabilitation d'Inga 1 et 2, est de 2 %. <sup>44</sup>
- Chine : Le Libor + 100 points de base, <sup>45</sup> actuellement 2,7 %
- Banque de développement de l'Afrique australe (DBSA) : Le revenu net d'intérêt sur le financement international est de 4,4 %, en rands. <sup>46</sup> Toutefois, étant donné qu'il s'agit d'un chiffre net, cela n'inclut pas les coûts de la DBSA augmentant le financement lui-même. Le taux d'intérêt brut est 105 % plus élevé, donc une estimation de ses prêts serait de 9 %. <sup>47</sup>
- Marchés privés : La RDC n'a pas émis d'euro-obligations, il n'existe donc pas de taux de couverture publique disponible pour estimer les taux, si le recourt aux marchés financiers privés était nécessaire. En mai 2016, lors de l'arrêt des plans pour un début d'euro-obligations, le gouvernement a déclaré qu'il aurait dû payer 12 à 14 % d'intérêt. <sup>48</sup> À juste titre, cela a été considéré comme trop coûteux. Depuis, les conditions de financement pour les gouvernements africains ont empiré. Rien ne laisse à penser que la RDC puisse obtenir un taux d'intérêt plus bas à l'avenir. <sup>49</sup> Moody's classe actuellement le gouvernement de la RDC comme Caa1, ce qui signifie « une mauvaise qualité et un risque de crédit très élevé ». <sup>50</sup>

Une combinaison des prêteurs bilatéraux et multilatéraux ci-dessus, pourrait être en mesure de regrouper un ensemble de prêts qui maintient le taux d'intérêt pour un investissement de 3 milliards de dollars, à 2 % pour les 35 prochaines années, dans le meilleur des cas. Cependant, cela pourrait être impossible, et à mesure que les coûts augmentent dans les différents scénarios, il est probable

que le taux d'intérêt fasse la même chose, puisque le gouvernement de la RDC devrait se tourner vers d'autres prêteurs pour combler les lacunes. Nous supposons donc que le coût des intérêts pour la RDC commence à 2 % dans le meilleur des cas, passant à 3 % dans le cas médian et à 5 % dans le pire des cas.

#### **Coûts des emprunts aux entreprises privées**

Selon une recherche pour le Département du développement international du Royaume-Uni, « il est difficile pour un projet de percer le plafond souverain », « c'est-à-dire avoir une note plus élevée que le pays dans lequel il est basé. »<sup>51</sup> Par conséquent, les taux d'intérêt les plus bas qu'un projet puisse obtenir, sont équivalents aux taux d'intérêt auxquels le gouvernement du pays concerné pourrait emprunter.

Les financeurs de dettes pour les projets PPP en Afrique, y compris en matière d'énergie, exigent normalement des garanties publiques. Le gouvernement du pays concerné donne généralement des garanties, mais les banques multilatérales de développement offrent également des garanties de risque partielles. Selon des recherches pour le DfID du Royaume-Uni : « Au Kenya, cinq des sept IPP fermés au cours de la période 2010-2015 ont exigé le soutien d'une garantie partielle du risque dans toute une gamme d'engagements du gouvernement. Au Nigeria, quatre projets sur quatre ont également eu besoin du soutien d'une garantie partielle du risque ». <sup>52</sup> Souvent, ces garanties partielles couvrent des aspects particuliers d'un projet (comme la fourniture d'infrastructures de connexion à temps, par le gouvernement concerné), plutôt que de garantir l'intégralité des paiements de la dette sur le projet.

Étant donné que, pour que le projet se déroule, les financeurs multilatéraux et bilatéraux sont déjà susceptibles de fournir un financement concessionnel au gouvernement de la RDC, il est probable que leur volonté de s'exposer davantage financièrement via des garanties, soit limitée. Cependant, les investisseurs privés exigeront

certainement un certain niveau de garanties, outre le gouvernement de la RDC, pour le financement par emprunt.

Les institutions publiques de financement du développement (telles que CDC au Royaume-Uni ou Proparco en France), sont également des sources de financement possibles. Cependant, ceux-ci cherchent à générer des rendements financiers importants et prennent souvent des taux d'intérêt à un niveau comparable aux marchés privés.

Une recherche suggère que les taux d'intérêt sur les obligations de change dans des projets PPP en Afrique subsaharienne, vont de 8,5 à 10,5 %, bien que cela corresponde à des marchés plus « développés » comme le Nigeria et le Kenya, et que ces taux étaient destinés au refinancement de projets existants. La même recherche indique que « les grandes augmentations de capital pour des projets « greenfield » (site vierge), sont encore plus difficiles à obtenir institutionnellement, compte tenu de l'aversion des investisseurs aux risques liés à ce type de projets ». <sup>53</sup>

La Banque mondiale utilise un taux d'escompte de 10 % pour l'ensemble du projet dans son analyse économique, bien qu'elle ne donne aucune justification pour ce chiffre. <sup>54</sup> Cependant, en supposant que certaines des composantes d'Inga 3 seraient payées par des prêts concessionnels au gouvernement de la RDC, un taux d'escompte de 10 % pour l'ensemble du projet implique un taux d'intérêt plus élevé sur les prêts accordés aux partenaires privés.

En outre, la période depuis 2009 a montré un taux d'intérêt exceptionnellement bas sur les devises étrangères en raison des faibles taux d'intérêt et des programmes d'assouplissement quantitatifs des pays occidentaux, notamment les États-Unis, la zone euro, le Japon et le Royaume-Uni. Les taux d'intérêt, en particulier sur le dollar, devraient augmenter au cours des prochaines années. La Réserve fédérale américaine a augmenté ses taux de 0,25 point de pourcentage en décembre 2015, et de nouveau de 0,25 point de pourcentage en décembre 2016.

**Tableau 9. Scénarios de financement de la dette (dollars américains)**

Scénarios	Financement de la dette via le gouvernement	Taux d'intérêt moyen sur la dette	Paiements annuels de la dette (sur 35 ans)
Meilleur scénario	3 milliards	2 %	120 millions
Scénario optimiste	3,5 milliards	2,5%	150 millions
Scénario médian	4 milliards	3 %	186 millions
Scénario pessimiste	5,1 milliards	4 %	273 millions
Pire scénario	6 milliards	5 %	366 millions



D'autres hausses sont attendues en 2017. Depuis juillet 2016, le rendement de la dette publique à 10 ans des États-Unis, est passé de 1,4 à 2,4 % (à la fin de décembre 2016).<sup>55</sup>

Les prêts pour un projet à long terme tel qu'Inga 3 sont plus susceptibles d'avoir des taux d'intérêt basés sur un certain nombre de points de pourcentage au-dessus de LIBOR, plutôt qu'un taux fixe. Le taux LIBOR à 12 mois est passé de 1 % au début de 2016 à 1,7 % à la fin décembre 2016.

En fonction de ce qui précède, avec une quantité importante de garanties multilatérales et bilatérales, un taux d'intérêt moyen sur la composante dette de l'investissement privé est susceptible de dépasser 10 %, avec le risque qu'il augmente au cours de la construction et de l'exploitation d'Inga 3.

Dans le meilleur des scénarios, nous supposons que le taux d'intérêt moyen de la dette du secteur privé est de 10 %, passant à 12 % dans un scénario médian et à 14 % dans le pire des scénarios.

**Tableau 10. Scénarios de financement de la dette privée (dollars américains)**

Scénarios	Montant du financement de la dette via le secteur privé	Taux d'intérêt moyen sur la dette	Paiements annuels de la dette (sur 35 ans)
Meilleur scénario	6 milliards	10 %	622 millions
Scénario optimiste	7 milliards	11 %	790 millions
Scénario médian	8 milliards	12 %	979 millions
Scénario pessimiste	10,2 milliards	13 %	1 345 millions
Pire scénario	12 milliards	14 %	1 697 millions

## 2.7 COÛTS D'EXPLOITATION

La Banque mondiale estime que les coûts d'exploitation de la centrale seraient de 76 millions de dollars par an, des infrastructures communes de 39 millions de dollars, des lignes de transport en RDC de 69 millions de dollars et des lignes de transport vers la frontière sud-africaine de 60 millions de dollars.<sup>56</sup> Cela représente des coûts d'exploitation annuels totaux de 244 millions de dollars. Nous n'avons trouvé aucune autre information pour estimer les coûts. Nous avons donc gardé ces montants dans tous les scénarios.

## 2.8 RENDEMENT POTENTIEL POUR LE GOUVERNEMENT DE LA RDC

En rassemblant tous ces chiffres, nous pouvons estimer les revenus potentiels disponibles pour le gouvernement de la RDC (voir le tableau 13 et le graphique 1 ci-dessous). Ceux-ci montrent que dans le scénario médian (notre meilleure estimation de ce qui se passe sur la base des hypothèses explicitées ci-dessus), Inga 3 entraînerait une perte de 617 millions de dollars chaque année. Une partie de ces pertes peut concerner les investisseurs privés du fait que les rendements sur les capitaux propres ne sont pas atteints. Cependant, il est peu probable qu'Inga 3 génère suffisamment de revenus pour que le gouvernement de la RDC effectue ses paiements de dette. En outre, les investisseurs privés auraient probablement besoin de garanties pour investir, ce qui serait lié à leurs objectifs de taux de rendement. Cela signifie que les coûts supplémentaires aux paiements de la dette, pourraient revenir au gouvernement de la RDC et/ou au gouvernement sud-africain.

Dans le meilleur cas absolu, Inga 3 générerait un rendement annuel de 750 millions de dollars. Cependant, nous considérons cette issue comme hautement improbable, car

**Tableau 11. Rendement économique global, en moyenne par année (en millions de dollars)**

Scénarios	Revenus	Coûts d'exploitation	Paiements de la dette du gouvernement	Paiements de la dette privée	Rendement des capitaux propres privés	Rendement annuel au gouvernement
Meilleur scénario	2 335 \$	244 \$	120 \$	622 \$	600 \$	<b>749 \$</b>
Scénario optimiste	2 050 \$	244 \$	150 \$	790 \$	788 \$	<b>78 \$</b>
Scénario médian	1 791 \$	244 \$	186 \$	979 \$	1 000 \$	<b>- 618 \$</b>
Scénario pessimiste	1 361 \$	244 \$	273 \$	1 345 \$	1 000 \$	<b>- 1 501 \$</b>
Pire scénario	1 229 \$	244 \$	366 \$	1 697 \$	1 000 \$	<b>- 2 078 \$</b>



**Figure 1: Scenarios for financial benefits and costs of Inga 3**



elle nécessite le meilleur scénario de chaque hypothèse, notamment aucun dépassement de coûts, un facteur de capacité élevée, des prix élevés de l'électricité générée, des pertes de transmission beaucoup plus faibles qu'aujourd'hui et des taux d'intérêt relativement bas sur les financements qui n'augmenteraient pas sur 35 ans.

Si Inga 3 répond à tous les bons scénarios, on observerait un rendement marginal de seulement 79 millions de dollars par an. Donc, même si toutes les hypothèses se révèlent très positives, il y aurait peu ou pas de retour disponible pour le gouvernement de la RDC.

Enfin, dans les scénarios pessimistes, les coûts annuels seraient énormes, passant à 2 milliards de dollars dans le pire des cas. Ceci est moins probable que le scénario médian, et, au vu de ces trois scénarios, Inga 3 se révèle être l'éléphant blanc que beaucoup de critiques ont longtemps soutenu. Dans les scénarios pessimistes, il est probable que des coûts supplémentaires tombent sous la responsabilité du gouvernement de la RDC, au-delà de ses paiements de dette. Cela pourrait également entraîner des coûts additionnels pour Eskom, l'Afrique du Sud et les investisseurs du projet, notamment les institutions publiques pour des raisons de défaut de dette ou de restructuration.

**Dans le scénario médian (notre estimation la plus probable de ce qui se passerait, en fonction des hypothèses présentées ci-dessus), Inga 3 entraînerait une perte de 618 millions de dollars chaque année pour la RDC.**

## 3. Autres considérations économiques

### 3.1 LE COÛT D'OPPORTUNITÉ

Le travail sur Inga 3 a déjà utilisé des fonds concessionnels qui auraient pu être utilisés ailleurs. En mars 2014, la Banque mondiale a approuvé une subvention de 73,1 millions de dollars pour l'assistance technique d'Inga 3, ainsi que 33,4 millions de dollars supplémentaires de la Banque africaine de développement. Seulement 4,4 millions de dollars de cette subvention de la Banque mondiale ont été décaissés au moment où la Banque a suspendu le projet en juillet 2016.<sup>57</sup> Cependant, cet argent a effectivement été alloué, au lieu d'être déboursé pour d'autres investissements en RDC. La Banque mondiale a déclaré que la raison pour suspendre le projet, vient d'une « décision du gouvernement de la RDC d'orienter le projet dans une direction stratégique différente de celle convenue entre la Banque mondiale et le gouvernement en 2014. »<sup>58</sup>

Le financement de 66,5 millions de dollars de la Banque africaine de développement s'inscrit dans le cadre du soutien au développement du site Inga et de l'accès à l'électricité. Cela correspond à 7,5 millions de dollars de subventions et 59 millions de dollars d'emprunts.<sup>59</sup>

Dans les scénarios ci-dessus, nous supposons que le gouvernement de la RDC utiliserait jusqu'à 3 milliards de dollars de prêts concessionnels pour financer sa part de construction d'Inga 3. Étant donné que, entre 2010 et 2014, le gouvernement de la RDC n'a reçu en moyenne que 170 millions de dollars de prêts concessionnels de bailleurs de fonds bilatéraux et multilatéraux chaque année,<sup>60</sup> ce serait un montant énorme qui mettrait en défaut l'obtention de prêts à intérêt inférieur pour d'autres activités en RDC. Il existe en effet des utilisations bien plus bénéfiques et moins risquées pour cet argent concessionnel, notamment dans la production d'énergie, ce que nous allons voir par la suite.

### 3.2 BÉNÉFICES ÉNERGÉTIQUES D'INGA 3 ET ALTERNATIVES

Ci-dessus, nous avons montré qu'au mieux, Inga 3 fournirait seulement 264 MW d'électricité à Kinshasa. Plus vraisemblablement, Inga 3 ne fournirait que 90 MW ou peut-être même rien. Les engagements contractuels envers l'Afrique du Sud et les mines du Katanga signifieraient qu'il y aurait peu ou pas d'électricité pour Kinshasa. Toute l'électricité de Kinshasa augmenterait également et serait soumise à la production d'Inga 3, alors que les approvisionnements en Afrique du Sud et au Katanga seraient garantis.

90 MW représentent 790 millions de kWh par an. La RDC consomme actuellement un total de 7,9 milliards de kWh d'électricité par an, selon l'Agence internationale de l'énergie,<sup>61</sup> de sorte qu'Inga 3 pourrait augmenter la consommation de 10 % dans le scénario médian.

En 2013, on estime que 9 % de la population de la RDC a accès à l'électricité, soit 6,9 millions de personnes.<sup>62</sup> Par conséquent, ces 6,9 millions de personnes consomment en moyenne 1,14 MWh par an. En Afrique du Sud, la consommation d'électricité par personne est de 4,24 MWh par an.<sup>63</sup> L'augmentation possible de 10 % de l'approvisionnement en électricité domestique (non minier) d'Inga 3, serait probablement répartie entre l'augmentation de la consommation d'électricité pour ceux qui ont déjà accès et l'accès à d'autres personnes. Si répartie de manière égale, 340 000 personnes de plus auraient accès à l'électricité et la consommation moyenne passerait de 1,14 à 1,20 MWh par an. Que ce soit pour augmenter la consommation ou l'accès, l'électricité d'Inga 3 serait destinée aux utilisateurs urbains dans la région de Kinshasa.

En revanche, les prêts concessionnels disponibles pour Inga 3 pourraient être utilisés pour créer une production d'électricité alternative. Dans le scénario médian d'Inga 3 ci-dessus, nous avons supposé que le gouvernement aurait besoin d'emprunter 4 milliards de dollars, et parviendrait à le faire à un taux d'intérêt de 3 % en moyenne. Dans le meilleur scénario, nous avons estimé qu'il n'aurait besoin que de 3 milliards de dollars et qu'il obtiendrait en moyenne un taux d'intérêt de 2 %.

Voici les chiffres des coûts estimés pour différentes formes d'électricité. Toutefois, ceux-ci sont basés sur un coût de capital de 10 %.

**Tableau 12. Coût de l'électricité de différentes sources**

Source	Coût, cents par kWh
Eolien terrestre	0,03 à 0,16 \$
Hydroélectricité	0,02 à 0,35 \$
Panneau photovoltaïque	0,07 à 0,4 \$
Énergie solaire concentrée	0,17 à 0,28 \$

*\*coûts basés sur le coût du capital de 7,5 % dans l'OCDE et en Chine, et de 10 % dans le reste du monde en 2014 <sup>64</sup>*

**Micro-hydroélectricité :** IRENA a déclaré qu'une installation hydroélectrique de petite ou très petite taille (micro), coûte entre 1 300 et 8 000 dollars par kW, avec des coûts de fonctionnement annuels compris entre 1 et 4 % de l'installation.<sup>65</sup> Avec d'importantes ressources en eau à travers le pays, la RDC dispose d'un gros potentiel pour l'utilisation du micro-hydroélectrique<sup>66</sup> De plus, les développeurs pourraient construire des installations micro-hydroélectriques à travers le pays, permettant d'atteindre des communautés bien au-delà de Kinshasa, y compris dans les zones rurales.

Dans nos scénarios ci-dessus, nous avons supposé que pour Inga 3, la RDC aurait besoin de 3 milliards de dollars de prêts à un taux d'intérêt de 2 % (le taux d'intérêt moyen a alors augmenté, car les dépassements de coûts ont conduit à augmenter le montant des emprunts). Sur la base des chiffres ci-dessus, 3 milliards de dollars pourraient

être investis pour installer entre 375 MW et 2 300 MW de capacité micro-hydroélectrique. La moyenne de ces chiffres est de 1 350 MW. Si, en moyenne, cette installation micro-hydroélectrique fonctionne à 70 % de sa capacité, ce qui équivaut à l'hypothèse médiane que nous avons faite pour Inga 3, cela générerait 8,3 milliards de kWh d'électricité par an.

Le paiement de la dette coûterait 120 millions de dollars par an sur 35 ans, plus entre 30 et 120 millions de dollars pour l'exploitation et la maintenance, soit un total de 150 à 240 millions de dollars. Pour couvrir ces coûts, le service devrait être facturé entre 1,8 et 2,9 cents le kWh. Même si le taux d'intérêt sur la dette était de 3 %, comme dans notre scénario médian pour Inga 3, cela augmenterait les coûts annuels à 260 millions de dollars, ce qui entraînerait un coût de l'électricité à 3,1 cents le kWh.

Par conséquent, si le même montant de financement concessionnel nécessaire pour Inga 3 était investi dans des installations micro-hydroélectriques à travers le pays, la quantité d'électricité produite pour usage domestique pourrait augmenter de 8,3 milliards de kWh, par rapport à un scénario médian d'Inga 3, de 0,8 milliard de kWh. De plus, le coût de cette électricité tomberait sensiblement en dessous du prix de l'électricité d'Inga 3 de 7 cents le kWh, ce qui permettrait d'atteindre plus de personnes en dehors des élites urbaines, à la fois financièrement et géographiquement.

8,3 milliards de kWh par an pourraient, par exemple, faire passer le nombre de personnes ayant accès à l'électricité, de 6,9 à 9,6 millions, tout en augmentant la consommation moyenne de 1,14 à 1,69 MWh par an et par personne.



Power lines by the Congo River. Photo credit: International Rivers

**Panneau photovoltaïque :** Le coût des panneaux photovoltaïques a diminué rapidement dans le monde entier. D'après IRENA, le coût moyen global a chuté de 62 % entre 2009 et 2015 et pourrait diminuer à nouveau de 57 % par rapport au niveau de 2015, d'ici 2025.<sup>67</sup> Étant modulables, les panneaux solaires peuvent être déployés à n'importe quelle échelle, et ainsi atteindre toutes sortes de zones urbaines et rurales. De plus, les délais en termes de production sont courts. L'emplacement à moins d'importance que dans le cas des installations micro-hydroélectriques, mais ne produit au mieux, que pendant la moitié de la journée.

Selon IRENA, en Afrique, chaque watt de capacité installée coûte actuellement entre 1,3 et 4,1 dollars.<sup>68</sup> Dans nos scénarios ci-dessus, nous avons supposé que pour Inga 3, la RDC aurait besoin de 3 milliards de dollars de prêts à un taux d'intérêt de 2 % (le taux d'intérêt moyen a alors augmenté, car les dépassements de coûts ont conduit à augmenter le montant des emprunts).

Par conséquent, un capital de 3 milliards de dollars pourrait générer entre 730 et 2 300 MW de capacité installée. La durée de vie des unités photovoltaïques est incertaine car la technologie est nouvelle, bien qu'il soit prévu que les unités actuelles durent au moins 25 ans..

Cependant, en dépit d'être sur l'équateur, l'irradiation solaire en RDC est plus faible que les autres pays africains en raison de la couverture nuageuse. IRENA liste les ressources solaires de la RDC comme étant similaire à l'Espagne, l'Italie, la Grèce et la Turquie.<sup>69</sup> Le facteur de capacité dans ces pays semble être entre 13 et 18 %.<sup>70</sup> Avec un facteur de capacité en RDC de 15 % pour les panneaux photovoltaïques, cela représenterait une génération annuelle de 960 millions à 3 milliards de kWh. Un prix de l'électricité de 7 cents par kWh générerait entre 67 et 210 millions de dollars de revenus par an. Le coût annuel du remboursement de 3 milliards de dollars de prêts sur 25 ans, serait de 154 millions de dollars.

Cela signifie que l'utilisation des fonds concessionnels uniquement pour les panneaux solaires, pourrait générer un revenu résiduel compris entre 56 et -87 millions de dollars. Ceci est encore très risqué, mais moins risqué qu'Inga 3. De plus, en générant entre 960 millions et 3 milliards de kWh additionnels, 400 000 à 1,5 million de personnes supplémentaires, auraient accès à l'électricité. Par ailleurs, la consommation d'électricité augmenterait de 1,21 à 1,39 MWh, pour ceux qui y ont accès.

Par conséquent, alors que le solaire est encore ris-

qué, investir des prêts concessionnels dans des projets photovoltaïques serait moins risqué financièrement pour le gouvernement de la RDC qu'Inga 3. Cela produirait plus d'électricité et permettrait ainsi un meilleur accès, potentiellement de manière substantielle. Cette énergie pourrait être utile dans des zones rurales et urbaines dans différentes régions du pays, et pas seulement les résidents à Kinshasa. De plus, le coût du photovoltaïque devraient continuer de baisser.

Les options énergétiques de petite échelle telles que le micro-hydroélectrique, le photovoltaïque solaire ou l'éolien terrestre ont un dernier avantage : Contrairement à Inga 3, les finances concessionnelles ne doivent pas nécessairement être engagées avant que les projets ne démarrent. Au lieu de cela, certains projets à petite échelle peuvent être mis en œuvre. Le pays peut en tirer des leçons afin de déterminer les types de projets à poursuivre. La réalité est que tous les chiffres de ce rapport ne sont que des estimations, qu'il s'agisse d'Inga 3 ou de petits projets d'énergies renouvelables. Mais avec les énergies renouvelables à petite échelle, les plans peuvent évoluer à mesure que les projets progressent, tandis qu'Inga 3 est un projet énorme avec peu de flexibilité une fois qu'il est lancé.

### 3.3 CRÉATION D'EMPLOI PENDANT ET APRÈS LA CONSTRUCTION

La Banque mondiale affirme qu'Inga 3 pourrait « créer des emplois », mais ils ne fournissent aucune estimation du nombre, de la période et de la qualité.<sup>71</sup> Une présentation de la SNEL indique qu'il y aurait en moyenne 3 000 emplois pendant la phase de construction, avec un pic à 7 000 emplois.<sup>72</sup>

Une fois opérationnelles, les dépenses courantes des centrales hydroélectriques sont relativement faibles.<sup>73</sup> Un nombre relativement faible d'emplois sont nécessaires pour l'exploitation et la maintenance. Le Groupe de développement d'infrastructures privées a estimé que pour 500 emplois créés à court terme, 10 sont créés à long terme.<sup>74</sup> Par conséquent, si le nombre total d'emplois à court terme atteint 7 000, le nombre d'emplois de longue durée serait juste de 140.

À l'échelle mondiale, il y avait 1 055 000 MW de capacité hydroélectrique installée en 2015,<sup>75</sup> avec environ 620 000 emplois directs en exploitation et en maintenance.<sup>76</sup> Cela représente 0,59 emplois par MW de capacité installée, ce qui pour Inga 3 équivaut à 2 800 emplois. Cela semble être un chiffre particulièrement élevé, mais



ce chiffre inclut probablement tous les emplois directs, y compris dans la maintenance de la ligne de transmission.

Les deux estimations ci-dessus donnent des chiffres pour les emplois en exploitation et en maintenance, entre 140 (ce qui semble trop faible) et 2 800 (ce qui semble trop élevé). L'estimation la plus probable se trouve entre les deux. Quoi qu'il en soit, même 2 800 emplois seraient un montant relativement faible pour un investissement total de 14 milliards de dollars (5 millions de dollars par emploi et 1 070 000 dollars de prêts concessionnels par emploi, si 3 milliards de dollars en prêts concessionnels étaient assurés au total).

Le projet créerait des emplois indirects, notamment pour les fournisseurs locaux de matériaux ou les entreprises desservant les besoins de consommation des travailleurs sur le projet. Ce dernier est également connu sous le nom d'emplois « induits ». Cependant, encore plus que pour les emplois directs, les emplois indirects et induits connaîtraient un boom relatif uniquement liés à la phase de construction. Une étude réalisée pour la Banque mondiale sur les emplois dans les projets énergétiques dit : « Les effets indirects [créer des emplois] sont généralement fortement liés à la phase de fabrication [construction] lors de l'augmentation de la demande initiale, et sont donc de durée plus courte. »<sup>77</sup>

Les développeurs importeront beaucoup de matériaux et de technologies d'autres régions du monde, de sorte que ces achats ne profiteront pas à l'économie locale. Lorsque les ressources locales sont utilisées, elles sont principalement utilisées pour la construction, donc très peu d'emplois sont susceptibles d'être maintenus une fois opérationnel.

La consommation locale des travailleurs employés sur le projet aurait un effet plus important sur l'économie locale. Cela diminuerait également après la phase de construction. Les emplois créés sur n'importe quel projet entraînent également des emplois induits. Par conséquent, le nombre relativement faible d'emplois créés par rapport à l'investissement pour Inga 3, s'appliquerait également aux emplois indirects qui fournissent des biens et des services aux travailleurs du projet.

À titre d'exemple, un document de recherche de la Banque mondiale a révélé que la construction d'une ligne de transport d'électricité aux États-Unis employait directement 2 258 personnes à son maximum, mais seulement pendant un an. La moyenne était de 760 emplois pendant la construction du projet. Il a été estimé que pour chaque emploi direct créé, 0,41 emplois indirects et

0,58 emplois induits ont été créés.<sup>78</sup>

Pour les lignes de transmission de la RDC, nous nous attendons à ce que le nombre d'emplois indirects soit considérablement inférieur, car plus de pièces seront importées qu'aux États-Unis. Cependant, même si les ratios ci-dessus ont été utilisés pour l'ensemble du projet, cela signifierait 1 200 emplois indirects et 1 700 emplois induits pendant la construction, mais ceux-ci diminueraient fortement après la construction. Les emplois indirects sont susceptibles d'être peu nombreux, alors que les emplois induits seraient proportionnels au nombre de travailleurs employés directement.

### 3.4 COÛTS POUR LES PAYS HÔTES DE LA LIGNE DE TRANSMISSION

La ligne de transmission de la RDC vers la frontière sud-africaine devrait passer par la Zambie, le Zimbabwe et éventuellement le Botswana. L'analyse économique de la Banque mondiale ne fait aucune évaluation de ce que ces pays exigeraient pour que la ligne franchisse leur territoire et utilise des terres. Potentiellement, ils pourraient bénéficier de l'électricité vendue via le pool énergétique de l'Afrique australe, même si les développeurs estiment que l'Afrique du Sud achèterait l'électricité au gouvernement présentant le moins de risque, pour que les investisseurs privés soient prêts à s'engager.

L'analyse économique de la Banque mondiale cite un chiffre de 7 cents par kWh pour l'électricité achetée par l'Afrique du Sud et dit « déduction faite des coûts de transmission. »<sup>79</sup> Notre analyse dans les scénarios ci-dessus prend cette valeur nominale, mais cela pourrait ne pas inclure certains coûts (autres que l'infrastructure et l'exploitation) pour que les gouvernements de la Zambie, du Zimbabwe et du Botswana acceptent la ligne.

### 3.5 DISPOSITIONS FISCALES

Il est possible que la RDC augmente ses revenus en taxant la société privée impliquée dans le Partenariat public-privé de diverses façons. Cependant, les investisseurs PPP exigeraient également de structurer le contrat de manière à s'assurer qu'ils obtiennent un retour après la mise en place des modalités d'imposition. En outre, la structuration financière du projet est susceptible de permettre aux entreprises privées concernées, de générer des profits à l'étranger plutôt qu'en RDC. Par exemple, les paiements sur les taux d'intérêt de prêts aux filiales en RDC, pourraient être manipulés afin la filiale locale ne



réalise pas de bénéfices significatifs, en les allouant à la filiale de crédit, par exemple à Maurice.

### 3.6 PERTES DE TERRE ET DE MOYENS DE SUBSISTANCE

En 2014, la Banque mondiale a estimé que la conception d'Inga 3 conduirait le réservoir à inonder 15,5 km<sup>2</sup> de terrain. Bien que ce soit une superficie relativement faible pour le réservoir d'un grand barrage, cela représente plus de 1 500 hectares. De plus, la Banque mondiale affirme que le canal utiliserait 77 hectares.<sup>80</sup> En plus de la perte de terres, les communautés locales qui dépendent de la pêche, craignent que ce moyen de subsistance disparaisse si le barrage est construit.<sup>81</sup>

Inga 3 Basse Chute déplacerait environ 10 000 personnes, perturbant les moyens de subsistance de quatre fois plus de personnes que le nombre d'emplois créés. Dans l'analyse économique ci-dessus, nous n'avons pas inclus de paiements et d'indemnités pour les personnes touchées par le barrage. L'histoire nous a montré que ces coûts peuvent être importants. Cependant, même si aucune somme ou nouvelle terre ne peut compenser pleinement les communautés pour la perte de leurs maisons ancestrales, l'ajout de ce point à l'analyse économique augmenterait encore la charge financière globale d'Inga 3, tel qu'indiquée ci-dessus.

### 3.7 IMPACT SUR LA DETTE MACROÉCONOMIQUE DE LA RDC

Le FMI et la Banque mondiale évaluent la RDC comme étant à risque modéré en termes de remboursement de sa dette, avec une forte vulnérabilité aux perturbations.<sup>82</sup> Cela soulève le doute supplémentaire, à savoir si la RDC pourrait emprunter l'argent pour payer certains coûts de construction d'Inga 3, car la Banque mondiale et la Banque africaine de développement ne sont censées accorder seulement la moitié de leur financement en prêts et l'autre moitié en subventions aux pays à risque de surendettement modéré.<sup>83</sup> En outre, les conseils du FMI et de la Banque mondiale concluent que « compte tenu des incertitudes, la RDC devrait continuer à adopter une approche prudente à l'égard des emprunts extérieurs ».<sup>84</sup> Cependant, le plan pour Inga 3 nécessiterait de gros emprunts extérieurs par le gouvernement de la RDC et pourrait donc contribuer à une crise de la dette future pour le gouvernement de la RDC.

Les chiffres les plus récents du FMI et de la Banque

mondiale indiquent que la dette extérieure du gouvernement de la RDC est de 6,5 milliards de dollars,<sup>85</sup> soit 16 % du PIB pour 2016.<sup>86</sup> Cependant, étant donné que les recettes publiques sont très faibles (14 % du PIB), les paiements annuels de la dette extérieure représentent de 6 à 12 %, entre aujourd'hui et le milieu des années 2020. Le FMI et la Banque mondiale estiment que s'il y avait un choc économique, les paiements de la dette extérieure pourraient augmenter de 8 à 18 % des revenus.<sup>87</sup>

Dans le meilleur des cas, Inga 3 signifierait une dette nouvelle de 3 milliards de dollars pour le gouvernement, passant à 6 milliards de dollars dans le pire des cas. Cela augmenterait la dette extérieure du gouvernement, passant de 6,5 milliards de dollars (16 % du PIB) à, entre 9,5 et 12,5 milliards de dollars (24 à 31 % du PIB).

Plus important encore, nous projetons que les paiements annuels du gouvernement pour la dette, se situeraient entre 120 et 366 millions de dollars par an, du meilleur au pire des scénarios. Cela augmenterait les paiements de la dette extérieure du gouvernement de 8 à 19 % des revenus (de 6 à 12 %), ou de 10 à 25 % en cas de choc économique.

La notation de la dette de la RDC passerait de modérée à élevée, si l'un des seuils du FMI et de la Banque mondiale est dépassé dans le scénario de référence. Le seuil pour les paiements de la dette extérieure aux recettes publiques est de 18 %, alors, dans le pire des cas, Inga 3 entraînerait le dépassement de cette limite et la RDC obtiendrait une notation à risque élevé. En outre, tout choc économique combiné avec l'emprunt supplémentaire d'Inga 3, pourrait faire basculer la RDC dans la catégorie à risque élevé.

Si la RDC était notée comme ayant un risque élevé de surendettement, cela réduirait encore le financement concessionnel futur disponible auprès de la Banque mondiale et de la Banque africaine de développement, car elles sont autorisées à accorder seulement des subventions et non des prêts, pour les pays à risque élevé. De plus, le montant total des fonds disponibles diminuerait.

Enfin, le FMI et la Banque mondiale examinent actuellement le cadre de viabilité de la dette et ont indiqué qu'ils pourraient inclure pour la première fois les coûts courants et les passifs éventuels des PPP dans ces évaluations. Dans l'affirmative, le risque que d'autres coûts d'Inga 3 deviennent la responsabilité du gouvernement de la RDC (comme le paiement garanti de l'électricité), pourrait pousser le FMI et la Banque mondiale à évaluer la RDC comme ayant un risque élevé de surendettement.

### 3.8 SYNDROME HOLLANDAIS

Le « syndrome hollandais » est une situation économique dans laquelle l'afflux de monnaie étrangère dans une économie pour payer l'investissement dans les secteurs extractifs, et les revenus de ces secteurs, augmentent le taux de change de la monnaie nationale. Cette hausse du taux de change rend difficile la vente locale pour les producteurs nationaux de biens, car les importations sont moins chères. Il devient plus difficile pour les exportateurs de développer leurs entreprises, le taux de change étant élevé, cela signifie que leurs produits sont trop coûteux pour les marchés étrangers.

Il est peu probable que l'exploitation en cours du barrage ait un effet de distorsion important, car elle entraînera peu d'entrée de revenus dans le pays. Comme indiqué ci-dessus, les revenus générés seront principalement dépensés pour effectuer des paiements de dettes ou verser des bénéfices aux investisseurs actionnaires qui quitteront le pays.

Cependant, la construction du barrage pourrait conduire à un important afflux unique de devises étrangères qui pourrait fausser le taux de change pendant quelques années, pour aboutir à une catastrophe une fois que la construction prendrait fin. L'investissement total dans le cadre du projet pourrait se situer entre 12 et 24 milliards de dollars.

Selon la CNUCED, les afflux d'investissements directs étrangers en RDC ont atteint en moyenne 2,7 milliards de dollars par an, entre 2010 et 2015.<sup>88</sup> L'investissement d'Inga 3 devrait avoir lieu sur cinq ans, de sorte que l'afflux atteigne en moyenne, entre 2,4 et 4,8 milliards de dollars par an. Une grande partie de cette monnaie étrangère ne serait pas changée en francs congolais mais dépensée sur les importations ; il en va probablement de même pour les afflux d'IED de la CNUCED.

Bien que cela soit difficile à prédire avec certitude, il est probable qu'Inga 3 augmenterait temporairement, mais de manière significative, la demande de monnaie locale, ce qui entraînerait un franc congolais plus fort. Cela augmenterait la capacité des plus riches en RDC à acheter des importations au cours de cette période, au détriment de la compétitivité des entreprises locales. Après la fin de la construction, il pourrait y avoir une forte baisse de la valeur de la monnaie. Cela réduirait la capacité des habitants d'acheter des produits d'importation et augmenterait la taille relative des dettes extérieures. Alors que les entreprises locales seraient plus compétitives, elles auraient subi cinq années de moindre développement.

# Notes

- 1 Flyvberg, B. (2005). Design by Deception: The Politics of Megaproject Approval. Harvard Design Magazine 22(22):50-59
- 2 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 3 *ibid.*
- 4 *ibid.*
- 5 Inga 3 Project Webpage, NEPAD.
- 6 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 7 *ibid.*
- 8 Sovacool, B. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. Energy. September 2014.
- 9 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 10 Sovacool, B. (2014). Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. Energy. September 2014.
- 11 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 12 ClimateScope 2016 Webpage on DRC
- 13 DRC Country Mining Guide, KPMG, 2014.
- 14 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 15 *ibid.*
- 16 *ibid.*
- 17 Calculated based on World Bank's Summary of Economic Analysis.
- 18 IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, 2011. Based on there being 926 GW of installed capacity and 3,551 TWh of electricity produced.
- 19 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 20 China Is Adding a Three Gorges Dam Worth of Wind Every Year, Green Tech Media, March 28, 2016.
- 21 Xiluodu Hydroelectric Power Plant Project Page, Power-Technology.com
- 22 Xiangjiaba hydropower project, Water Power Magazine
- 23 Longtan Hydro Project
- 24 Largest hydropower station on Mekong River starts operation, Xinhua News
- 25 Bostan, I. et al. (2013). Resilient Energy Systems: Renewables: Wind, Solar, Hydro.
- 26 *ibid.*
- 27 Capacity factors of Brazilian hydroelectric power plants
- 28 Climate Service Centre. (2013). Climate Change Scenarios for the Congo Basin.
- 29 *ibid.*
- 30 International Energy Statistics, U.S. Energy Information Agency
- 31 International Energy Agency Report: DRC, 2014
- 32 International Energy Agency Report: South Africa, 2014
- 33 Siemens Energy: HVDC
- 34 World's Longest Transmission Lines, Power-Technology.com
- 35 Project Finance, European Investment Bank
- 36 Mobilizing Finance For Infrastructure, DfID, August 2015
- 37 PPP Equity Database, European Services Strategy
- 38 A Dangerous Diversion, Oxfam, 2014. Netcare, the project developer, states that the 'investment was made with an expectation of earning a return that compares with the norm on similar hospital PFI projects in the UK of between 13 per cent and 18 per cent'.
- 39 The Rise and Fall of Ghana's Debt, Jubilee Debt Campaign, 2016
- 40 Hildyard, N. (2016). Licensed larceny: Infrastructure, financial extraction and the global South. Manchester University Press.

- 41 Calculated from World Bank's World Development Indicators database.
- 42 IDA Credit Rates and Charges, World Bank
- 43 African Development Fund Loan Terms, African Development Bank
- 44 Email from the European Investment Bank, November 30, 2016
- 45 US Eximbank versus China Eximbank, Deborah Brautigam, 2011.
- 46 DBSA Annual Report 2015-16.
- 47 *ibid.*
- 48 Congo Scales Back Eurobond Plans As It Seeks World Bank Support, Reuters, 2016.
- 49 Trump win pushes up future interest costs for African governments, Jubilee Debt Campaign, November 2016.
- 50 Moody's affirms the Democratic Republic of the Congo's sovereign issuer rating at B3; outlook stable, June 2016.
- 51 Mobilizing Finance For Infrastructure, DfID, August 2015
- 52 *ibid.*
- 53 *ibid.*
- 54 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 55 Bloomberg
- 56 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 57 Inga 3 Technical Assistance Project Financials, World Bank.
- 58 World Bank Group Suspends Financing to the Inga-3 Basse Chute Technical Assistance Project, World Bank, July 25, 2016.
- 59 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 60 Calculated from World Bank's World Development Indicators database.
- 61 International Energy Agency Report: DRC, 2014
- 62 Power Africa Fact Sheet: DRC, USAID
- 63 International Energy Agency Statistics: South Africa
- 64 Designing Low-Carbon Energy Futures, International Rivers, 2015. Original data IRENA renewable cost database.
- 65 Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Hydropower, IRENA, 2012.
- 66 Promotion of mini- and micro-hydropower plants in DRC, Global Environment Facility.
- 67 Solar PV in Africa: Costs and Markets, IRENA, 2016.
- 68 *ibid.*
- 69 *ibid.*
- 70 For example see The Efficiency of Solar Photovoltaics and Renewable Energy Snap Shot: Turkey, UNDP
- 71 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 72 The Grand Inga Project, DRC, Presentation by SNEL, 2014.
- 73 Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series: Hydropower, IRENA, 2012.
- 74 Uganda, Bugoye Hydro Power Project, PDIG
- 75 Hydropower – leading global renewable energy capacity growth, Hydroworld
- 76 Renewable Energy and Jobs, IRENA, 2016
- 77 Bacon, R. and Kojima. M. (2011). Issues in estimating the employment generated by energy sector activities. World Bank, Sustainable Energy Department. June 2011.
- 78 *ibid.*
- 79 Inga 3 Technical Assistance Project Appraisal Document, World Bank. 3 March 2014.
- 80 *ibid.*
- 81 Communities Sign Petition Against Inga 3 Dam, International Rivers, September 2014.
- 82 DRC Debt Sustainability Analysis, IMF, August 2015.
- 83 IDA Financing, World Bank
- 84 DRC Debt Sustainability Analysis, IMF, August 2015.
- 85 *ibid.*
- 86 GDP taken from IMF World Economic Outlook October 2016.
- 87 Press Release: 2015 Article IV Consultation, October 2015
- 88 UNCTADstat





*The section of the Bundi River that will be flooded by Inga 3. Photo credit: Rudo Sanyanga*