

第 8 章 民間投資環境レビュー

8.1 民間投資レビュー

アンゴラの民間投資環境を考えるにあたり、まず世界銀行のレポートをレビューした。

毎年、世界銀行は、各国のビジネス環境をいくつかの項目に分けて評価した’Doing Business’レポートを公表している。左記レポートの最新版’Doing Business 2017’は、10 の項目について、その手続や所要日数、（手続に要する）費用などを総合して評価し、全世界 190 カ国を順位づけている。そのうちアンゴラは、190 国中 182 位であった。因みに同レポートでは、ポルトガルは 25 位、サブサハラ地域の南アフリカは 74 位、モザンビーク 137 位、ナイジェリア 169 位などとなっている。

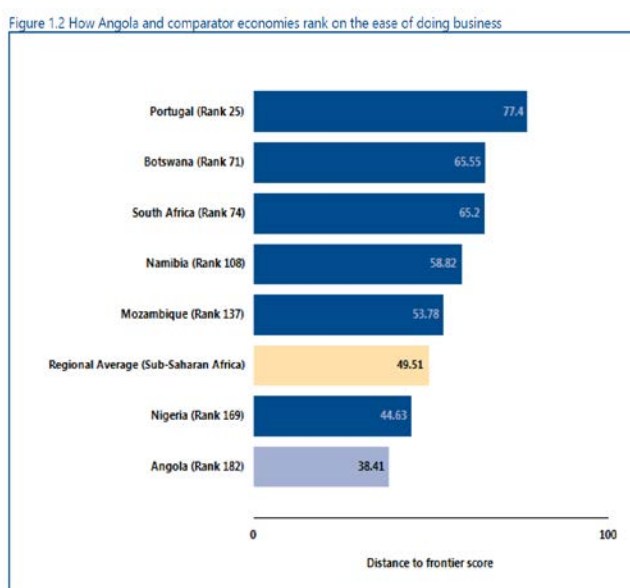


図 8-1 世界銀行’Doing Business 2017’によるアンゴラの順位

アンゴラを評価項目別に見ると、信用力の供与（Getting Credit）が 181 位、国境を越えた取引のしやすさ（Trading across Borders）が 183 位、契約の遵守状況（Enforcing Contracts）が 186 位、債務不履行時の清算（Resolving Insolvency）が 169 位となっている。なお、評価項目の得点は一番よい国を 100 点とし、0 点から 100 点で評価している。

Figure 1.3 Rankings on *Doing Business* topics - Angola
(Scale: Rank 190 center, Rank 1 outer edge)

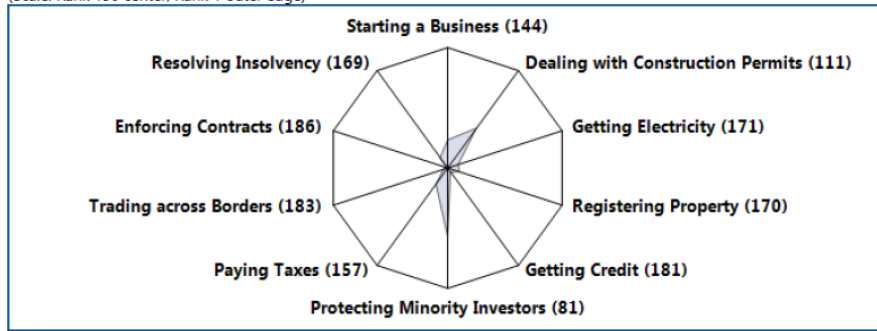
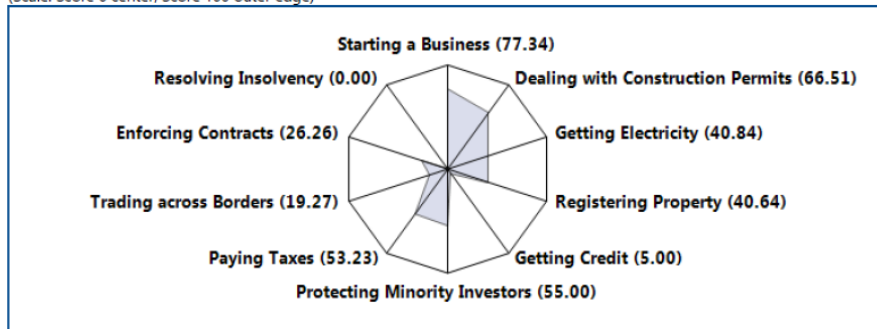


Figure 1.4 Distance to frontier scores on *Doing Business* topics - Angola
(Scale: Score 0 center, Score 100 outer edge)



Source: *Doing Business* database.

Note: The rankings are benchmarked to June 2016 and based on the average of each economy's distance to frontier (DTF) scores for the 10 topics included in this year's aggregate ranking. The distance to frontier score benchmarks economies with respect to regulatory practice, showing the absolute distance to the best performance in each *Doing Business* indicator. An economy's distance to frontier score is indicated on a scale from 0 to 100, where 0 represents the worst performance and 100 the frontier. For the economies for which the data cover 2 cities, scores are a population-weighted average for the 2 cities.

図 8-2 世界銀行'Doing Business 2017'による項目別の順位と得点

アンゴラの投資環境の問題点は、これら評点の低い項目と解釈できるが、この点についての世界銀行の説明は以下のとおり。

- ✓ 信用供与力が低い→担保法や破産法が整備されていない。特に資金の借り手に関して、過去の信用力の情報が共有されていない。また与信審査で用いる財務諸表などの資料が整備されていない。
- ✓ 契約書の実行力が乏しい→契約が遵守されていない。
- ✓ 債務不履行時の清算／撤退が困難→アンゴラでは、債務不履行案件の処理を実際に取り扱った経験がない。

8.2 民間投資環境レポートのレビュー

この節では、アンゴラの民間投資環境のボトルネックを特定するとともに、電力セクターの民間案件促進のための情報をまとめた。

8.2.1 AfDBの投資環境レポート

アフリカ開発銀行 (AfDB) の'Private Sector Country Profile 2012'をレビューした。本レポートは 2012 年に AfDB によって作成された、アンゴラに関するビジネスガイドブックとでもいう

べきものであり、アンゴラの地理・政治動向・経済情勢から書き起こし、次いでアンゴラの投資環境を説明している。その後、2015年に本レポートのポルトガル語版が公開されているが、世界銀行（WB）の‘Doing Business’のように内容のアップデートはされていない模様である。

同レポートでは、アンゴラの民間投資環境について、その問題点を3つの要因（制度的要因、経済的要因、その他の要因）で記述しており、以下のとおりまとめた。

表 8-1 アンゴラの投資環境の問題点

アンゴラの民間投資環境の問題点	
制度的要因	<ul style="list-style-type: none"> ・法律／契約書が遵守されていない。 ・電力などの国内インフラが整備されていない。 ・各種申請手続に時間がかかる。
経済的要因	<ul style="list-style-type: none"> ・石油を輸出して、国内の日常生活品を輸入する構造となっているため、外貨準備高が輸出品の石油価格の市況に左右される。 ・株式市場がない。 ・金融市場はあるが脆弱。 ・企業の与信審査能力が低い。企業の業績を映し出す会計システムが弱い。
その他の要因	<ul style="list-style-type: none"> ・熟練労働市場が未発達。

(AfDB ‘Private Sector Country Profile’ レポート 2012 年の内容を要約)

8.2.2 アンゴラの法制度

アンゴラの法制度は、旧宗主国のポルトガルの法体系に準拠している。まずポルトガル法の影響が強い基本的な法律（民法・労働法など）があり、それとは別に、民間投資に関連する各種法が制定されている。

会計制度については、一部の金融機関は、アンゴラ中央銀行（BNA）の指導に従い国際会計基準（IFRS）を採用している。一方、左記以外の銀行および多くの一般企業は IFRS を採用しておらず、アンゴラ会計法および 2001 年の大統領令で制定された会計原則（PGC）に従って財務諸表を作成しているといわれている。

ここでは、アンゴラの民間投資で重要と考えられる法律・法規類を AfDB レポート ‘Business Environment’ から書き出した。（ただし鉱山事業など、電力セクター以外の個別のセクターに関わる法令は除く）また、特に重要と思われる新民間投資法（newPIL：2015 年）については、後節で内容をレビューした。

表 8-2 民間投資環境に関連する法令

Name	year	contents
Anti money Laundering Law	2010	set up a penalty on Money Laundering
Countering Financial of Terrorism Law No.34/11	2010	Penalty on Public Probity
Public Asset Managing Law, with Presidential Decree	Aug. 2010	for inventory of State Petimnoy, in bidding process
President Decree 177/10	ditto	
New Private Investment Law	May, 2011	New PILwas enacted in 2015.
	→Aug. 2015	ANIPwas establishe in 2003
Exchange Law No.5/97	Jun. 1997	Trade activity : President Decree No.265/10 (Nov. 2010), specific rules: BNA’s Notice No.19/2012 (Apr. 2012)
Commercial Societes Law Law 01/04	Feb. 2004	defines types of fims

(出典：‘Private Sector Country Profile’ レポート 2012(AfDB)より内容を抜粋して整理)

8.3 日系企業へのインタビュー

2017年10月、AfDBと世界銀行のレポートの内容をふまえてアンゴラの日系企業3社（住友商事・丸紅・豊田通商）にインタビューした。現時点では、住友商事がディーゼル・エンジン発電所のMOUを結んでいるが、実施には至っていない。その他の会社は電力案件を手がけていない。アンゴラでの各社のステータスは、住友商事と丸紅は連絡事務所(rep office)、豊田通商は現地法人である。

インタビュー項目

- ① 現在、アンゴラでのビジネスで苦勞している点？
- ② 現在、アンゴラの法律のボトルネックは何か？ 外国企業がアンゴラでビジネスするにあたって何が問題か？
- ③ newPILは、新しい案件形成するのに役立つか。要望点など。
- ④ その他

(インタビュー結果)

① <u>ビジネスで苦勞している点</u> ・石油価格の低落によって外貨準備高が制限されており、国外に送金できない。 (現在は、毎週、中央銀行が公示して入札) ・公用語がポルトガル語であり、法律の原文を読むのに時間がかかる。
② <u>法律のボトルネック</u> ・法律が整備されているものの、実際は直接の交渉で決まる。 ・法律に加えて、次々大統領令が公布される。実際は大統領令に従うことが多い。 ・法律の解釈・運用が人によって異なる。
③ <u>newPIL法に対する意見・要望など</u> ・法律が制定されても、実際は、個別交渉によるのではないかと。
④ <u>その他</u> ・アンゴラ国内の金融市場が脆弱。 ・中国企業は、その役務対価を、現金ではなく石油の現物弁済で決済しているとのこと。

8.4 新民間投資法

8.4.1 新民間投資法(2015年)

今後、電力セクターへの民間投資や案件形成に影響するのは、2015年8月のNew Private Investment Law（略称new PIL法（Law No.14/5、11/08/2015））である。同法は8月11日に発効し、これにより旧PIL法（Law No.20/11、20/5/2011）は廃止された。

newPIL法の所管庁はAPITEX（Angolan Investment and Export Promotion Agency）である。newPIL法は、国内外の投資を促進するために手続を簡素化したものとされている。概要は以下の通り。

- ✓ 投資の最低額は、百万ドル以上。
- ✓ 案件は、そのセクターの主管省庁の大臣か、政府の executive（大統領府の要人など）と交渉し、了承を得ることが必要。
- ✓ 間接的な投資はできない。
- ✓ 投資案件は、タックスインセンティブの適用が可能

- ✓ 電力・水資源セクターの案件は、アンゴラ人かアンゴラ会社と JV を組み、アンゴラ側が 35%以上の持分を持つこと。
- ✓ 配当や利益の本国送金は、事前に了解を得た上で、本国送金前に追加税を支払えば本国送金が可能。

8.4.2 新民間投資法(2015年)にもとづく電力投資案件の概要

新民間投資法にもとづく電力案件の概要は以下のとおり。

- ✓ 最低額百万ドル以上。案件は、電力セクターの主管省庁（MINEA）の大臣か、政府の要人（executive）と個別交渉する。
- ✓ 交渉して了解が得られたら、タックスインセンティブが適用される。
- ✓ アンゴラ人かアンゴラ会社と JV を組み、アンゴラ側が 35%以上の持分を持つ。
- ✓ 追加税を支払って配当や利益を本国送金する。

現時点で、アンゴラの民間投資環境は発展途上であり、各国・企業は、アンゴラ国のポテンシャルを評価しているものの、二の足を踏んでいるのが実情である。

一方、民間投資による電力案件は、ODA 案件と異なり基本的に政府の保証はない。そのため、資材価格や燃料価格の変動、金利の変動（変動金利で借り入れた場合）、為替レートの変動（外貨借入の場合）などのリスクを自らが負わなければならない。

以上から、民間で電力案件を実施する場合の要望事項をまとめた。

- 当事者間で契約内容を尊重し、契約に準拠すること。
- 国内の政治体制が安定していること。資産が国有化されるなどの事態がないこと。
- 長期価格契約を締結する場合、契約内容にもとづくこと。また契約価格が、長期的に利益を確保できるような水準であること。
- 得られた利益は、契約にもとづいて利益を分配できること。
- アンゴラ経済情勢に関係なく、利益や配当を国外に自由に送金できること。（※）
- アンゴラの金融市場からの資金調達に、今よりも有利な金利、長期貸出できること。

※アンゴラは、外貨準備高を維持するために国外向けの外貨送金を規制する処置をとっており、そのため輸入代金を決済するための国外送金ができないなどの不便が生じていた。しかし 2018 年、外貨オークションによる外国向け外貨決済が再開した。これによってオークションの勝者が外貨を獲得して決済ができることになったが、このオークションはオークションの勝者のみが外貨決済を出来るシステムであり、アンゴラ在住の全企業の要求に応えるものではない。

8.5 民間投資環境の現状分析及び整理からボトルネックを特定する

ボトルネックは以下の通り。

- 現在の状況では、法律以外の要因が民間投資案件に影響し、積極的にアンゴラで民間が投資するインセンティブが乏しい。契約を確実に履行することや、民間投資案件の審査や承認の過程で透明性を保つなど、政府が安全性をより担保することを示すことが必要。
- 電力セクターの民間投資で具体的な案件がないため、具体的な PPA 契約のノウハウがない。そのため民間投資事業者との交渉が長引き、関係省庁の承認に時間がかかる恐れがある。

第9章 長期投資計画

9.1 資金調達方法の前提

アンゴラでは、民間部門で電力を開発しなければ、電力開発の主体は、PRODEL・RNT・ENDEの3つの公社になる。その場合は、発電設備にかかわる設備投資はPRODEL、送変電設備にかかわる設備投資はRNT、また配電設備にかかわる設備投資はENDEが行わなければならない。

PRODEL、RNT また ENDE の財務諸表をレビューしたところ、内部資金だけでは設備投資はできないため、外部から所要資金を調達するしかないと思われる。

9.2 投資に対する資金調達方法

外部資金の調達の方法として、まずアンゴラの金融市場での社債発行や、市中銀行からの借入が考えられる。例えばアンゴラ中央銀行のサイトで公示されているローンの貸出条件（2017年10月26日付、通貨はAOA）は、年利20.04%、融資期間は1～3年程度である。またアンゴラ政府の短期国債（TB）の平均金利は、16.13%（91日）、23.24%（182日）、23.94%（364日）である。国外では、2015年、アンゴラ政府が金利9.5%、償還期限10年の15億のユーロボンド債（ソブリン債）を発行した実績があるものの、私募債の場合は、ソブリン債以上に条件が厳しくなると思われる。（注）

注：当時、大手格付会社 Fitch と S&P によるアンゴラ国のソブリン格付は、B+（highly speculative）、Moody's の格付は Ba2 であった。

またアンゴラで株式市場はないといわれており、株式発行による資金調達は無理である。

以上から、実際のところ、外部資金の資金調達は、世界銀行や AfDB・JICA などの国際援助機関による ODA ローンなどに限られる。

9.2.1 ODAローンの検討

ODA ローンとは、開発援助委員会（Development Assistance Committee: DAC）の定義に従えば、グラントエレメント（注）が25%以上あるローンのことである。グラントエレメントがあれば、借入人（借入国）にとって有利になり、これら ODA ローンは、世界銀行や AfDB などの国際金融機関が供与するもの、また日本の JICA などが2国間援助で資金を提供する有償借款などの2種類がある。

注：グラントエレメントとは、借款条件の緩やかさを示す指数のこと。具体的には金利が低く、融資期間が長くなるほど、グラントエレメントの比率が高くなる。

(1) 国際金融機関の貸出条件

国際開発金融機関として、世界銀行（World Bank）や欧州復興開発銀行（European Bank for Reconstruction and Development）などがあるが、アフリカのサブサハラ地域にあるアンゴラにとって、アフリカ開発銀行（African Development Bank: AfDB）が最も馴染み深い国際金融機関と思われる。その AfDB の公式サイトから、同行の貸出条件である Sovereign Guaranteed Loan（SGL）を

調べた。

- 通貨：USD、EUR、JPY などから選択。
- 償還期間：最大 20 年（うちグレース期間最大 5 年）
- 金利：6MLIBOR（変動金利）+Funding Margin+Lending Margin（60bp）
- 元本：原則グレース期間終了時から均等償還するが、それ以外の償還形態も可能。
- フロントエンドフィー：なし
- 手数料：あり
- その他：案件内容に応じ、前払いなどの条件を追加

SGL の特徴は、①償還期間がグレース期間を含めて 20 年と比較的長いこと、②数種類の通貨から選択可能、③金利が 6MLIBOR+Funding Margin+Lending Margin（60bp）で算定、また④最大 5 年のグレース期間があることも、一般の市中銀行の貸し出しに比べて有利な点である。

注：2018 年 3 月 12 日の AfDB サイトを調べたところ、同日の USD の 6MLIBOR レート（Fixed Spread Loan：FSL）が lending spread を含めて 1.85%、他に Front-end fee が 25bp かかる。

(2) JICA の有償円借款

日本の援助機関である JICA（国際協力機構）は、日本と相手国の 2 国間援助の資金協力で、円借款などの借款を供与している。そこで JICA の公式サイトから円借款の貸出条件を調べた。2018 年 3 月 12 日の JICA サイトを調べたところ、アンゴラは「LDC または貧困国」の所得階層に属しており、左記 LDC に属する国に対して以下の融資条件が適用される。

- 通貨：JPY（円）
- 償還期間：30 年（うちグレース期間 10 年）
- 金利：年 1.0%（固定金利）2017 年 10 月 17 日以降の事前通報案件より適用
- 元本：20 年間で均等償還

円借款は、①償還期間がグレース期間を含めて 30 年と長いこと、また②通貨は円だが、③金利が 1.0%と低い点が特徴である。更に④最初の 10 年のグレース期間中は、元本の返済を伴わないというメリットがある。

(3) ODA ローン の留意事項

ODA ローンを適用する場合の留意事項は以下のとおり。

- AfDB の SGL の貸出対象は、同行のカテゴリー C に属するリージョナルメンバー国（RMC）であることが条件。
- AfDB がアンゴラの案件に融資する場合は、アンゴラ政府の保証が必要。
- JICA の円借款は、手続が決めている。まずアンゴラ政府側から借款要請を出す。次いでアンゴラ政府の要請を受けて、日本政府は、日本国内で案件審査する。その後、アンゴラ政府と交換公文を交わし、最後にローンアグリーメント（L/A）を締結する。円借款が締結されるまでには、最初に相手国政府から要請があつてから 2-3 年はかかると

いう意味で時間がかかる。

- JICA がアンゴラの案件に借款供与する場合は、アンゴラ政府の保証が必要。

上記の ODA ローンが期待できないか、何らかの理由で ODA ローンが受けられない場合、各国の輸出信用機関（Export Credit Agency: ECA）の輸出信用を活用すればよい。たとえばアンゴラ国が日本の製造メーカーから製品を輸入する場合は、日本の輸出信用機関である国際協力銀行（Japan Bank for International Corporation : JBIC）に輸出信用の供与を申請する。

輸出信用にはアンゴラ政府の保証が必要である。かりにアンゴラ政府の保証が得られ、かつ貿易保険を付保するとともに、民間金融機関と JBIC との協調融資ができていいるなら、ODA 借款より短い期間で成立する。

また日本を含めた OECD 加盟国のメンバーは、OECD 公的輸出信用アレンジメントにもとづいて輸出信用を供与するため、融資条件は同じになる。一方、中国の輸出入銀行など、OECD のメンバーではない国に輸出信用を依頼する場合は、OECD 加盟国の融資条件とは異なる条件になる。

以下は、2018 年 3 月 12 日の JBIC 公式サイトで調べた輸出信用の貸出条件である。輸出金融で適用される CIRR（Commercial Interest Reference Rates）の条件は以下のとおりである。

- 通貨：USD(\$)
- 償還期間：8.5 年超
- 金利：3.780%
- 元本：均等償還など
- 上記金利以外に、融資金額に対して up-front として、リスクプレミアムを支払う。2018 年 2 月 2 日現在、アンゴラ国は「カテゴリー 6」に属している。up-front として支払うリスクプレミアムは 12.88% である。
- 借入事業者（この場合はアンゴラの電力開発を行う実施事業体）は、JBIC に輸出信用を申請すると同時に、貿易保険である NEXI に貿易代金保険を付保しなければならない。2018 年 3 月 9 日、NEXI の公式サイトを調べたところ、アンゴラは、国別カテゴリーの G に属し、同サイトの保険料計算ソフトを使って試算したところ、保険料は 15.832% となった。

9.2.2 各ローンの比較

以上をふまえ、①AfDB の ODA ローン、②JICA の円借款、③アンゴラの市中銀行、④輸出信用からの借利入れた場合の貸出条件をまとめた。各借り入れは、それぞれ融資条件の審査や手続きが異なるため得失を一概に述べることは難しいが、単純に財務負担の面から見れば、金利が低く償還年限が長いものが有利である。

なお円借款とは直接関係ないが、アンゴラ国の実施機関に左記 ODA ローンや輸出信用が供与されても、アンゴラ国内で当初の融資条件とは異なる利率・償還期間・通貨で転貸されれば、各年の財務負担は変わることを付記しておく。

表 9-1 各ローン比較表

	種類	融資条件
1 AfDBローン	ODA	通貨: USD 利率: 約2.16444%以上(6MLIBOR+fund margin+lending margin(60bp)) 返済期間: 最長20年(うちグレース最長5年) 償還方法: 元本均等償還 その他: commitment feeあり
2 JICA 円借款	ODA	通貨: JPY 利率: 1.0% 返済期間: 30年(うちグレース10年) 償還方法: 元本均等返済 その他: なし
3 アンゴラ市中銀行ローン	商業ローン	通貨: AoA 利率: 20% 返済期間: 3年(グレースなし) 償還方法: 元本均等返済と仮定 その他: 不明
4 輸出信用	商業ローン	通貨: USD, JPY, EUROなど 利率: 3.78%(USD:: 8.5年起) 返済期間: 8.5年起 償還方法: 元本均等返済 その他: 当該国のリスクプレミアムに応じてFront-end feeを支払う必要あり。また日本のJBICの輸出信用では、別途、NEXIの保険を付保する必要あり。

9.3 長期投資計画

9.3.1 長期投資計画のまとめ

長期投資計画は、2018年3月時点の作成案をもとにした。2040年までの需要想定にもとづく発電計画と、RNTから受領した送電・変電計画をJICAチームがレビューしたものの2つから成り立っている。

まず、長期投資額を計算するために必要な、発電の建設単価と送電・変電設備の建設単価を示す(水力・火力の単価は6.3節で説明済)。2040年までの電源開発計画は、発電所は水力と火力(CCGTとGT)、送電線は220kVと400kVごと、変電所は220kVと400kVごとの変電所の容量(MVA)で示される。なお、再生可能エネルギー(風力と太陽光)は建設しないで電力を購入することとしている。

表 9-2 設備別の建設単価

Type		unit capital cost (\$/kW)	Note
Hydro power	Large scale	2,700	Average in Angola
	Medium/Small	5,400	ditto
Thermal power	Combined Cycle	1,200	Construction cost of SoyoTPP
	Gas Turbine	650	International price
	Diesel	900	International price
Renewable	Wind	-	Considered in generation cost
	Solar	-	Considered in generation cost
Transmission	220kV	0.36 mil/ km 0.45 mil/ km	1 circuit 2 circuit
	400kV	0.78 mil./km 0.98 mil/ km	1 circuit 2 circuit
Sub-station	200kV	0.054x(MVA)+11.58mil	per station
	400kV	0.024x(MVA)+29.67mil	per station

(1) 運開年ベースの投資計画

電源開発計画の運開年ベースの投資額を示す。2040年までの総投資額は32,449百万\$、内訳は水力発電19,849百万\$、火力発電6,413百万\$、再生可能エネルギー0百万\$、送電線の投資額は4,551百万\$、変電所の投資額は1,636百万\$である。

表 9-3 2040年までの長期投資額（運開年ベース）

(unit: mil. \$)														
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hydro	0	0	5,589	34	0	0	0	0	5,864	810	0	567	0	0
TPP	300	0	0	0	1,050	531	0	531	81	0	81	450	81	163
Renewable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission	208	0	2	414	0	878	556	2	1,614	0	785	0	0	18
Sub-station	0	25	0	225	0	444	51	0	196	0	426	0	0	18
total	508	25	5,591	673	1,050	1,854	607	533	7,756	810	1,293	1,017	82	199

(unit: mil. \$)											
	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	total
Hydro	0	2,603	77	115	2,583	153	115	1,300	38	0	19,849
TPP	450	163	325	450	163	450	244	450	0	450	6,413
Renewable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission	34	0	0	8	6	0	6	0	18	2	4,551
Sub-station	129	0	0	0	103	0	0	0	18	0	1,636
total	613	2,766	402	573	2,855	603	365	1,750	74	452	32,449

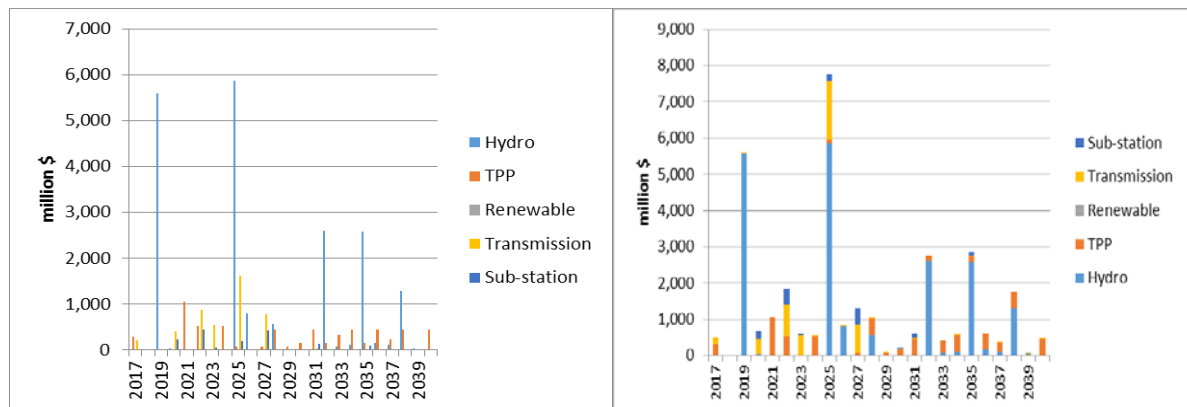


図 9-1 2040年までの設備別投資額（運開年ベース）

ここで2040年までの投資計画の規模を検討した。

アンゴラでは PRODEL が発電を、RNT が送電・変電を受け持っている。そこで発電および送電・変電の投資額を、2016年の PRODEL(発電会社)、RNT(送変電会社)の売上額と純利益額と比較した。

表 9-4 PRODEL と RNT の売上・当期純利益と、長期投資額の比較

2040年までの投資総額 (a)	財務諸表 (2016年) (b)	(a)/(b)
発電に要する投資額： <u>26,262 mil. \$</u>	PRODEL (発電会社) 売上：1,025 mil. \$ (=220,420.7 mil. AOA) 当期純利益 8.66 mil. \$ (=1,862.6 mil. AOA)	<u>25.6 倍</u> <u>3,032 倍</u>
送電・変電に要する投資額： <u>6,187 mil. \$</u>	RNT (送電・変電会社) 売上：405.9 mil. \$ (=87,297.665 mil. AOA) 当期純利益:20.3 mil. \$ (=4,381.762 mil. AOA)	<u>15.2 倍</u> <u>304.8 倍</u>

※アンゴラ中央銀行公表の為替レート (2018年3月12日付) から\$1=215.064 AOA (T.T.M) を算定して換算。

発電 (水力と火力) の総投資額は、2016年の PRODEL の売上の 25.6 倍 (当期純利益の 3,032 倍)、また送電線と変電所の総投資額は、2016年の RNT の売上の 15.2 倍 (当期純利益の 304.8 倍) と巨額である。このように PRODEL と RNT は自らの利益や内部留保から、各年の設備投資に必要な資金を捻出することは困難であり、新しい投資を行うには、外部から借入などの形で調達するしかないと思われる。

(2) 工事費を年度展開した投資計画

前節では運開ベースの投資額を示したが、建設工事の費用は運開年に工事費全額を支出するのではなく、建設工事のスケジュールに従って発生する。また資金は、各年の工事スケジュールに従って借り入れるため、工事スケジュールで年度展開した投資計画を改めて示す。なお各設備の建設工事は、以下のスケジュールに従うとする。

表 9-5 建設期間中の所要建設額の配分比率

	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1
Hydro (Large)	5%	10%	15%	20%	20%	15%	10%	5%
TPP 1 (CC)					25%	30%	30%	15%
TPP 2 (Gas)				15%	25%	20%	15%	25%
Renewable (wind)	no construction but purchase power							
Renewable (solar)	no construction but purchase power							
Transmission (220kV)					5%	40%	45%	10%
Transmission (400kV)					5%	40%	45%	10%
Sub-station (220kV)					5%	40%	45%	10%
Sub-station (400kV)					5%	40%	45%	10%

建設工事年ベースの投資額は、27,766 百万\$、内訳は水力発電 15,634 百万\$、火力発電 6,113 百万\$、再生可能エネルギー0 百万\$、送電線の投資額は 4,314 百万\$、変電所の投資額は 1,705 百万\$である。

表 9-6 2040 年までの長期投資額（建設工事スケジュールベース）

(unit: mil. \$)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Hydro	857	1,469	962	1,323	1,392	1,127	821	616	382	441	663	756	749	804
TPP	275	448	478	450	259	176	120	161	192	212	249	269	289	294
Renewable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission	113	170	407	752	419	702	765	470	347	78	9	22	17	4
Sub-station	93	124	203	220	77	135	161	190	192	44	14	60	60	13
total	1,337	2,210	2,051	2,745	2,148	2,139	1,868	1,437	1,113	776	935	1,106	1,116	1,114

(unit: mil. \$)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	total
Hydro	737	548	488	366	183	122	61	0	0	767	15,634
TPP	265	398	288	337	239	308	203	135	68	0	6,113
Renewable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transmission	3	6	4	3	3	8	9	3	0	0	4,314
Sub-station	5	41	46	10	1	7	8	2	0	0	1,705
total	1,010	993	925	716	427	446	281	139	68	767	27,766

ここでは、建設工事期間の建設工事額にもとづいて所要資金を借り入れることとする。運開年以降、減価償却費と O&M 費用が発生する。また借り入れたローンは、利払いと元本を償還してゆく。

(3) 借入れの前提条件

電源開発のために外部から資金を借入れる場合の前提条件と融資条件を示す。

- 通常、案件の実施機関（implementation agency）が資金の借り手(borrower)であり、かつ資金の返済者（repayer）を兼ねることが多い。この場合は、実施機関が借入れに対する返済義務を負うことになる。しかしアンゴラでは、外部の資金で開発する案件の建設は GAMEK が行い、運開後に PRODEL、RNT、ENDE に設備を引き渡す。また借入れの返済はアンゴラ政府が行うと聞いている。従って implementation agency と borrower また repayer が別々となっており、返済までの責任を誰が負うのか不明確になるリスクがある。
- 従って、PRODEL・RNT・ENDE の 3 会社に、本来、借入れを返済する義務はないと思われるが、本スタディでは、財務費用を減価償却費や O&M 費用とともに、PRODEL と RNT の財務諸表で、投資から発生する費用をまとめて計算した。
- 一方、PRODEL や RNT の財務状況からみて、自らの内部留保をもとに新たに投資することは不可能と考えられる。従って今後の投資は、全て外部から資金を借入れると仮定する。
- 適用可能なローンは、①JICA の円借款、②AfDB の ODA ローン、③JBIC の ECA の 3 種類である。一方、援助機関の最近の融資動向を考えると、水力・送電・変電案件にはグラント性の高いローンが供与されるが、IPP による開発が期待されるか、高い商業性が見込まれる火力案件には、グラント性の高い ODA ローンは供与されないことが多い。ここでは水力・送電・変電案件に対し、ODA ローンの代表としての円借款で借り入れるとし、火力案件は ECA で借入れるとする。
- JICA の円借款と AfDB の ODA ローンは建設費の 85%までとし、残り 15%分は借り入れず

に、実施機関が自ら手当てするものとする。同様に ECA も建設費の 85%まで借り入れるとする。

- 建設期間中の建中利子 (Interest During construction: IDC) を考え、運開後、IDC は、その額を資産として計上する。

表 9-7 ローン別借入条件表

	type	interest rate	currency	maturity year	grace year	front end fee	reference
Yen Loan	1	1.00%	JPY	30	10	0.20%	up to 85%
AfDB/(WB) loan (AfDB FSL USD)	2	2.164%	USD	20	5	0.25%	up to 85%
JBIC ECA USD	3	3.78%	USD	10	0	12.88%	

2040 年までの借入総額は 23,610 百万\$、これに伴い利払い 3,035 百万\$、フロントエンドフィー 676 百万\$、元本返済 3,941 百万\$が発生する。

表 9-8 2040 年までの借入と財務費用

(unit: mil. \$)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
loan amount	1137	1878	1743	2333	1826	1818	1587	1222	946	659	794	941	948	947
interest	0	28	54	84	103	120	132	141	148	151	156	163	170	177
f-end fee	0	52	55	56	32	23	16	20	23	24	28	31	33	34
principal	0	38	79	119	141	156	167	180	197	215	236	296	346	428
total	0	118	187	260	276	298	315	341	367	390	420	489	549	639

(unit: mil. \$)

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	total
loan amount	859	844	702	609	363	379	238	118	58	652	23,601
interest	109	124	135	145	149	154	155	152	147	140	3,035
f-end fee	30	45	32	38	26	34	22	15	7	0	676
principal	28	61	86	114	135	161	178	190	195	195	3,941
total	166	230	253	297	310	349	355	357	350	335	7,653

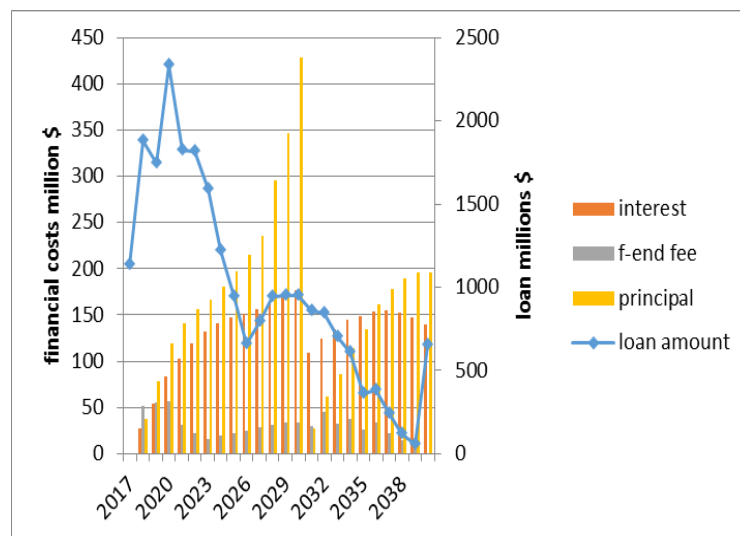


図 9-2 2040 年までの借入額と財務費用

(4) O&M 費、減価償却費などの前提条件

設備竣工後に発生する費用の前提条件は以下のとおり。

- 設備は各運開年の期首（1月1日）に運転開始する、発電所に関連する送電線の建設工事は、発電所の運開より1年前に完成させることとする。
- 減価償却の算定は定額法を適用し、残存価値はゼロとする。
- 運開時の資産価額は、建設期間中の建設費の総額および建設期間中に発生した建中利子（IDC）を合計したものとす。減価償却費と O&M 費は、左記資産価額の合計から算定する。
- 水力・送電・変電の O&M 費は、設備の資産価額に対する比率（%）で計算した。また火力の O&M 費用は、左記 O&M 費用と燃料費（火力発電で消費した燃料）の合計とする。また再生可能エネルギー（風力と太陽光）は建設しないで運開年以降、kWh あたりの買電単価で購入する。
- 各設備の建中利子（Interest During construction: IDC）を考える。IDC は運開後の資産に計上する。

表 9-9 設備別減価償却費・IDC 算定に関する諸元

	project period	O&M cost (%)	IDC (%) /100mil.\$	construction period (years)
Hydro (Large)	40	1	4.6	8
TPP 1 (CC)	25	3	10.41	4
TPP 2 (Gas)	20	5	11.51	5
Renewable (wind)	20	—	—	3
Renewable (solar)	20	—	—	3
Transmission (220kV)	40	2	2.42	4
Transmission (400kV)	40	2	2.42	4
Sub-station (220kV)	40	2	2.42	4
Sub-station (400kV)	40	2	2.42	4

9.3.2 長期限界費用 (LRMC)

(1) 長期限界費用の導出

JBIC の「円借款事業の内部収益率 (IRR) 算出マニュアル」をもとに長期限界費用 (Long-run Marginal Cost: LRMC) を検討する。同マニュアルに従い、以下の式で計算した。

長期限界費用 (LRMC) = 案件の総建設費 × 資本回収係数 + 年間維持管理費等

資本回収係数 = $r / (1 - (1+r)^{-n})$ で計算

(r: 10%、n: 設備の耐用年数 (水力(40年)、火力 (25年 (CCGT) と 20年 (GT))、送電(40年)、変電(40年))

年間維持管理費等 = 各年の O&M 費用 + 燃料費 (火力)

O&M 費用 : 設備ごとの総建設費に対する比率 (%) で算定

燃料費 : 各年の火力の燃料費

(2) 発電の LRMC

発電の年間発電費用および kWh あたり発電単価は、図 9-3 で示されている。これが発電の LRMC に相当する。kWh あたりの発電単価はバラツキがあるものの、ほぼ 5-6cent /kWh で推移している。

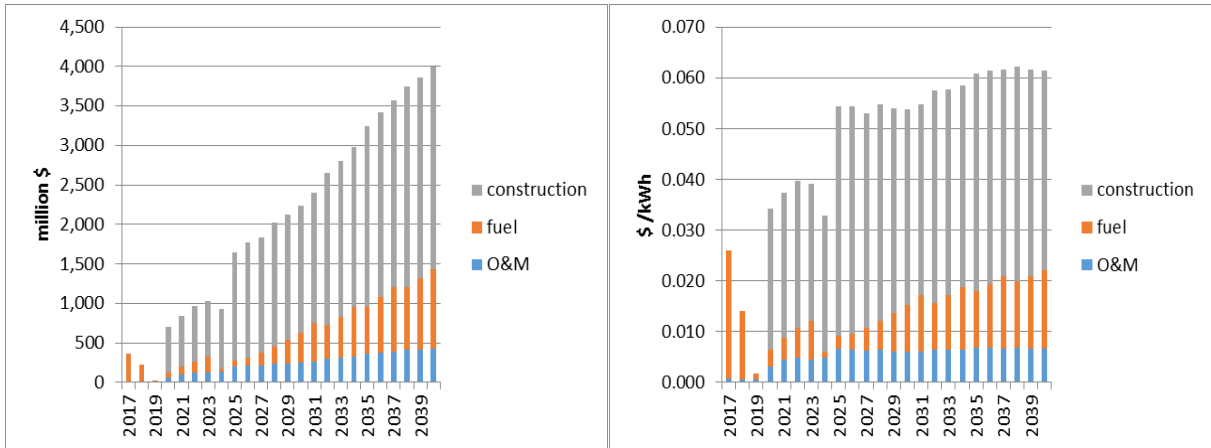


図 9-3 発電設備の年費用および kWh あたり単価

送電と変電の費用とその kWh あたり単価を計算した。火力発電と異なり、送電・変電設備は、発電量に比例する燃料費のような変動費用はなく、O&M 費と建設費だけである。年間費用と、kWh あたりの単価は図 9-4 の様になる。kWh あたりの単価は 2027 年に 1.5cent /kWh に達し、その後 0.8cent /kWh に低下する。



図 9-4 送電・変電設備合計の年費用および kWh あたり単価

(3) 適切な電気料金水準の検討

以上をふまえて、2040 年までの投資から発生する建設費や O&M 費用、また借入れの返済によって、費用がどの程度増加するか調べた。費用は、建設費、竣工後の O&M 費用、減価償却費であり、火力では O&M 費用として燃料費が発生する。更に借入れに伴い、金利と元本の償還と建中利子 (IDC) が発生する。

※設備の建設費は工事スケジュール、また借入れの返済（金利+元本）額は返済のグレース期間などにより各年の支出額が変動する。そのため、それぞれ資本回収係数を乗じて各年の支出を均平化した。

結果は以下の通り。発電の kWh 当たりの単価は最大で 8.5cent 増加し、送変電の kWh あたりの単価は最大で 2cent 増加することがわかる。

表 9-10 発電（水力・火力）設備の kWh あたり費用増加額

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
incremental cost \$/kWh	0.021	0.024	0.014	0.057	0.063	0.066	0.065	0.069	0.085	0.084	0.081	0.082	0.080	0.079
	(\$ /kWh)													
type	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	total			
incremental cost \$/kWh	0.079	0.083	0.083	0.084	0.085	0.085	0.085	0.084	0.083	0.082	-			

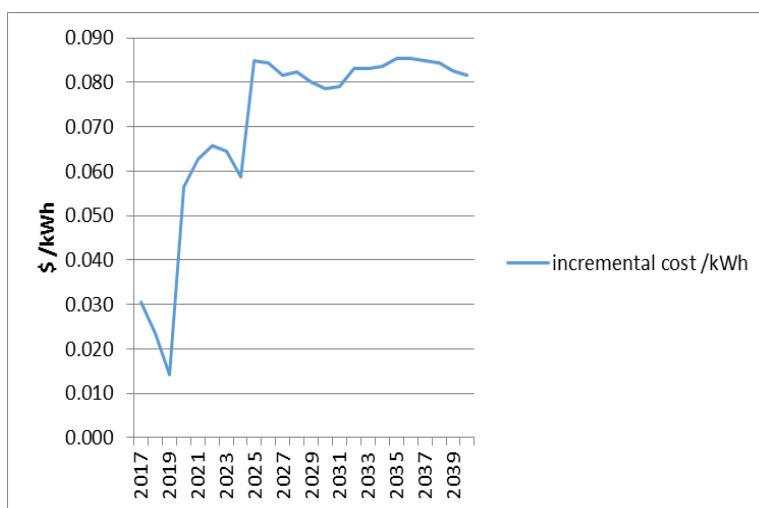


図 9-5 発電（水力・火力）設備の kWh あたり費用増加額

表 9-11 送電・変電設備の kWh あたり費用増加額

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
incremental cost \$/kWh	0.002	0.003	0.003	0.006	0.006	0.013	0.016	0.015	0.019	0.018	0.022	0.021	0.020	0.019
	(\$ /kWh)													
type	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	total			
incremental cost \$/kWh	0.018	0.018	0.017	0.016	0.015	0.014	0.014	0.013	0.013	0.012	=			

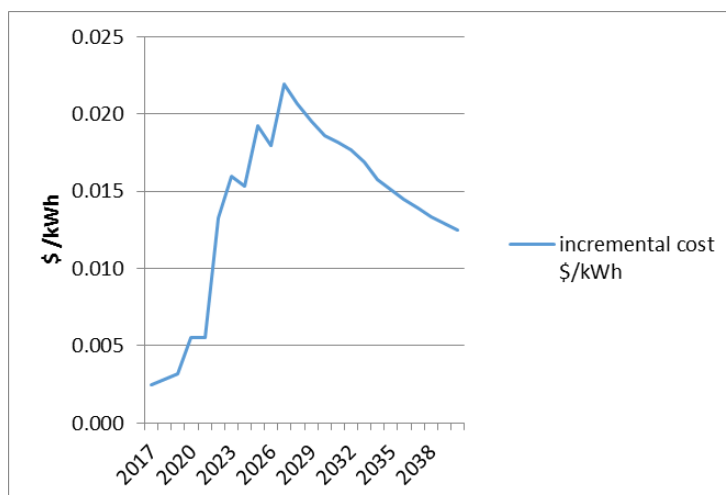


図 9-6 送電・変電設備の kWh あたり費用増加額

これをふまえ、現行の PRODEL と RNT の kWh あたりの収入単価が、新しい投資から発生する kWh あたりの費用を含めてカバーできるか調べた。

PRODEL・RNT・ENDE の 3 社の収支の分析は 11 章で行うが、2016 年の PRODEL の費用単価は 19.74 AOA /kWh、これは 0.09 \$ に相当する。また RNT の費用単価は 8.45 AOA /kWh、これは 0.039 \$ に相当する。なお前回のワークショップで、PRODEL の損益計算書には燃料費は含まれていないという指摘があった。PRODEL の kWh あたりの費用単価は、発電に要した燃料費を含まない分が小さくなっていると思われる。 (※)

※2018 年 1 月に開催したワークショップの出席者から、PRODEL の損益計算書には燃料費は含まれていないとの指摘があった。我々 JICA チームとしては、火力発電に要する燃料費は政府から無償で提供されており、そのため PRODEL の費用に含まれないと理解している。一方、発電のため消費した燃料費が不明である一方、2016 年の PRODEL の財務諸表には、その他費用（燃料費）として 25,152,000 AOA 計上されているが、これは事務所や事業所で、一般管理用の目的で消費した燃料と思われる。

表 9-12 3 社の kWh あたり収入単価と費用単価

	2016	(AOA, AOA/kWh) 2015
PRODEL		
sales (kWh)	10,929,810,809.00	6,308,876,489.00
@revenue unit price /kWh	20.17	18.49
@cost unit price /kWh	19.74	20.10
RNT		
sales (kWh)	9,348,186,285.76	6,136,127,637.00
@revenue unit price /kWh	9.34	8.93
@cost unit price /kWh	8.45	7.39
ENDE		
sales (kWh)	9,348,186,285.76	5,829,423,620.07
@revenue unit price /kWh	13.59	12.19
@revenue unit price (without subsidy) /kWh	6.27	3.78
@cost unit price /kWh	13.28	13.39

一方で長期投資にもとづく発電単価は 0.085 \$ /kWh、送変電単価は 0.02 \$ /kWh であり、kWh あたりの発電単価の合計は 0.175 \$ (= 38.04 AOA)、送変電の kWh 単価の合計は 0.059 \$ (= 12.75 AOA)となる。(※2018年3月12日レート\$1=215.064 AOA (T.T.M)で換算)

従って kWh あたりの費用単価は、プロフィットマージンを加味して一定の利益を確保することを考えない状態でも、現行の PRODEL の収入単価 (20.17 AOA) より 17.9 AOA 値上げしなければならない。また現行の RNT の収入単価 (9.34 AOA) より 3.41 AOA 値上げしなければならない。

表 9-13 長期投資に伴う kWh あたり費用の増加

	PRODEL	RNT
1. 2016年 収入単価@/kWh	@0.09 \$ /kWh (=@20.17 AOA/kWh)	@0.043 \$ /kWh (=@9.34 AOA/kWh)
2. 2016年費用単価@/kWh	@0.09\$ /kWh (=@19.74 AOA/kWh)	@0.039 \$ / kWh (=@8.45 AOA/kWh)
3. 長期投資による費用単価の増分	@0.085\$/ kWh (=@18.3 AOA/kWh)	@0.02\$/ kWh (=@4.3 AOA/kWh)
4. 費用単価計 (2 + 3)	@0.175 \$/kWh (=@38.04AOA/kWh)	@ 0.059 \$/kWh (=@12.75 AOA/kWh)
5. 料金値上げ額 (長期投資後の費用単価計/2016年費用単価)	17.9 AOA (1.92 倍)	3.41 AOA (1.51 倍)

※2018年3月12日のアンゴラ中央銀行の公示レートをもとに、
\$1=215.064 AOA (T.T.M)で換算

因みに現行の電気料金を、以下の通りまとめた。これは2015年12月の官報に掲示された料金表 (※) である。ENDEは、この単価にもとづいて電気料金を徴収していると思われる。

表 9-14 電気料金表(2015年12月公示)のサマリー

電 圧	種別 (用途別)	備 考	電気料の計算式
低 圧	家庭用	契約電力 1.3kVA 契約電力 3.0kVA	~120kWh : @2.46/kWh AOA ~200kWh : @3.00/kWh AOA
	公衆街路灯	1kV 以下で供給	$T = (1.80 \times d + 4.73 \times W)$ AOA
	一般・特別家庭用	契約電力 3.0kVA~9.9kVA	単相 : $T = (3.10 \times d \times pc + 6.53 \times W)$ AOA 3相 : $T = (4.20 \times d \times pc + 7.05 \times W)$ AOA
	商業・産業用	商業用 産業用	$T = (4.20 \times d \times pc + 7.05 \times W)$ AOA $T = (4.20 \times d \times pc + 7.053 \times W)$ AOA
中 圧	商業・産業用	電圧 30kV 以下	$T = (538.93 \times P + 5.88 \times W)$ AOA
		電圧 30kV 以上	$T = (538.93 \times P + 5.13 \times W)$ AOA
高 圧	産業用・配電用	産業用 30kV 以上	$T = (598.36 \times P + 4.70 \times W)$ AOA
		配電用 30kV 以上	$T = (598.36 \times P + 4.70 \times W)$ AOA

註 d : 電気料金を請求してからの日数
pc : 契約電力 (kVA)
P : 15分計で計測した最大電力 (KW)
W : 消費電力量 (kWh)
T : 計算式にもとづく電気料金額(AOA)

主な特徴は、

- ▶ 低圧電力の家庭用（契約電力 3.0kVA まで）は、使用量を 120kWh、120-200kWh で区分した逓増料金である。kWh あたりの単価は@2.46 AOA から@3 AOA である。
- ▶ 契約電力が 3.0kVA 以上の特別家庭の kWh あたり単価は、左記家庭用の倍（6.53～7.05 AOA）であり、電気を多く使用する家庭ほど高い単価で支払うこととなっている。また電気料を請求してから支払うまでの日数(d)に比例して、電気料が増えることとなっている。
- ▶ 商業用・産業用の電気料金は、契約電力(pc)に、電気料を請求してから支払うまでの日数(d)を乗じて計算している。つまり電気料金を支払うまでの日数が長いと、支払金額が増えることとなっている。
- ▶ 中圧・高圧の商業用・産業用の電気料金は、日数(d)に従って比例するものではなく、最大電力(p)と消費電力量(W)にもとづいて請求している。
- ▶ 現行の電気料金水準は、kWh あたりの単価が、最大の一般・特別家庭用でも 7 AOA/kWh であり、一方で ENDE の財務諸表から計算した kWh あたりの費用単価(13.28 AOA/kWh)の半分程度に抑えられている。これは、需要家の電気料金の負担を減らすべく、補助金で費用の一部を補填する政策を反映していると思われる。

本来、ENDE の電気料金は、PRODEL と RNT から購入した電力の費用を含めた水準になる。そのため長期投資計画にもとづく発電と送変電の投資から発生する費用は、配電部門の電気料金に上積みされると考える。その場合、長期投資計画に伴う費用の増分は 0.234 \$/kWh (=50.79 AOA /kWh)と計算される（※）。これに対して、いくら補助金を投入するかという政策的な判断は別に考えるべきで、料金単価の計算では、まず発生する収入と費用を計算し、補助金でいくら補填するかという検討は、その後の話である。

※表 9-13 長期投資に伴う kWh あたり費用の増加から、長期投資による PRODEL の費用増加分と RNT の費用増加分から計算する。

@0.175 \$ /kWh + @ 0.059 \$ /kWh = @0.234 \$ /kWh これを AOA に換算すると

@38.04 AOA /kWh + @ 12.75 AOA /kWh = @50.79 AOA /kWh に相当する。

9.3.3 最適財務戦略の提言

(1) 提言

(a) 電気料金の値上げ

9.3.2 節で述べたとおり、2040 年までの投資に伴う kWh あたりの発電単価は 0.175\$、送変電単価は 0.059\$になる。費用をカバーするためには、その水準まで収入単価を上げる必要がある。

(b) 借入れ先の検討

PRODEL と RNT の財務内容からみて、自らの内部留保をもとに投資することは難しい。そのため外部から資金を借り入れて投資することを想定し、9.2.1 と 9.2.2 節で、借入可能と思われるものの種類・融資条件および留意事項を説明した。また借入手段については、JICA の円借款や AfDB のローンではアンゴラ政府の保証が必要であること、またプロジェクトサイクルや融資を受けるまでに要する時間などの留意事項を知っておかなければならない。

(c)適正な自己資本比率の維持

借入れを続けると、実施機関の自己資本比率が低下する。財務的には、借入額が増えれば借入返済不能のリスクが高まるとされ、好ましくないとされている。そのため、借入れに見合って資本を適宜注入するなどの対策が必要である。電力セクター案件において、適正な自己資本比率の基準は特にないと思われるが、通常、必要な資本比率は 20-30% と思われる。

下表は、2016 年の PRODEL と RNT の B/S 上の総資産と資本および資本比率を示したものである。2016 年の PRODEL と RNT の自己資本比率は 40% を超えており、現時点では充分であるが、今後、投資のための借入れを続けると B/S の資産額が増加するものの、資本の注入がなければ PRODEL の自己資本比率 (47.0%→4.6%)、RNT の自己資本比率 (41.1%→6.4%) と、自己資本比率は低下し続けることになる。

表 9-15 長期投資に伴う自己資本比率の低下の試算

2016 年の会計データ	2040 年までの総投資額	2016 年資産+総投資額計 (自己資本比率)
PRODEL 総資産額：2,838 million \$ (自己資本比率：47.0%)	26,262 million \$	29,100 million \$ (自己資本比率：4.6%)
RNT 総資産額：1,150 million \$ (自己資本比率：41.1%)	6,187 million \$	7,337 million \$ (自己資本比率：6.4%)

※2018 年 3 月 12 日のアンゴラ中央銀行の公示レートをもとに、

\$1=215.064 AOA (T.T.M)で換算

(2) 結論

(a)電気料金の値上げ

アンゴラの電力セクターにおける主な事業実施者は、PRODEL (発電)・RNT (送変電)・ENDE (配電) である。ただし配電部門 (ENDE) には補助金を投入しており、最終ユーザーである国民の電気料金の負担を軽減している。

今回の投資計画は、発電部門と送変電部門の投資である。そのため PRODEL と RNT の kWh あたり料金単価を値上げする必要があるが、一方、配電部門の ENDE の収入単価を値上げする必要はないと考えられる。注意すべきは、値上げするしないにかかわらず、各部門の収支状況を明確にする必要があるという点である。かりに配電部門で補助金を交付しても、後で、各会社の総括原価を計算できるよう、それぞれの会社の会計処理はきちんと行っておく必要がある。

また PRODEL と RNT の電気料金は、長期電源計画にもとづいて、順次値上げする方法でよい。

(b)借入れ先の検討

借入先の審査方法や案件を形成するサイクルは、それぞれ異なるものである。ついては、すみやかに案件ごとに借入先を決め、融資を受けるための協議を開始するべきである。また JICA などでは、案件形成のプロジェクトサイクルの一環として、審査に必要な Implementation Report (I/P) レポートを完成させるための支援を提供する仕組みを設けており、積極的に活用すべきである。また JICA や AfDB からの借入れは、政府の保証を取り付けなければならない。案件の実施機関

内だけでなくアンゴラ政府内でもその案件が正式に承認されていなければならない、案件実施機関から政府への案件の承認依頼や政府内での承認手続を決めておくべきである。

(c)適正な自己資本比率の維持

自己資本比率を維持するために、借入れに対する一定比率で資本を充当することを義務づけるやり方がある。例えばインドで電力案件を開発する場合は、借入れと資本を 70:30 の割合で資金調達することが義務付けられており、インドの中央政府か地方政府が、予算か長期貸付金の形で実施機関に資金を提供することが多い。

実際のところ、インドの場合は中央政府も地方政府も財政難であり、最初から政府予算を資本として実施機関に交付することは困難である。そのため、当初、政府は案件実施機関に長期貸付金の形で貸し付けるが、その後、案件の実施体が一定の条件を満たせば、貸し付けた債権を帳消しにする方法を認めている。案件の実施機関は、当初、借り入れた長期貸付金を、適宜、資本に振り替えることができ結果として資本の増強を図っている。（※）

※インドでは、政府が貸し付けたローンについて、資金の借り手が一定の条件を満たせば、政府が貸し付けたローンを帳消し（forgivable loan）にすることができる。ここでいう‘一定の条件’とは、スケジュール通り工事が完了させた場合などである。重要なことは、実施機関にとって、このような貸付けによって債務負担が帳消しとなること、それによって借り入れた資金を最終的に資本に組み込めるという意味で、実施機関の財務体質の充実に役立つものである。

第 10 章 経済・財務分析

10.1 RNT・PRODEL・ENDEの財務分析

アンゴラの RNT、PRODEL、ENDE の 3 社のアニュアルレポートの財務諸表から財務状況を分析した。3 社の財務諸表は、2015 年（3 社）、2016 年（3 社）また 2017 年は ENDE の P/L のみ（ただし 2017 年 1-6 月まで）であることから、2015 年と 2016 年の財務諸表を分析した。

なお財務諸表は、現地通貨（AOA）表記のものに加え、ドル換算したものの 2 つを示す。換算レートは、2018 年 3 月 12 日の公表レートにもとづく \$1=215.064 AOA である。

10.1.1 RNT

RNT の財務諸表は、1000 AOA で記載されている。

(1) <P/L>

2016 年の収入は、販売収入 827 億 91 百万 AOA のほか、44 億 89 百万 AOA のその他収入がある。費用側は、672 億 6 百万 AOA の原価が概ねを占める。その結果、税引前利益と税引後利益が 43 億 81 百万 AOA となった。

表 10-1 RNT の損益計算書（P/L）

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)	
	2016	2015	2016	2015
Operating Incomes	87,297,665	54,811,737	405,915	254,862
Sales	82,791,700	51,450,377	384,963	239,233
Provision of service	16,760	22,478	78	105
Other operating profits	4,489,205	3,338,882	20,874	15,525
Operating Costs	79,004,626	45,341,594	367,354	210,828
Changes in inventories of finished goods and work in progress	0	0	0	0
Works capitalized	0	0	0	0
Cost of goods sold and the materials consumed	67,206,922	37,787,871	312,497	175,705
Personnel costs	4,391,321	3,127,136	20,419	14,540
Amortizations	4,614,278	3,392,712	21,455	15,775
Other operationa costs and loss	2,792,105	1,033,875	12,983	4,807
Gross Profit	8,293,039	9,470,143	38,561	44,034
Financial costs	-859,334	-1,463,938	-3,996	-6,807
Subsidies and affiliate company results	0	0	0	0
Non-operating costs / income	-906,109	-579,007	-4,213	-2,692
Profit before Tax	6,527,596	7,427,198	30,352	34,535
Corporate income tax	2,145,834	2,228,159	9,978	10,360
Net Profit	4,381,762	5,199,039		
Extraordinary results	0	0	0	0
Corporate income tax	0	0	0	0
Net Profit of the Year	4,381,762	5,199,039	20,374	24,174

表 10-2 RNT の資産表 (B/S)

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)	
	2016	2015	2016	2015
ASSETS				
Non Current Asset	134,179,383	125,647,314	623,904	584,232
Tangible fixed assets	134,178,838	125,646,596	623,902	584,229
Intangible fixed assets	545	718	3	3
Investments in subsidiaries and associates	0	0	0	0
Other financial assets	0	0	0	0
Other non-current Assets	0	0	0	0
Current Asset	113,274,311	62,235,687	526,700	289,382
cash	68,243	203,990	317	949
Accounts receivable	101,955,502	53,566,640	474,071	249,073
cash and bank deposits	7,805,495	5,476,676	36,294	25,465
Other current assets	3,445,071	2,988,381	16,019	13,895
TOTAL ASSETS	247,453,694	187,883,001	1,150,605	873,614
EQUITY AND LIABILITY				
Equity	101,884,053	102,548,357	473,738	476,827
Equity			0	0
Capital	11,579,155	11,579,155	53,841	53,841
Reservs	81,182,631	86,228,695	377,481	400,944
Retained earnings	4,740,507	-458,532	22,042	-2,132
Net profit for the year	4,381,760	5,199,039	20,374	24,174
Total Equity	101,884,053	102,548,357	473,738	476,827
Non-current Liability	14,616,216	16,851,862	67,962	78,357
Medium and long-term loan	0	0	0	0
Deferred taxes	0	0	0	0
Provisions for pensions	0	0	0	0
Provisions for other risks	0	0	0	0
Other Non-liquid liability	14,616,216	16,851,862	67,962	78,357
Current Liability	130,953,425	68,482,782	608,904	318,430
Accounts payable	123,646,573	66,368,651	574,929	308,600
Short-term loan	4,832,965	0	22,472	0
Current part of medium and long-term loans	0	0	0	0
Other current liability	2,473,887	2,114,131	11,503	9,830
Total Liabilities	145,569,641	85,334,644	676,867	396,787
TOTAL EQUITY AND LIABILITY	247,453,694	187,883,001	1,150,605	873,614
ASSETS				
Non current asset			623,904	584,232
Tangible fixed assets			623,902	584,229
Intangible fixed assets			3	3
Investments in subsidiaries and associates			0	0
Other financial assets			0	0
Other non-current Assets			0	0
Current Asset			526,700	289,382
cash			317	949
Accounts receivable			474,071	249,073
cash and bank deposits			36,294	25,465
Other current assets			16,019	13,895
TOTAL ASSETS			1,150,605	873,614
EQUITY AND LIABILITY				
Equity			473,738	476,827
Equity			0	0
Capital			53,841	53,841
Reservs			377,481	400,944
Retained earnings			22,042	-2,132
Net profit for the year			20,374	24,174
Total Equity			473,738	476,827
Non-current Liability			67,962	78,357
Medium and long-term loan			0	0
Deferred taxes			0	0
Provisions for pensions			0	0
Provisions for other risks			0	0
Other Non-liquid liability			67,962	78,357
Current Liability			608,904	318,430
Accounts payable			574,929	308,600
Short-term loan			22,472	0
Current part of medium and long-term loans			0	0
Other current liability			11,503	9,830
Total Liabilities			676,867	396,787
TOTAL EQUITY AND LIABILITY			1,150,605	873,614

(2) <B/S>

2016年の固定資産が1,341億78百万AOAであり、殆どが送変電設備である。流動資産側は、2016年の売掛金1,019億55百万AOAが一番大きく、その年の売上収入額を上回っている。

(3) <C/F>

2016年、営業活動CFは426億24百万AOAの支払があったが、その年の経常外収入188億81百万AOAによって辛うじてプラスになった。投資活動CFは、設備形成のための支払いと子会社への投資でマイナスになったが、財務CFとして46億49百万AOA借り入れたことで、最終的には当期CFは23億28百万AOAの黒字となり、2016年末の現金残高は78億5百万AOAとなった。

表 10-3 RNTのキャッシュフロー表 (C/F)

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)	
	2016	2015	2016	2015
Cash Flow from Operational Activities			Cash Flow from Operational Activities	
Receipt from customers	26,038,515	1,709,371	Receipt from customers	121,073
Payments to suppliers	46,224,491	1,121,398	Payments to suppliers	214,934
Payment to employees	0	1,572,087	Payment to employees	0
Cash flow from operation	-20,185,976	-984,114	Cash flow from operation	-93,860
Other receipts related to operational activities		39,916	Other receipts related to operational activities	0
Interest paid	1,750,305		Interest paid	8,139
Cash Flow from Extraordinary items	-18,435,671	-944,198	Cash Flow from Extraordinary items	-85,722
Payments with extraordinary items	18,881,692	10,430,988	Payments with extraordinary items	87,796
Cash Flow from Operating activities	446,021	-11,375,186	Cash Flow from Operating activities	2,074
Cash Flow from Investment Activities			Cash Flow from Investment Activities	
Receipt from:			Receipt from:	
Tangible fixed assets			Tangible fixed assets	
Intangible fixed assets	0		Intangible fixed assets	0
Financial investment			Financial investment	
Investment to subsidy	2,235,645	20,188,370	Investment to subsidy	10,395
Interest and similar income			Interest and similar income	93,871
Dividends			Dividends	
Total receipts	2,235,645	20,188,370	Total receipts	10,395
Payment to:			Payment to:	
Tangible fixed assets	4,448,443		Tangible fixed assets	20,684
Intangible fixed assets	0		Intangible fixed assets	0
Financial investment			Financial investment	
Subsidy to investment		3,336,508	Subsidy to investment	
Total payment	4,448,443	3,336,508	Total payment	20,684
Cash Flow before Extraordinary	-2,212,798	16,851,862	Cash Flow before Extraordinary	-10,289
Cash Flow from Financial Activities			Cash Flow from Financial Activities	
Receipts from:		10,241,186	Receipts from:	47,619
Capital increase, supplementary payments and own share sales			Capital increase, supplementary payments and own share sales	
Damage coverage			Damage coverage	
Loan obtained	4,649,741		Loan obtained	21,620
Subsidy and donations			Subsidy and donations	
Total receipts	4,649,741	0	Total receipts	21,620
Payment to:		0	Payment to:	0
Capital decrease, supplementary provisions			Capital decrease, supplementary provisions	
Purchase of shares			Purchase of shares	
Loan obtained			Loan obtained	
Depreciation of leasing contracts			Depreciation of leasing contracts	
Interest and similar interest	554,144		Interest and similar interest	2,577
Total payment	554,144		Total payment	2,577
Cash Flow from Financial Activities	4,095,597	0	Cash Flow from Financial Activities	19,044
Net Cash Increase and its	2,323,819	5,476,676	Net Cash Increase and its	10,828
Cash and its Equivalents at the Beginning of the Year	5,476,676	0	Cash and its Equivalents at the Beginning of the Year	25,465
Cash and its Equivalents at the End of the Year	7,805,495	5,476,676	Cash and its Equivalents at the End of the Year	36,294
				25,465

(4) <結論>

以上をふまえて主要な財務指標を計算した。

収益性を示す純利益率は2016年で5%とまずまずである。2016年の総資産利益率は1.8%だが、その理由は流動資産の売掛金が大きいためである。安定性を示す流動比率は、流動資産が流動負債より小さいため、2016年に0.82。売掛金を回収するために要する日数は、2016年の売掛金が売上額を上回るため426日となった。

表 10-4 RNT の主要財務指標（計算結果）

	2016	2015
net profit margin	5.0%	9.5%
return on assets (ROA)	1.8%	2.8%
current ratio	0.86	0.91
asset turnover	0.35	0.29
average collection (days)	426	357

10.1.2 PRODEL

PRODEL の財務諸表は、1000AOA で記載されている。

(1) <P/L>

2016年の収入は、販売収入422億38百万AOAのほか、1,781億82百万AOAのその他収入は補助金と考えられる。費用側では、1,642億35百万AOAの原価が概ねを占める。その結果、粗利益は46億63百万AOA、そこから12億97百万AOAの財務関連費用を差し引くと税引前利益が58億35百万AOA、税金支払後の純利益は18億62百万AOAとなった。

なお2018年1月に開催したワークショップの出席者から、PRODELの損益計算書には燃料費は含まれていないとの指摘があった。2016年のP/Lを確認したところ、その他費用の燃料費として25,152,000AOA計上されているものの、ワークショップ出席者のコメントから考えると、これは発電目的で消費した燃料ではなく、一般管理用として事務所などで消費された燃料と思われる。

表 10-5 PRODEL の損益計算書（P/L）

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)	
	2016	2015	2016	2015
Operating Incomes	220,420,796	116,631,357	1,024,908	542,310
Sales	42,238,471	25,655,726	196,400	119,293
Services rendered	0	0	0	0
Other operating profits	178,182,325	90,975,631	828,508	423,017
Operating Costs	215,757,239	126,819,841	1,003,223	589,684
Changes in inventories of finished goods and work in progress	0	0	0	0
Works capitalized	0	0	0	0
Cost of goods sold and the materials consumed	164,235,499	98,320,782	763,659	457,170
Personnel costs	10,401,554	7,146,216	48,365	33,228
Amortizations	15,055,711	11,246,853	70,006	52,295
Other costs and operating Loss	26,064,475	10,105,990	121,194	46,991
Gross Profit	4,663,557	-10,188,484	21,685	-47,374
Financial results	1,297,742	-431,536	6,034	-2,007
Subsidies and affiliate company results	-192,245	0	-894	0
Non-operating costs / income	66,470	-83,047	309	-386
Profit before tax	5,835,524	-10,703,067	27,134	-49,767
Corporate income tax	0	0	0	0
Net result from ordinary activities	5,835,524	-10,703,067	27,134	-49,767
Extraordinary results	0	11,033,610	0	51,304
Corporate income tax	-3,972,868	-99,357	-18,473	-462
Net profit of the year	1,862,656	231,186	8,661	1,075

表 10-6 PRODEL の資産表 (B/S)

	(unit: 1000 AOA)			(unit: 1000 USD)	
	2016	2015		2016	2015
ASSETS			ASSETS		
Non current assets	417,084,219	415,089,591	Non current assets	1,939,349	1,930,075
Tangible fixed assets	416,818,944	414,632,071	Tangible fixed assets	1,938,116	1,927,947
Intangible fixed assets	0	0	Intangible fixed assets	0	0
Investments in subsidiaries and associates	265,275	457,520	Investments in subsidiaries and associates	1,233	2,127
Other Financial Assets	0	0	Other Financial Assets	0	0
Other non-liquid Assets	0	0	Other non-liquid Assets	0	0
Current Asset	193,269,597	61,714,599	Current Asset	898,661	286,959
Cash	253,823	108,125	Cash	1,180	503
Accounts receivable	55,128,687	30,760,705	Accounts receivable	256,336	143,030
cash and bank deposits	17,870,497	26,635,522	cash and bank deposits	83,094	123,849
Other current assets	120,016,590	4,210,247	Other current assets	558,051	19,577
TOTAL ASSET	610,353,816	476,804,190	TOTAL ASSET	2,838,010	2,217,084
EQUITY AND LIABILITY			EQUITY AND LIABILITY		
Equity	286,949,652	309,013,298	Equity	1,334,252	1,436,843
Share capital	233,910,935	233,910,935	Share capital	1,087,634	1,087,634
Reserves	45,095,506	75,761,981	Reserves	209,684	352,276
Retained earnings	6,080,555	-890,804	Retained earnings	28,273	-4,142
Result o travel	1,862,656	231,186	Result o travel	8,661	1,075
Results for the year	286,949,652	309,013,298	Results for the year	1,334,252	1,436,843
Total Equity	286,949,652	309,013,298	Total Equity	1,334,252	1,436,843
Non-current liabilities	3,000,000	3,000,000	Non-current liabilities	13,949	13,949
Medium and long-term loan	3,000,000	3,000,000	Medium and long-term loan	13,949	13,949
Deferred taxes			Deferred taxes		
Provisions for pensions			Provisions for pensions		
Provisions for other risks			Provisions for other risks		
Other non-liquid liability			Other non-liquid liability		
Current liabilities	320,404,164	164,790,893	Current liabilities	1,489,808	766,241
Accounts payables	311,917,639	149,893,665	Accounts payables	1,450,348	696,972
Short-term loan	5,046,446	7,241,186	Short-term loan	23,465	33,670
Current part of medium and long-term loans	3,000,000	0	Current part of medium and long-term loans	13,949	0
Other current liability	440,079	7,656,042	Other current liability	2,046	35,599
Total Liability	323,404,164	167,790,893	Total Liability	1,503,758	780,191
Total EQUITY AND LIABILITY	610,353,816	476,804,191	Total EQUITY AND LIABILITY	2,838,010	2,217,084

(2) <B/S>

2016年の固定資産の殆どが、発電設備等の固定資産である。(4,168億18百万AOA)。流動資産の売掛金残高は、ENDEに販売した電力料で2016年に551億28百万ある。短期負債では、未払金が3,119億17百万AOAと大きく流動資産の売掛金残高を上回っている。長期負債は、中期の借入金30億AOAだけである。

(3) <C/F>

2016年の営業キャッシュフローは、収入よりも原材料費の支払が大きいため690億AOAの赤字となった。投資キャッシュフローは、投資した子会社からの配当や利益と思われる収入があり黒字となった。財務キャッシュフローは、借入により黒字である上、2016年は為替差益が1億51百万AOAあった。その結果、営業キャッシュフローの赤字を、投資キャッシュフローと財務キャッシュフローで補うことになり、2016年末のキャッシュフローは178億70百万AOAとなった。

表 10-7 PRODEL のキャッシュフロー表 (C/F)

	(unit: 1000 AOA)			(unit: 1000 USD)	
	2016	2015		2016	2015
Cash Flow from Operational Activities			Cash Flow from Operational Activities		
Receipt from customers	12,516,975	2,052,676	Receipt from customers	58,201	9,544
Payments to suppliers	-127,095,520	-142,521,055	Payments to suppliers	-590,966	-662,691
Payment to employees	-12,539,480	-5,495,466	Payment to employees	-58,306	-25,553
Cash flow from operation	-127,118,025	-145,963,845	Cash flow from operation	-591,071	-678,700
Other receipts related to operational activities	58,042,079	104,933,775	Other receipts related to operational activities	269,883	487,919
Cash Flow from Operating activities	-69,075,946	-41,030,070	Cash Flow from Operating activities	-321,188	-190,781
Payments with extraordinary items	0	0	Payments with extraordinary items	0	0
Total cash flow from operating	-69,075,946	-41,030,070	Total cash flow from operating	-321,188	-190,781
Cash Flow from Investment Activities			Cash Flow from Investment Activities		
Receipts from subsidy	75,736,210	62,150,986	Receipts from subsidy	352,157	288,988
Investment to subsidy	-25,747,442	-11,033,610	Investment to subsidy	-119,720	-51,304
Cash Flow from Investing Activities	49,988,768	51,117,376	Cash Flow from Investing Activities	232,437	237,684
Cash Flow from Financial Activities			Cash Flow from Financial Activities		
Receipts from loans	11,046,446	10,241,186	Receipts from loans	51,364	47,619
Payment to loans	-876,230	0	Payment to loans	-4,074	0
Cash Flow from Financial Activities	10,170,216	10,241,186	Cash Flow from Financial Activities	47,289	47,619
Net Cash Increase and its	-8,916,962	20,328,492	Net Cash Increase and its Equivalents	-41,462	94,523
Income / loss from exchange rates	151,938.00	6,307,029.00	Income / loss from exchange rates	706	29,326
Cash and its Equivalents at the Beginning of the Year	26,635,522	0	Cash and its Equivalents at the Beginning of the Year	123,849	0
Cash and its Equivalents at the End of the Year	17,870,498	26,635,521	Cash and its Equivalents at the End of the Year	83,094	123,849

(4) <結論>

以上をふまえて主要な財務指標を計算した。

収益性を示す純利益率はプラスとなったが純利益率は0.8%（2016年）、0.2%（2015年）と低い。純利益率が低いために総資産利益率も低くなった。安定性を示す流動比率は、流動資産が流動負債より小さいため、2016年に0.6と低い。売掛金を回収するために要する日数は、2016年で90日と、よい結果となった。

表 10-8 PRODEL の主要財務指標（計算結果）

	2016	2015
net profit margin	0.8%	0.2%
return on assets (ROA)	0.6%	0.1%
current ratio	0.6	0.4
asset turnover	0.68	0.70
average collection (days)	91	96

10.1.3 ENDE

入手した ENDE レポートの財務諸表は AOA で表記しているが、PRODEL と RNT の財務諸表が 1000 AOA で記載していることから、同様に 1000 AOA 表記とする。

(1) <P/L>

収入側には、顧客が支払った電気料収入（2016 年に 483 億 36 百万 AOA）年だけでなく、補助金（2016 年で 684 億 14 百万 AOA）が含まれており、補助金額が電気料収入額を上回っている。

2016 年、粗利益は 28 億 93 百万 AOA の黒字だが、更に財務費用や営業外費用をあるために経常利益は -163 億 23 百万 AOA、当期純利益は -163 億 18 百万 AOA である。

表 10-9 ENDE の損益計算書（P/L）

	(unit: 1000 AOA)			(unit: 1000 USD)	
	2016	2015		2016	2015
Operating Incomes	127,058,787	71,032,092	Operating Incomes	469,530.79	262,490.73
Electricity Power sales	48,336,107	18,818,779	Electricity Power sales	178,620	69,543
Subsidy on Prices	68,414,297	49,009,948	Subsidy on Prices	252,817	181,110
Provision of services	8,782,110	2,097,476	Provision of services	32,453	7,751
Other operating income	1,526,272	1,105,888	Other operating income	5,640	4,087
Operating Costs	124,164,811	78,075,986	Operating Costs	458,836	288,521
Costs of goods sold and materials			Costs of goods sold and materials		
Susidized and consumed raw materials	82,436,761	49,187,316	Susidized and consumed raw materials	304,635	181,766
Personnel expences	17,209,246	13,953,362	Personnel expences	63,595	51,563
Amortizations	8,769,867	6,115,252	Amortizations	32,408	22,598
Other costs operating losses	15,748,938	8,820,057	Other costs operating losses	58,198	32,593
Gross Profit	2,893,976	-7,043,894	Gross Profit	10,694	-26,029.88
Financial income/ loss	-7,024,058	-1,496,678	Financial income/ loss	-25,957	-5,531
Non-operating income / loss	-12,193,406	-14,234,891	Non-operating income / loss	-45,059	-52,603
Profit before Tax	-16,323,488	-22,775,464	Profit before Tax	-60,322	-84,164.04
Income tax	0	0	Income tax	0	0
Profit after Tax	-16,323,488	-22,775,464	Profit after Tax	-60,322	-84,164
Extraordinary income/ loss	4,536	-27,877	Extraordinary income/ loss	17	-103
Net Profit	-16,318,952	-22,803,341	Net Profit	-60,304.77	-84,267.06

表 10-10 ENDE の資産表 (B/S)

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)	
	2016	2015	2016	2015
ASSETS				
Current Assets	288,265,058	244,428,283	1,340,369	1,136,537
Inventories	6,016,839	5,191,603	27,977	24,140
Accounts receivables	267,923,682	233,226,179	1,245,786	1,084,450
Cash and equivalents	12,112,350	4,760,025	56,320	22,133
Other current assets	2,212,187	1,250,476	10,286	5,814
Non-Current Assets	183,090,288	191,098,017	851,329	888,563
Fixed tangible assets	149,990,427	152,888,383	697,422	710,897
Fixed intangible assets	11,287,254	11,503,474	52,483	53,489
Other financial assets	17,699,466	17,986,697	82,299	83,634
Other non-current assets	4,113,142	8,719,462	19,125	40,544
Total Assets	471,355,346	435,526,300	2,191,698	2,025,101
LIABILITIES AND NET ASSETS				
Current Liabilities	216,587,284	164,213,403	1,007,083	763,556
Accounts payables	167,799,183	116,401,463	780,229	541,241
Short term loans	5,102,112	1,102,112	23,724	5,125
Other current liabilities	43,685,989	46,709,828	203,130	217,190
Non-Current Liabilities	9,700,757	9,926,640	45,106	46,157
Mid and long-term loans	169,412	395,294	788	1,838
Provisions for pension funds	9,416,453	9,416,453	43,784	43,784
Provisions for other risks and charges	114,892	114,892	534	534
Total Liabilities	226,288,041	174,140,043	1,052,189	809,713
EQUITY & CAPITAL				
Equity & Capital	245,067,305	261,386,257	1,139,509	1,215,388
Capital	284,194,598	284,194,598	1,321,442	1,321,442
Retained earnings	-22,808,341	0	-106,054	0
Incomes from the related period	-16,318,952	-22,808,341	-75,880	-106,054
Equity & Capitals	245,067,305	261,386,257	1,139,509	1,215,388
Total Liabilities and Net Assets	471,355,346	435,526,300	2,191,698	2,025,101

(2) <B/S>

流動資産の売掛金と流動負債の未払金が突出している。2016年、売掛金残高は2,679億23百万AOA、未払金残高が1,677億99百万AOAである。また2016年の売掛金残高は、電気料収入額を上回っており、売掛金の回収に要する日数は、2016年に770日と、1年(365日)を超えている。2015年から2017年6月までの間の電気料の回収状況を調べると、電気料として請求したもののうち、低圧の回収率が72.7%以上(38,292/52,621 AOA=72.7%)であるのに対し、中圧の電気料金の回収率は57.4%(20,138/35,046 AOA)と、中圧の電気料金の回収率が低い。そのため売掛金については、顧客へ請求した額をそのまま流動資産に計上しており、そのため回収できなかった売掛金が累積して売掛金残高が大きくなるとともに、事実上、不良債権化していると考えられる。同様に未払金についても実際に支払えない未払金が相当額あると思われる。

(3) <C/F>

営業活動CFは、電気料収入よりも支払関係のCFが大きいため2016年197億50百万AOAの赤字である。また投資活動CFは、主に設備形成に使い、19億36百万AOAの赤字である。財務活動CFには、267億8百万AOAの補助金が入っている。更に2016年に50億AOAの借入金(返済期限2017年)を借り入れた。この財務活動CFで、営業活動CFと投資活動CFの赤字を埋め合せている。

表 10-11 ENDE のキャッシュフロー表 (C/F)

	(unit: 1000 AOA)		(unit: 1000 USD)		
	2016	2015	2016	2015	
Cash Flow from Operational	-19,750,661	-1,703,503	Cash Flow from Operational Activities	-91,836	-7,921
Cash flow from operation	-11,557,392	1,866,526	Cash flow from operation	-53,739	8,679
Cash receipts from clients	36,938,612	16,532,900	Cash receipts from clients	171,756	76,874
Cash payments to suppliers	-32,928,684	-4,507,034	Cash payments to suppliers	-153,111	-20,957
Payment to employees	-15,567,320	-10,159,340	Payment to employees	-72,385	-47,239
Profits tax	-272,885	-137,051	Profits tax	-1,269	-637
Cash flow before other operational activities	-7,791,191	-3,331,305	Cash flow before other operational activities	-36,227	-15,490
Other receipts from operational activities	609,652	0	Other receipts from operational activities	2,835	0
Other payments from operational activities	-8,400,844	-3,331,305	Other payments from operational activities	-39,062	-15,490
Cash flow before nonstandard items	-129,193	-101,672	Cash flow before nonstandard items	-601	-473
Receipts from nonstandard items	27,094	50,420	Receipts from nonstandard items	126	234
Payments from nonstandard items	-156,287	-152,093	Payments from nonstandard items	-727	-707
Cash Flow from Investment Activities	-1,936,745	-2,039,147	Cash Flow from Investment Activities	-9,005	-9,482
Receipts from:	880,317	241,319	Receipts from:	4,093	1,122
Tangible fixed assets	3,753	2,081	Tangible fixed assets	17	10
Financial investments	0	0	Financial investments	0	0
Interests	876,563	239,237	Interests	4,076	1,112
Payments to	-2,817,062	-2,280,466	Payments to	-13,099	-10,604
Fixed tangible assets	-2,817,062	-2,280,466	Fixed tangible assets	-13,099	-10,604
Fixed intangible assets	0	0	Fixed intangible assets	0	0
Cash flow from Financial Activities	29,039,731	4,334,991	Cash flow from Financial Activities	135,028	20,157
Receipts from	31,708,536	4,645,763	Receipts from	147,438	21,602
Loans	5,000,000	0	Loans	23,249	0
Allocations to Exploration and Contributions	26,708,536	4,645,763	Allocations to Exploration and Contributions	124,189	21,602
Payments to	-2,668,804	-310,772	Payments to	-12,409	-1,445
Loans	-1,225,882	-169,412	Loans	-5,700	-788
Interests	-1,442,922	-141,360	Interests	-6,709	-657
Net Cash Increase or Decrease of the Year	7,352,325	592,341	Net Cash Increase or Decrease of the Year	34,187	2,754
Cash and Equivalent at the Beginning of the Year	4,760,025	0	Cash and Equivalent at the Beginning of the Year	22,133	0
Impact of the Addition of Cash Balances and its Equivalent from Winded-up ENE and EDEL	0	4,167,684	Impact of the Addition of Cash Balances and its Equivalent from Winded-up ENE and EDEL	0	19,379
Cash and its Equivalent at the End of the Year	12,112,350	4,760,025	Cash and its Equivalent at the End of the Year	56,320	22,133

(4) <結論>

以上をふまえて主要な財務指標を計算した。

収益性を示す純利益率は、-12.8%（2016年）、-32.1%（2015年）と赤字である。効率性を示す指標は、流動資産の売掛金が大きいため、ROAは-3.5%（2016年）と総資産利益率は0.27（2016年）と小さくなった。安定性を示す流動比率は、流動資産が流動負債よりも大きいために見かけ上は1.3-1.5倍になる。売掛金を回収するために要する日数は2016年で770日と、1年（365日）を超えている。

表 10-12 ENDE の主要財務指標（計算結果）

	2016	2015
net profit margin	-12.8%	-32.1%
return on assets (ROA)	-3.5%	-5.2%
current ratio	1.33	1.49
asset turnover	0.27	0.16
average collection (days)	770	1,198

10.2 財務健全性と持続性の分析

10.2.1 電力供給コストと電力料金水準の比較

収益性を確保する観点から、3社の kWh あたりの収入単価と費用単価を計算した。電力量(kWh)は適当なものが見つからないため、ENDE の'Activity Report'の power balance の数字を用いた。また ENDE の収入は、顧客から回収した電気料収入とともに補助金が計上されているため、収入に補助金を含めた収入単価と、補助金を含めない収入単価をそれぞれ計算した。結果は以下の通り。

RNT の収入単価は 2016 年 9.34 AOA /kWh、費用単価は 2016 年 8.45 AOA /kWh と、収入単価が費用単価を上回っている。RNT を除く 2 社は、収入単価と費用単価がほぼ同水準であるか、または 2015 年は費用単価が収入単価を上回る逆ザヤとなっており、現時点で適正な利ザヤを確保できているとはいえない。また ENDE の補助金を含めない場合の収入単価は、2016 年で 6.27 AOA/kWh と、費用単価 (13.28 AOA/kWh) の半分以下となっている。

最後に、アンゴラの電気の最終需要者に電気を届けるのに必要な費用単価を試算した。アンゴラ国民は、PRODEL が発電し、RNT の送変電設備を通じて送られた電気を、ENDE から購入すると考え、PRODEL、RNT および ENDE3 社の売上原価に相当する費用を合計したものを ENDE の販売電力量で割って計算したところ、2016 年は 44.81 AOA/kWh (=0.208 USD/kWh)である。

表 10-13 3社の kWh あたり収入単価と費用単価

	2016	2015
<u>PRODEL</u>		
sales (kWh)	10,929,810,809.00	6,308,876,489.00
@revenue unit price /kWh	20.17	18.49
@cost unit price /kWh	19.74	20.10
<u>R N T</u>		
sales (kWh)	9,348,186,285.76	6,136,127,637.00
@revenue unit price /kWh	9.34	8.93
@cost unit price /kWh	8.45	7.39
<u>ENDE</u>		
sales (kWh)	9,348,186,285.76	5,829,423,620.07
@revenue unit price /kWh	13.59	12.19
@revenue unit price (without subsidy) /kWh	6.27	3.78
@cost unit price /kWh	13.28	13.39
<u>Total cost of PRODEL, RNT and ENDE</u>		
sales (kWh)	9,348,186,285.76	5,829,423,620.07
@total cost unit price /kWh in AOA	44.81	42.93
@total cost unit price /kWh in USD	0.208	0.200

※ USD1= 215.064 AOA based on the official announcement of Banco Nacional de Angola, as of March 12, 2018

10.2.2 電気料金回収の現状

収益性を確保する観点から、売掛金が何日で回収されるかを計算した。PRODEL は、90 日前後 (約 3 ヶ月) で売掛金を回収しているが、RNT と ENDE の回収に要する日数は、1 年 (365 日) を上回っている。2016 年の ENDE は、770 日 (約 2 年) に達している。

ENDE の Activity Report には、「電気料の請求に対する現在の回収率が 70%であり、この回収率を 85%に高めることが目標」と述べている。このように回収に要する日数が 1 年を超える状況では、売掛金として計上できるものの、その一部は、事実上回収できない不良債権と化していると思われる。従って、目標として売掛金回収率を高める努力をするとともに、売掛金残高を月別に吟味して、不良債権化していないか確認することが必要である。

表 10-14 売掛金回収に要する日数（日）

days	2016	2015
PRODEL	91	96
RNT	426	357
ENDE	770	1,198

10.2.3 財務の健全性

(1) 流動比率

流動比率は、短期的な債務に対して、現金や流動化しやすい売掛金などの流動資産がどのくらいあるかを示す指標であり、一般的には、2.0 倍（200%）程度あればよいといわれている。

3 社とも、2.0 倍（200%）に達していないという意味では良好とはいえない。2016 年の ENDE は 1.33（133%）と 3 社の中では一番良いが、もともと ENDE は、流動資産側の売掛金が突出して大きいため、見かけ上は 1.0 倍以上になったと思われる。従って、売掛金の中身を精査し、不良債権化していないか確認する必要がある。

表 10-15 流動比率（資産結果）

	2016	2015
PRODEL	0.60	0.37
RNT	0.82	0.81
ENDE	1.33	1.49

(2) 自己資本比率

自己資本比率は、負債に対する財務体質の安全性を示す指標で、負債に対してどの程度自己資本で返済できるかを示す。3 社とも現在の公社形態になって間もないせいか、現時点の自己資本比率は 0.4 以上と比較的高い。

表 10-16 自己資本比率

	2016	2015
PRODEL	0.47	0.65
RNT	0.41	0.55
ENDE	0.52	0.60

10.3 RNT、PRODEL、ENDEの財務状況レビュー

10.3.1 価格水準

9.3.2 節で述べたとおり、2016年のPRODELとRNTのkWhあたりの収入単価は、将来の設備投資から発生する追加費用をカバーできる水準ではない。費用をカバーするためには、電気料金を値上げするか、政府の補助金で追加費用の増加を補填する方法がある。

表 10-17 長期投資に伴う kWh あたり費用の増加 (再掲)

	PRODEL	RNT
1. 2016年 収入単価@/kWh	@0.94 \$ /kWh (=@20.17 AOA/kWh)	@0.043 \$ /kWh (=@9.34 AOA/kWh)
2. 2016年費用単価@/kWh	@0.09\$ /kWh (=@19.74 AOA/kWh)	@0.039 \$ / kWh (=@8.45 AOA/kWh)
3. 長期投資による費用単価の増分	@0.085\$/ kWh (=@18.3 AOA/kWh)	@0.02\$/ kWh (=@4.3 AOA/kWh)
4. 費用単価計 (2 + 3)	@0.175 \$/kWh (=@38.04AOA/kWh)	@ 0.059 \$/kWh (=@12.75 AOA/kWh)
5. 料金値上げ額 (長期投資後の費用単価/現行費用単価)	17.9 AOA (1.92 倍)	3.41 AOA (1.51 倍)

※2018年3月12日のアンゴラ中央銀行の公示レートをもとに、

\$1=215.064 AOA (T.T.M)で換算

10.3.2 コスト構造

10.1 節で PRODEL、RNT、ENDE の財務諸表をレビューしたが、対象が2ヵ年だけであり、各社の財務体質のトレンドは把握できなかった。しかし他国のスタディでは、事業実施機関(組織)の適正な利益率(プロフィットマージン)を計算している。例えばスリランカ(※)では、将来の設備更新を行うための総資産利益率(Return on Asset : ROA)や、渇水期の水力発電の発電量の低下をカバーするために、利ざやをいくりにするべきか計算していた。

※JICAのスリランカ電力MP(2017年)では、スリランカの電力公社(CEB)の財務諸表を分析した上で、適正な利ざやとして自己資本を積み増すためにROAを5%、またかんばつによる水力発電の低下に伴う影響を抑制するために7.5%~3%の利ざやを確保すべきと提言している。

10.3.3 借入能力

現在、PRODEL・RNT・ENDE3社の負債は、短期の借入や3-5年程度の中期の借入だけで、長期の借入はない。しかし9.3.3 節で述べた通り、設備投資のために借入れを続ければ、自己資本比率の低下とともに借入能力が低下すると考えられる。そのため新しい案件は、一定の比率にもとづいた借入と資本の両建てで資金調達するか、インドの例(forgivable loan)などの適用を検討するべきである。

10.3.4 財政、料金体系に関する政府の関与、規制等

➤ 料金の検討に必要な関係箇所の会計データをいつでも入手可能にしておく必要がある。

- ▶ アンゴラでは、2016年の発電会社（PRODEL）、送変電会社（RNT）の収支は黒字だが、配電会社（ENDE）の収支は赤字であり、補助金で補填している。その理由は、政策的に政府が配電の料金単価を人為的に抑制しているためと思われる。一方、発電会社や送変電会社の正しい原価をふまえて配電会社（ENDE）の赤字をどれ程度補填するのか、計算根拠を明確にする必要がある。

10.3.5 財務的課題の抽出

今まで格付機関がアンゴラ電力セクターの3社（PRODEL、RNT、ENDE）を格付けした例はない。客観的に3社の信用力を示す情報はない。そこで3社がより強固な財務体質を目指すための課題をまとめた。

(1) 収益性

金融機関が、収益性が低い実施機関に融資しないことは明らかである。今後、予測される費用全てをカバーできるまで料金を値上げすることはできないかもしれないが、少なくとも段階的に料金を値上げするなど、収益性を高める努力を示すことは必要である。

(2) 財務の健全性

(a) 流動比率

3社とも売掛金が突出しており、見かけ上の流動比率が大きくなっている。また、その売掛金が不良債権化している可能性がある。売掛金の回収状況を精査し、より速やかに回収できる方策が必要である。

(b) 自己資本比率

借入れだけで投資すると自己資本比率は低下し、財務的には、借入返済不能になるリスクが高まるため、好ましくないとされている。借り入れるだけでなく、借入れに見合って資本を適宜注入するなどの対策が必要である。

10.3.6 その他課題の抽出

前節で述べた以外の課題を述べる。

(1) 財務諸表・会計上の問題

- ▶ 今後、アンゴラで民間投資による火力発電案件について、発電所同士で費用を比較するためにも、燃料費に関する情報を記載するべきである。（必ずしも PRODEL の費用として燃料費を計上しなければならないという意味ではない）
- ▶ 3 公社発足時に、旧国営電力会社の債権・債務をどのように継承したか／捨象したか、また資産再評価したか確認する必要あり。また公社設立に関する政府内の支持文書・関連書また会計事務所の監査報告書を確認する必要あり。

(2) アンゴラ国の財政状態

前節で3公社の財務上の課題を検討したが、今後、借入れ中心に電源開発を進めるなら、3公社だけでなく、アンゴラ国の財政状態も考えなければならない。

9章で述べたとおり、JICA・JIBC また AfDB からの借り入れは、アンゴラ政府の保証が必要であり、これらによってアンゴラ国の対外債務が増えることになる。アンゴラの対外債務は、現時点で既に高いレベルと思われ、アンゴラ政府がこれ以上、政府保証しなくなれば、これが電源開発の足かせとなる可能性がある。(※)

※ベトナム電力セクターも政府保証の問題を抱えている。ベトナムの対外債務は、2017年時点で政策上限の65%に達しており、ベトナム政府は、新しい政府保証の供与に慎重になっている。そのため、政府保証が必要なローンの借り入れが思うように行かなくなっている。しかしベトナム政府は、電力の新規案件に対して例外的に政府保証を供与することは考えておらず、むしろ政府保証なしで資金調達できるよう、ベトナムの電力公社 (EVN) に料金改定などを指導しているという。

アンゴラのマクロ経済指標を調べたところ、2017年のアンゴラのGDPは124.21百万\$、同年の対GDP政府債務比率は、2010年の44.3%から増大し続けて2017年で65.3%(=81,066百万\$)である。一方、2040年までの電源開発の総投資額(31,548百万\$)は2017年のGDPの25%に相当する規模であり、全て政府保証することで政府の債務となる場合、債務額合計はアンゴラのGDPにほぼ等しくなり、持続性の見地から楽観できない。

表 10-18 アンゴラのGDPおよび対GDP政府債務比率

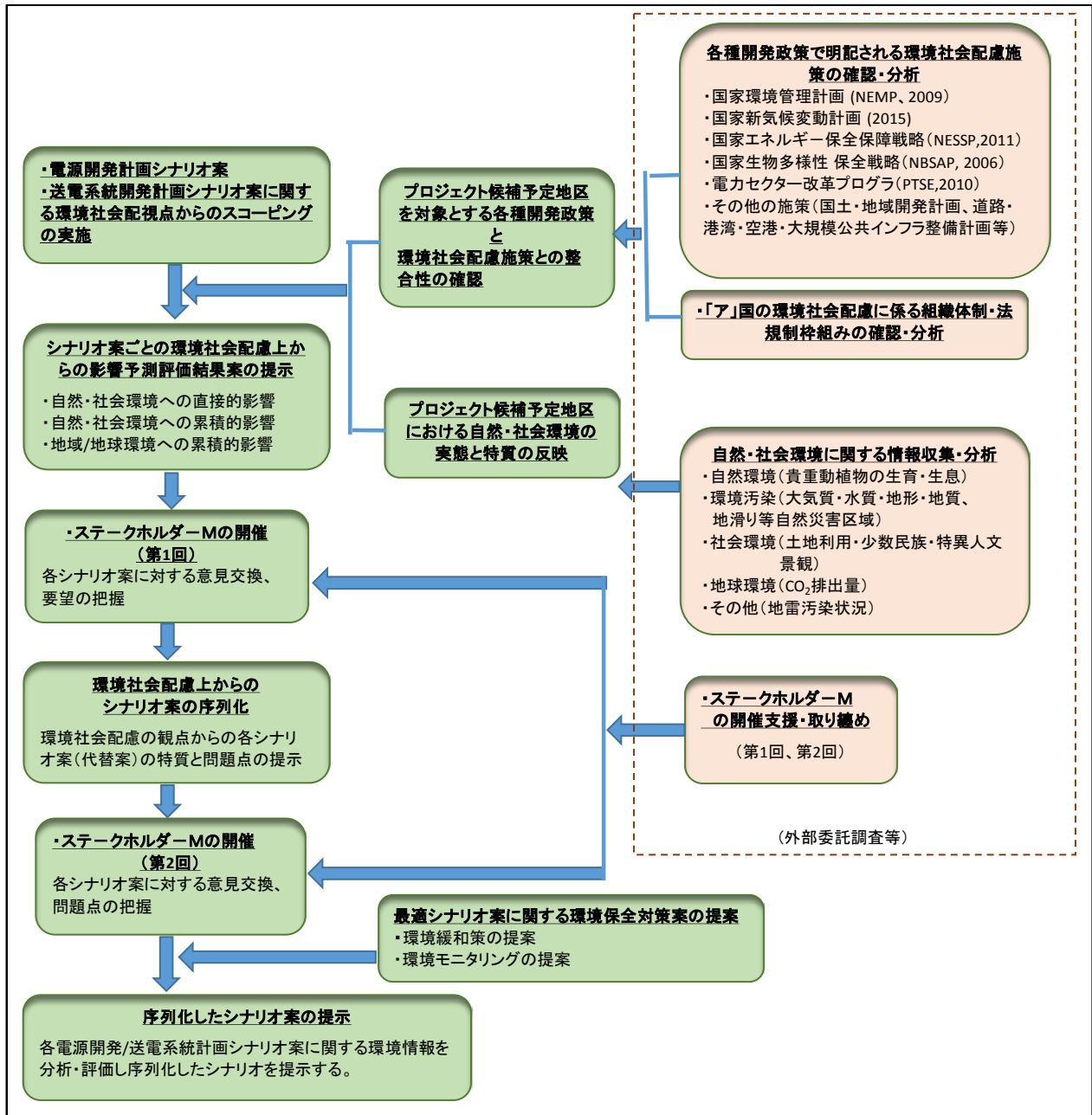
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GDP (billionUSD)	82.53	104.12	113.92	124.91	126.73	102.62	96.34	124.21
General Government Gross Debt (%)	(44.3)	(33.8)	(29.9)	(32.99)	(40.7)	(64.6)	(79.8)	(65.3)

(Source : IMF World Economic Outlook 2018)

第 11 章 環境社会配慮

11.1 本マスタープランで実施する戦略的環境アセスメント（SEA）の概要

本事業は、図 11-1 に示す手法を用いて「電源開発計画／送電系統開発計画」に関するシナリオ案で提案される各種電源開発に関し、環境社会配慮の観点から SEA を実施し、電源開発の種別ごとに、環境負荷を定量的に把握し、環境保全上、最も好ましいシナリオ案を提示するものである。



(出典：JICA 調査団作成)

図 11-1 SEA アプローチ

i) スコーピング項目と指標の選定

環境社会配慮の面から、各電源開発案を分析・評価するため、自然環境、社会環境及び地球環境を評価項目とするスコーピングを実施する。

ii) スコーピング項目に関する評価

スコーピングの対象とする評価項目に、各事業が環境社会に与える影響度合いを数値化(0 ～ -3 の4段階に区分)し、定量的評価を行う。

iii) 電源開発事業のマトリクス評価

各シナリオ案で提示された各電源開発事業をマトリクスで表示し、定量的に環境負荷を把握する。

11.2 ベースとなる環境および社会の状況

アンゴラは、大西洋沿岸のアフリカ南部の西部に位置し、1,246,700km²の土地面積を有し、北部ではコンゴ共和国（201km）とコンゴ民主共和国（2,511km）に東はザンビア（1,110km）、南はナミビア（1,376km）に接する。

アンゴラの地形は大別して、沿岸域、内陸部の山脈（cadeia marginal de montanhas）、内陸部の耕地（planalto central）、ザイール盆地、ザンベジ盆地とクバンゴの盆地の6つに分かれる。

高標高域は、主要なアンゴラ川の起源を持つ中央部のモコ丘（2,620 m）である。

気温は雨季（9月～4月）で25～33℃、乾季（5～8月）は18～22℃である。北部では、気候は熱帯性であり、湿度が高く、年間平均降雨量は1,200-2,000 mmである。沿岸地域の平均降雨量は北から南にかけて600mm以下である。内陸部は、気温が高く、降水量が多い地域から半砂漠の地域までと特異な気象条件を有している。

アンゴラ国は、生態学的に以下の5つのエコゾーンに分けることができる（SARDC、SADC&IUCN 1994）。

1. 低地熱帯雨林（熱帯雨林）

北東部で発生し、年間降水量が多く、また、蒸発量が大きく、土壌肥沃度が低いことが特徴である。

2. 湿潤サバンナ

全国の約70%を占め、年間500-1,400mmの降水量と一般的に貧栄養の広範囲の土壌タイプが特徴である。

3. 乾燥サバンナ

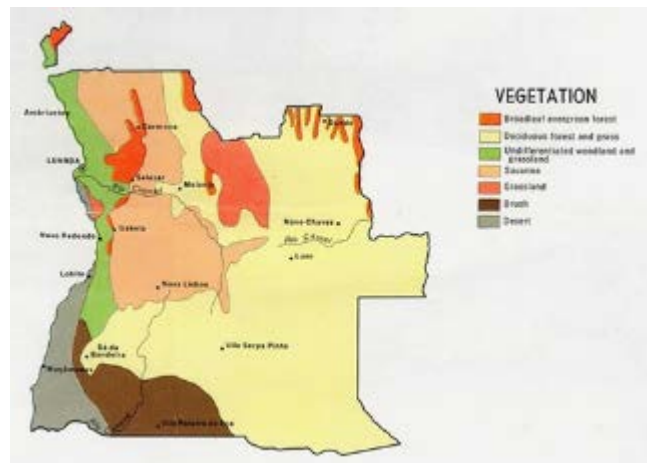
アンゴラ南部で発生し、年間250-500mmの降水量と一般的には肥沃な土壌であるが、植生は貧弱である。

4. ナマ・カルー

南西部にあり、年平均100-400 mmの降雨が特徴である。

5. 南西アンゴラの狭い海岸帯

砂漠で覆われ、年平均10-85mmの年間を通して、少ない降雨が特徴である。



(出典 Website Angola vegetation Map 1970)

図 11-2 植生の現況

(1) 自然環境

(a) 生物多様性の現状

ジャイアント・セーブル・アンテロープとサバクオモト（奇想天外）*Welwitschia mirabilis*（図 11-3）は、アンゴラ共和国における豊かな生物多様性と、国家の象徴とされている。

アンゴラは、ユニークな生物多様性を有していることから、アフリカ大陸で最も重要なものの1つと位置づけられている。

植物は、（Cabinda 州の広大な植物相を除き）国内に約 5,000 種以上の植物種が推定され、1,260 種は固有種であり、アンゴラはアフリカの固有種で 2 番目に豊かな国と記録されている。

哺乳類は、275 種が記録され、アフリカ大陸で最も豊かな国の 1 つである。

鳥類は、872 種が記録され、南アフリカの鳥類の約 92% がアンゴラで記録されている。

アンゴラの豊かな生物多様性は、国の巨大な国土面積、その熱帯地理的位置、標高の変動、および多種多様な植生の種類といった、いくつかの要素の組み合わせによるものである。気候の多様性は、地理的にも土壌的にも均等に変動するため、激しい熱帯雨林から砂漠の貧相な植生に至るまでの生態学的ゾーンの形成に寄与した。これらの異なる生息地は、豊かな生物多様性を構成させている。

森林には、チンパンジー、ゴリラ、広範囲の哺乳動物が生息している。地域とその生物多様性を保護するための特別な保護措置が講じられるべきであるというコンセンサスがある。しかし、管理されていない森林伐採、密猟および無秩序伐採は、アンゴラにおける重要な生態系の保全に悪影響を及ぼしている。

過去の研究では、絶滅の危機に瀕した植物に約 120 種の植物種が記載されている。それらの多くは保護地域で生育している。アンゴラ海岸を保護する植生において重要なブラクマングローブ（*Avicenia*）やヤナギシクンシ（*Combretum*）などの樹木も絶滅危惧種として挙げられている。

チーター、褐色のハイエナ、アフリカの野生犬、黒サイ、シマウマ、キリン、オリックスなどの動物種は、これまで豊富に存在していたアンゴラ地域の一部で絶滅していたり、人為的活動からの圧力のために絶滅に直面している。アンゴラで生息する哺乳動物 275 種のうち 50 種が、絶滅の危機にさらされている（IUCN）。

生物多様性へのもう一つの脅威は、国外へ密輸される動物の違法貿易である。かなりの鳥が密輸出され、アンゴラの一部の鳥類の生存を危うくする可能性のある未確認の兆候がある。およそ 34 頭のアンゴラの鳥が絶滅の危機に瀕している（IUCN）。

国家生物多様性保全戦略と行動計画（2007-2012）によれば、アンゴラは 8,000 種以上の植物を有し、うち 1,260 種は固有種である。動物に関しては、現在までに 275 種の哺乳動物と 872 種の鳥類が記録されており、13 種の哺乳類、11 種の鳥、22 種の爬虫類、23 種の両生類、72 種の淡水魚類種が固有種として報告されている。



図 11-3 サバクオモト（奇想天外）
（出典：ERM）

表 11-1 IUCN レッドリスト (2016) によるアンゴラ国内の絶滅危惧種内訳

カテゴリー		絶滅危惧 IA 類 (CR)	絶滅危惧 IB 類 (EN)	絶滅危惧 II 類 (VU)
動物	108 種	10	32	66
植物	34 種	-	3	31

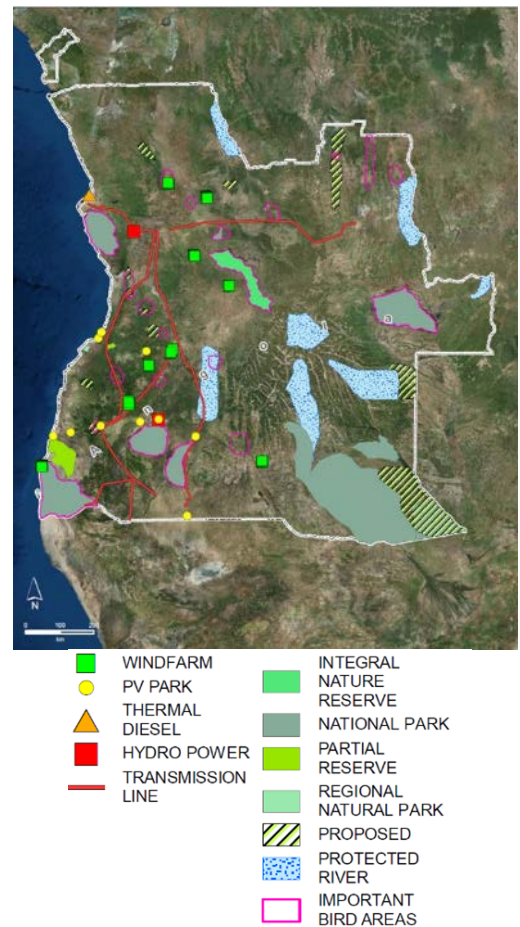
(出典：アンゴラ生物多様性報告書。アンゴラ政府)

(b)保護区域の指定・管理状況

アンゴラの保護地域には、9つの国立公園 (6.3%)、4つの厳正自然保護区 (4%)、2つの保全区域、1つの地域自然公園で構成されている。2011年までに以上の13の保全地域が法律によって設立され、国の面積 (82,832 km²) の約 12.9%を占めている。

表 11-2 保護地域の名称と面積、指定年

o.	Name	Area km ²	Year
国立公園			
1	Quiçama National Park	9,960	1957
2	Mupa National Park	6,600	1964
3	Bicuar National Park	7,900	1964
4	Cangandala National Park	630	1970
5	Cameia National Park	14,450	1957
6	Iona National Park	15,150	1957
7	Mayombe National Park	1,930	2011
8	Luengue-Luiana National Park	45,818	2011
9	Mavinga National Park	46,072	2011
Total		148,510	
地域公園			
1	Chimalavera Nature Park	150	1974
Total		150	
環境保全地区			
1	Ilhéu dos Pássaros Integral Nature Reserve	2	1973
2	Luando Integral Nature Reserve	8,280	1957
Total		8,282	
正環境保全地区			
1	Buffalo Partial Reserve	400	1974
2	Mavinga Partial Reserve	5,950	1973
3	Luando Integral Nature Reserve	8,280	1957
4	Namibe Partial Reserve	4,450	1973
Total		19,080	



(出典：ERM)

図 11-4 アンゴラの保護地域

(出典：アンゴラ生物多様性報告書。アンゴラ政府)

(2) 社会環境

アンゴラの総面積は 1,246,700 km² である。アンゴラの人口密度はアンゴラの 2014 国勢調査の結果によると 21.8 人/平方キロメートルであり、国の人口は 2,580 万人 (INE, 2014) と推定されている (INE, 2014)。交通インフラから電気、水道、廃棄物処理、医療、電気通信等のインフラも、内戦の結果悪化し、大幅に破壊されているか、または維持不能な状態が続いている地域が存在する。また、国の広大な地域に未だ地雷が敷設 (UXO) されているところが存在している。

(a) 民族構成と言語

アンゴラで使用される公用語と主な言語はポルトガル語である。人口のおよそ 40% がバントゥ語の方言を母国語として話す。アンゴラ人のおよそ 37% はオヴィンブンド、25% はキンブンド、13% はバコンゴ、2% はメスチコ、1~2% は白人アフリカ人、その他のアフリカ民族はアンゴラ人口の約 22% を占めている。

(b) 土地利用

全国の約 46% が森林、約 47% が非農地で、約 4% が農耕地であり、残りの 3% は小麦/大麦の畑、牧草地、都市部である。土地利用の詳細は下表のとおりである。

表 11-3 国土の土地利用区分

利用形態	面積 (ha, %)
耕作可能地、牧草地 (5 年以上牧草地として継続使用)、ココア栽培地、コーヒー栽培地、ゴム林	59,190,000 (47.47)
森林	57,856,000 (46.41)
その他 (牧草地 (5 年未満) / 都市域)	7,624,000 (6.12)
合計	124,670,000(100.00)

(出典：世界銀行統計資料 2015)

11.3 アンゴラ国における環境社会配慮制度・組織

11.3.1 環境社会配慮に関する法令、基準

(1) 戦略的環境アセスメント (SEA) の導入状況

戦略的環境アセスメント (SEA) の実施は、1998 年に制定された環境枠組み法 (EFL) には記述されていない。

(2) 戦略的環境アセスメント (SEA) と関連法令等

法的に要求されるものではないが、アンゴラ国において、SEA を実施する際に配慮すべき重要な法律や規制は、下表の通りである。

表 11-4 主な環境社会配慮に関する法令、基準等

政策・法・規則名称	主な規定事項
環境枠組み法 (環境基本法) (法 No.5/98, 1998 年 6 月 19 日)	環境基本法は、環境の保全、生活の質の向上、天然資源の合理的使用に関する基本的な概念と原則を規定する。法第 16 条は、環境影響調査はすべての事業に必須である旨明記している。
環境影響評価 (手続き) に関する規則 (規則 No51/04, 2004 年 6 月 23 日)	環境影響評価手続きに関する規定を明記。
土地法 (法 No 9/04,09/11/2004)	土地法は土地を国家の財産と宣言し、以下のような複数の用途を提案:①アンゴラの住民に避難所と家を提供すること、②採掘に使用できる天然資源の源泉、農業、林業および土地計画;③経済・農業・産業活動の支援。
文化財保護法 (法 No14・05, 2005 年 10 月 7 日)	文化的遺産を、その価値を考慮して権利の保護の対象としなければならない重要な資産と定義。
環境影響評価 (許可) に関する規則 (規則 No59/07, 2007 年 7 月 13 日)	環境影響評価許認可に関する規定を明記。
環境監査規則 (規則 No 1/10, 2010 年 1 月 10 日)	環境影響評価を実施した事業の環境保全対策に関するモニタリングを規定している。また、事後発生した環境に対する負のインパクトに対する環境保全対策事業の実施を義務付けている。
水質に関する環境基準 (規則 No261/11, 2011 年 10 月 06 日)	水質に関する環境基準の指定。
環境影響評価の実施方針 (TOR) に関する規則 (規則 No92/12, 2012 年 3 月)	環境影響評価の実施方針 (TOR) に関する調査手法・手続きに関するガイドライン。
環境評価実施に伴う住民協議に関する規定 (規則, No87/12, 2012 年 2 月 24 日)	環境影響評価に関する住民意見の聴取と報告書への反映手法を明記。
住民移転に関する通達 (規則 No 117/16, 2016 年 2 月 24 日)	住民移転および住居改築の過程において、中央行政機関および自治州の役割、手続きを定義。

(出典：行政資料を基に JICA 調査団が編集)

(3) 戦略的環境アセスメント（SEA）と国際条約等

アンゴラ国が批准する環境保全に関する国際条約は下表の通りである。

表 11-5 戦略的環境アセスメントに関連する主な国際条約

条約名称	承認日
世界文化遺産と自然遺産の保護に関する条約 (1972年)	1992
大陸間移動性野生動物の保護に関する条約	2006
生物多様性の保全に関する条約 (1992年)	1997
絶滅のおそれのある野生動植物の種の国際取引 に関する条約	2007
湿地の保存に関する国際条約	2016
砂漠化対処条約	2000

(出典：行政資料を基に JICA 調査団が編集)

(4) 地球環境保全への取り組み（アンゴラ国の約束草案 -INDC-Intended Nationally Determined Contributions -)

2015年に開催されたCOP21では「2020年以降の枠組みとして、すべての国が参加する枠組み」として「パリ協定」が採択された。「パリ協定」の採択により、温室効果ガスの削減義務はないものの、5年ごとの削減目標の提出・更新、実施状況の報告・レビューが実施される。地球温暖化や環境に対する世界の潮流を踏まえ、アンゴラは再生可能エネルギーの導入について積極的に議論・検討されている。

アンゴラは、2016年に、温室効果ガス削減目標を約束する国別決定貢献（INDC）を温室効果ガスの国連気候変動枠組条約（UNFCCC）へ提出した。

アンゴラは、無条件および条件付き目標を達成するにあたり、2030年までにBAU (Business As Usual)シナリオで2005年の排出量（6,680万トン）の約50%下回るGHG排出量を削減すると約束している。また、2005年のGHG排出量の95%以上が化石燃料消費に起因していると述べている。

このような状況に対し、アンゴラは、INDCにおいて、再生可能エネルギープロジェクトの推進を国家戦略の最優先課題に取り上げている。

具体的には、下記の再生可能エネルギープロジェクトを推進することとしている。

1. Cambambe 中央 I 水力発電所の増設

- 設備容量の180MWから260MWへの増設し、年間1,529,311 CO₂-tonの削減を図る。

2. Cambambe 水力発電第2発電所の増設

- 設備容量を700MW確保し、年間3,282,000 CO₂-tonの削減を図る。

3. Tombwa 風力発電所の新設

- 100MWの設備容量を確保し、年間157,258 CO₂-tonの削減を図る。

4. バイオマス事業の新設

- バイオマス事業の推進に伴い、年間750,000 CO₂-tonの削減を図る。

アンゴラ政府が積算する各電源開発別の1MW当たりのCO₂削減量を基に、マスタープラン2040で提案する再生可能エネルギープロジェクトが、1年間に貢献できるCO₂削減量を推計すると、約563.8万トンである。各電源種別の削減量は、以下の通りである。

表 11-6 マスタープラン 2040 が貢献出来る CO₂ 年削減量（推計）

	水力	風力	太陽光	バイオマス	合計
総設備容量* (MW)	1,000	488	100	3	
CO ₂ 削減量 (ton/y)	4,700,000	767,000	157,000	14,000	5,638,000

（出典：アンゴラ INDC を基に JICA 調査団が編集）

11.3.2 アンゴラ国内法とJICAガイドラインとの相違

環境社会配慮に関し、アンゴラ国の国内法（環境影響評価（手続き）に関する規則）と JICA 環境社会配慮ガイドライン（2010 年）と主な項目について比較した結果は下表のとおりである。

但し、アンゴラ国では、ドナーの支援によるプロジェクトについては、ドナーの要件に応じて環境社会配慮を実施している。

表 11-7 EIA 策定に関するアンゴラ国内法と JICA ガイドラインの相違点

項目	JICA ガイドライン	アンゴラ国内法	相違点
SEA の策定	マスタープラン調査及びフェイジビリティ調査を実施する際には、戦略的環境アセスメントの実施を適用することを JICA ガイドラインに明記。	環境影響評価（手続き）に関する規則（No51/04、2004 年 6 月 23 日）に、「戦略的環境アセスメントの実施」に関する条文は含まれていない。	相違点有り。 「戦略的環境アセスメントの実施」に関する法的根拠、及び実施に関するガイドライン等は未整備。
EIA の策定	環境への重大な悪影響が想定される事業に関しては、EIA 報告書の作成を要求。	環境影響評価（手続き）に関する規則に基づき、特定の事業に関し、EIA の策定義務を明記。	相違点はない。
代替案の検討	有効な代替案（「プロジェクトを実施しない案」を含む）の検討を要求。	EIA で記載すべき項目の一つとして下記を記載 (Recommended Format) ：合理的な代替案の検討	相違点はない。
環境社会配慮チェックリストの策定	各セクターについて環境社会配慮チェックリストがあり、その確認項目を EIA で記載。	環境社会配慮チェックリストはない。	相違点有り。 チェックすべき具体的な環境社会配慮項目を示した文書は未整備。
住民移転計画	大規模な非自発的住民移転案件の場合は、住民移転計画案を作成。大規模でない住民移転が生じる場合は、簡易住民移転計画案を作成。住民移転計画は、EIA 報告書の一部とする。	住民移転計画策定に関する条項はない。	相違点有り。 国内法、通達等では、住民移転計画策定を義務化していない。実態としては、ドナーが要求する場合は、世銀等のガイドラインを参考に策定。
土地収用への補償	可能な限り再取得価格で補償する。	補償費用の算定、支払形態に関し、土地取得法は、明示していないが、実体は、市場価格に基づいた補償が行われている。	相違点あり。 再取得価格は考慮されない。

項目	JICA ガイドライン	アンゴラ国内法	相違点
モニタリング/緩和策の検討	環境緩和策（回避・最小化・代償を含む）やモニタリング案の作成を明記。	EIA で記載すべき項目の一つとして下記を記載 (Recommended Format) ：緩和策の検討 ：モニタリング内容と実施体制、報告手法。	相違点はない。
情報公開	EIA を相手国との合意文書締結の 120 日以前に公開する。	環境影響評価（手続き）に関する規則で情報公開を明記。	相違点はない。

（出典：JICA 調査団作成）

11.3.3 環境社会配慮制度における関係機関（組織）と役割

(1) 環境社会配慮に関する実施体制（中央政府の役割と実施機関）

アンゴラ国における環境社会配慮に関する行政組織は、環境省内の国家環境影響評価局が所掌している。環境省の主な所掌は以下の通りである。

- 持続的な天然資源の開発と管理
- 国際的な条約・協定等に基づく地球環境保全への積極的な取り組みの推進
- 自然・社会環境への重大な影響を及ぼす恐れのある行為に対する審査・許認可業務
- 自然生態系の保全のための行動計画の作成
- 生物圏や景観保全のための自然環境保全地区、自然公園等の指定の推進
- 自然環境と快適な住環境の創世・保全を図るために生物多様性保全に努める

環境影響評価局（DNPAIA）は環境影響調査を評価する事務を所掌し、また、環境局（DNA）は都市管理政策と都市戦略の構想と実施を所掌する。

(2) 環境社会配慮に関する主な実施項目

(a) EIA の承認が求められる事業

EIA 手順は環境影響評価に関する法令に定められている。

EIA 令の附属書に記載されている EIA の実施が義務付けられている事業は、以下のセクターである。

- 農業・漁業・森林業
- 石油掘削業、鉱業、浚渫業
- エネルギー産業
- ガラス産業
- 化学産業
- 社会基盤建設事業
- その他の産業

エネルギー産業で EIA の実施が義務付けられている基準は下記の通りである。

- ガス、蒸気および温水を運ぶための産業設備、架空ケーブルによる電気エネルギーの伝送
- 天然ガスの地上貯蔵
- 可燃性ガスの地下貯蔵
- 化石燃料の地上貯蔵
- 石炭と亜炭の工業用練炭施設
- 核燃料の生産設備

- 核燃料の再処理のための設備
- 放射性廃棄物の収集と処理のための設備
- 1000 キロワット以上の容量を持つ水力発電用設備
- 230kV 以上の送電線
- 水力発電のためのダム、航行可能な水路の建設、灌漑、水路の整備、湾の横断と堤防のような水資源の利用のための作業
- 500 kW 以上の容量を持つ原子力発電所
- 同位体分裂を通じて発電する原子力発電所

(b)EIA の実施手順

最初に事業者は、EIA 法に定める基準に従って、EIA が必要か否かのスクリーニングを実施する。EIA が必要と判断されれば下表に従って必要な手続きを進める。EIA の具体的な実施手順は下表の通りである。

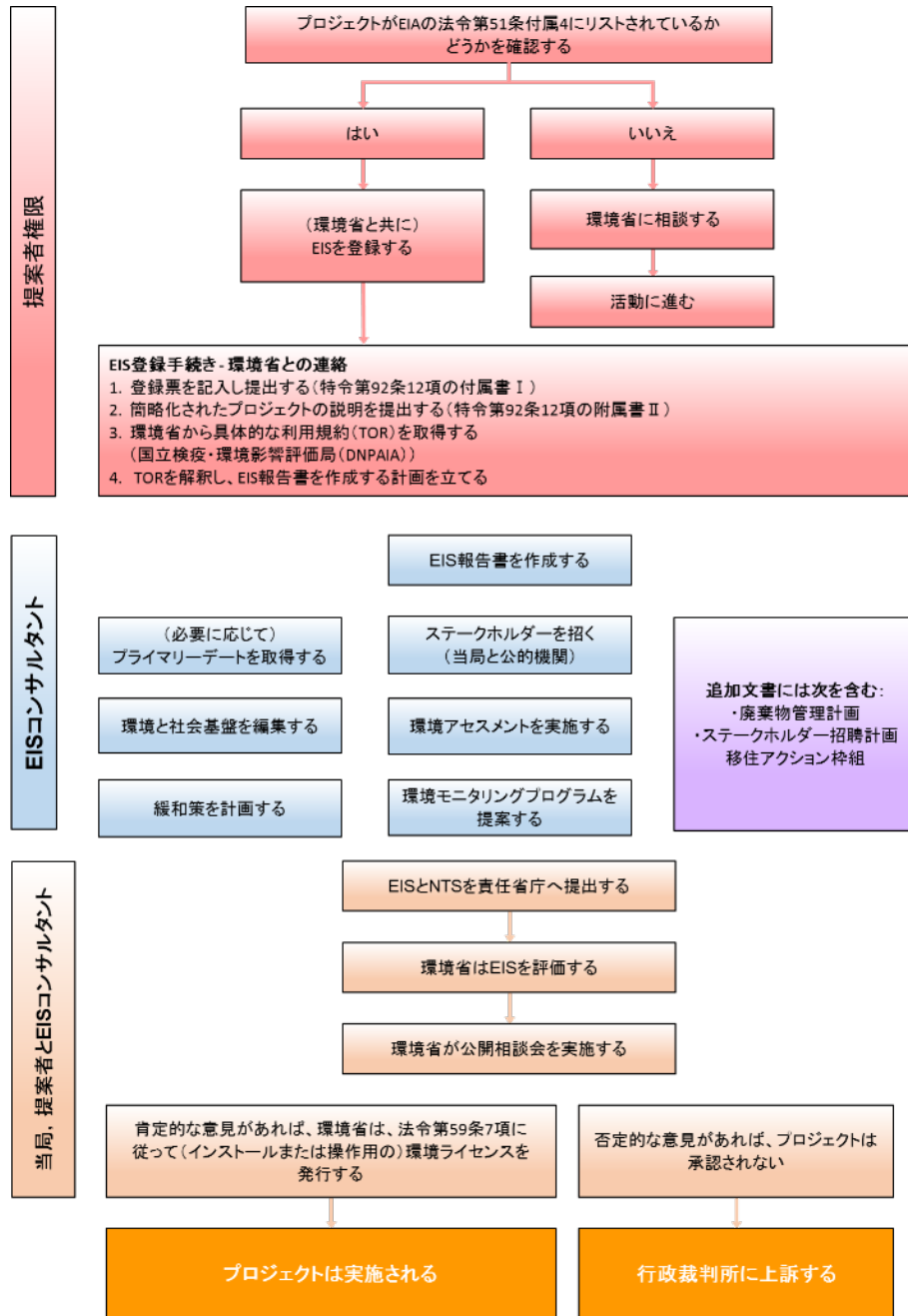


図 11-5 EIA 作成・承認手続きの流れ

(c) モニタリング

EIA 法第 22 条に基づき、事業承認機関は、環境影響評価を実施した結果、モニタリングの実施が義務付けられたプロジェクトに関し定期的なモニタリングを実施しなければならない。しかしモニタリング手法に関する技術不足等により実施されない場合が多い(関連機関からのヒアリングによる)。

(d) 住民協議

EIA の附属書に記載されている全てのプロジェクトは、EIA 法 第 10 条の規定に基づき環境省主

催の住民協議の対象となる。

所掌する省庁が実施する住民協議の手順は、以下の通りである。

- ▶ EIA 報告書の要約を、関係当事者および影響を受ける当事者（法令第 3 条に定義されているもの）に公開する。
- ▶ 提案されたプロジェクトに関するすべてのプレゼンテーションとそれに対するコメントと評価を述べる。

住民協議の開催後 8 日以内に、住民からの意見に対する措置を明記した簡単な報告書を作成する。また、協議プロセスは 5～10 日間にわたって行われなければならない、コストは開発者が負担しなければならない。

(e) 用地取得と住民移転

公共事業に伴って土地等の取得の必要性が生じた場合は、土地法（2004 年）及び移転に関する規則（2016 年）に基づき、土地取得が行われる。具体的には、公共事業に伴って用地所得が必要となった場合は、国又は州知事は、同法の第 12 条に基づき、土地使用権利を有する地権者に、適切な補償金を支払って、土地を取得できる。

移転に伴う補償は、2016 年に施行された移転に関する規則に基づき、州、被影響者、事業者の 3 者間で協議を行う。補償金又は損失する土地・家屋と同等の不動産で行われる。

11.4 代替案（ゼロオプションを含む）の比較検討

電力マスタープランに関する代替案は、本電力マスタープランに掲げる各種の電源開発の実施以外に、2040年を目標とする最適電源構成を取り込んだ電力マスタープランを達成出来る施策、計画、プランの策定は、非現実的であることから、本報告書では、割愛することとした。

なお、電源開発に関するシナリオ案については、「11.8環境社会配慮の観点からのシナリオ分析」に記載。

11.5 スコーピング

以下の手順に従って、電力マスタープランのシナリオ案（複数案）に盛り込まれる各種電源開発に関し、環境社会配慮の面から SEA を実施する。

(1) スコーピング項目と指標の選定

環境社会配慮の面から、各開発シナリオ案（電源開発）を分析・評価するため、JICA ガイドライン（チェックリスト）を参考に、マスタープラン段階で検討される各種電源開発事業に関する評価項目を選定する。

表 11-8 SEA で実施するスコーピング項目

分類	影響項目		一般発電事業			再生可能エネルギー事業		
			流込み式水力貯水	石炭	LNG、重油	風力	太陽光	バイオマス
汚染対策	1	大気汚染	C	A	B	D	D	C
	2	水質汚濁	B	B	B	C	B	B
	3	土壌汚染	D	B	C	D	D	B
	4	底質汚染	C	D	D	D	C	D
	5	騒音・振動	B	B	B	A	B	B
	6	悪臭	D	C	C	D	D	C
	7	廃棄物	C	A	C	D	A	A
	8	地盤沈下	B	B	B	D	D	B
自然環境	9	保護区	A	D	D	A	A	A
	10	生態系	A	D	D	A	A	A
	11	水象	C	D	D	D	D	D
	12	地形・地質	A	C	C	B	B	C
社会環境	13	用地取得・住民移転	A	A	B	D	D	C
	14	貧困層	C	C	D	D	D	D
	15	少数民族・先住民族	A	C	D	D	D	D
	16	雇用や生計手段等の地域経済	C	C	C	C	C	C
	17	土地利用や地域資源利用	A	B	B	B	B	B
	18	水利用	A	A	A	D	D	D
	19	既存の社会インフラや社会サービス	C	C	C	C	C	C
	20	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	C	C	C	C	C	C
	21	被害と便益の偏在	C	C	C	C	C	C
	22	地域内の利害対立	C	C	C	C	C	C
	23	文化遺産	B	D	D	D	D	D
	24	景観	B	C	C	A	B	D
	25	ジェンダー	D	D	D	D	D	D
	26	子どもの権利	D	D	D	D	D	D
	27	HIV/AIDS 等の感染症	C	C	C	C	C	C
	28	労働環境	C	C	C	C	C	C
その他	29	事故	C	C	C	C	C	C
	30	越境の影響、及び気候変動	C	A	B	D	D	D

(出典：JICA 調査団作成)

注) 評定の区分

A: 重大なインパクトが見込まれる。

B: 多少のインパクトが見込まれる。

C: 事業実施に伴う調査で明らかになる事象のため、SEAの対象とはしない

D: 計画段階では、影響が無いと想定される事象のため、SEAの対象とはしない

上記スクリーニングに基づき、SEA 段階で実施するスコーピング対象を、下表の 17 項目（自然環境；10、社会環境；6、地球環境；1）に絞り込み、表 11-10 に示す評価基準により評価する。

表 11-9 SEA で実施するスコーピング項目と評価基準

分類	項目	指標
自然環境 (10)	地質	地形改変
	土壌	土壌侵食、土壌処分、重金属の流失、表土剥離
	水質	放流・水路変更・堆砂に伴う汚染・汚濁
	大気質	事業活動からの汚染物質の排出
	騒音・振動	事業活動に伴う振動・騒音
	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出
	地盤沈下	地下水利用
	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ）、植生破壊
	陸域動物・魚類・サンゴ	動物生息地・生態系破壊、遡上性魚類の遡上・渡り鳥飛行ルートへの影響
	自然環境保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響
社会環境 (6)	住民移転・用地取得	非自発的住民移転、用地確保
	少数民族・先住民族	配慮を要する住民への影響
	土地利用	土地利用の競合化
	水利用	水利用の競合化
	景観	景観への影響
	歴史的景観保護	伝統文化・無形遺産の影響
地球環境 (1)	CO ₂ の排出量	地球温暖化への影響

(出典：JICA 調査団作成)

(2) スコーピング項目に関する評価手法

各事業の実施に伴って、スコーピングの対象とする上記評価項目の環境社会配慮面に与える影響度合いを以下に示す基準で数値化（4 段階に区分）し、マトリクスで表示し、定量的評価を行う。次に、本手法で算出した評価点（環境影響度）を合計し、各シナリオ案の環境社会配慮面からの評価を行う。

表 11-10 スコーピングにおける評価基準

点数 (環境指数)	評価基準
-3	重大な負の直接的な影響で、緩和策が困難なもの。
-2	重大な負の直接的な影響で、緩和策が可能なもの。
-1	軽微な負の直接的な影響で、緩和策が可能なもの。
0	軽微な負の間接的な影響で、緩和策を必要としないもの。

(出典：JICA 調査団作成)

11.6 環境社会配慮結果

(1) SEA に基づく環境社会配慮を実施する各種の電源開発候補地

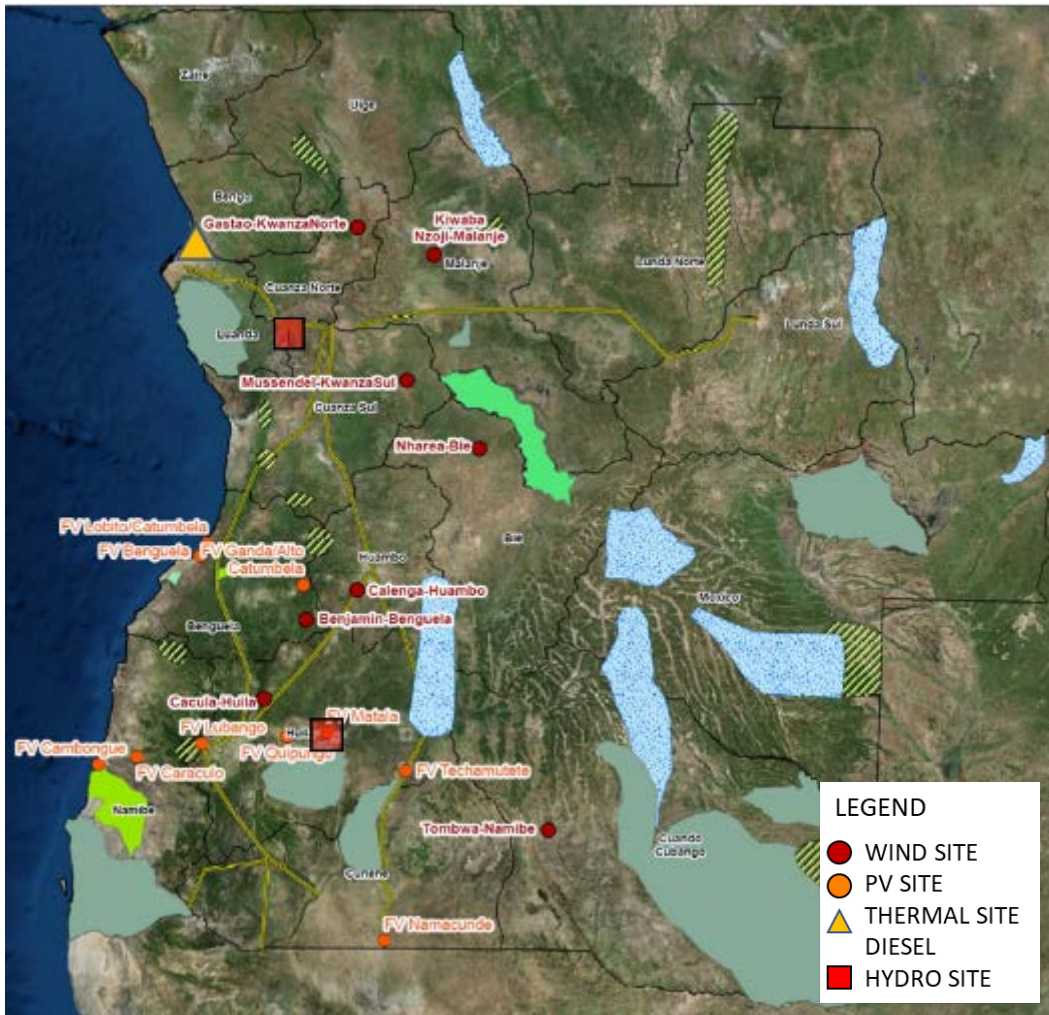
下記に示す MINEA から提供された、合計 22 箇所の各種の電源開発候補地に関し、上記スコーピングと評価手法を用いて環境社会配慮を実施した。

なお、水力発電プロジェクトに関しては、MINEA から開発候補地が示されなかったため、SEA による評価に代えて、既存の水力発電所が自然、社会及び地球環境に及ぼした影響を評価（数値化）し、その評価値で、アンゴラ国において水力開発事業を実施する際に、想定される環境への影響度を評価することとした。

表 11-11 SEA 実施対象電源開発候補地火力

発電種別	プロジェクト名	位置	出力規模 (MW)
水力	CAMBAMBE	Kwanza Narte	960
	MATALA	Huila	40.8
小計	2		1,000.8
火力 (LNG/重油)	CIMANGOLA	Luanda	212
小計	1		212
風力	BENJAMIN	Benguela	52
	CACULA	Huila	88
	CALENGA	Huambo	84
	GASTAO	Kwanza Norte	30
	KIWABA NZOJI I	Malanje	62
	MUSSENDE I	Kwanza Sul	36
	NHAREA	Bie	36
	TOMBWA	Namibe	100
小計	8		488
太陽光	BENGUELA	Benguela	10
	CARACULO	Namibe	10
	CAMBONGUE	Namibe	10
	GANDA/ALTOCATUMBELA	Benguela	10
	LOBITO/CATUMBELA	Benguela	10
	LUBANGO	Huila	10
	MATALA	Huila	10
	QUIPUNGO	Huila	10
	NAMACUNDE	Cunene	10
	TECHAMUTETE	Huila	10
小計	10		100
バイオマス	1 Biomass Project (No Project Name as of 2017)	Huila	3
小計	1		3
合計	22		

(2) 各種の電源開発候補地の分布



(出典：ERM 報告書)

図 11-6 各電源別建設予定地

(3) 各電源開発プロジェクト候補地に関する環境社会配慮の評価

(a) 水力発電

(a)-1 CAMBAMBE 水力発電プロジェクト地

i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。

- 自然環境
 - 候補地は、4 種類の異なった植生帯がある。(1) 乾燥したサバンナで、散在する低木類 (2) 半落葉性広葉樹の高木林 (3) 水生植物のコミュニティ (4) 斜面に生育する植物のコミュニティ。これらの生息地には、豊富な植物種があり、その種の消滅する可能性がある。
 - 河川下流の変化により、河川付近の植生の変化が予想される。
 - 既存の生息地による哺乳類の移動パターンの変化は少ないと考えられている。
 - 掘削やアクセス道路や送電線の建設による土壌侵食が懸念される。
- 社会環境

- 僅かな個数であるが、農村住民の移転がある。
- この地域は、すでに開発された工業施設と住宅地の存在が特徴である。
- 遺産資源はプロジェクトによって影響を受けることはない。

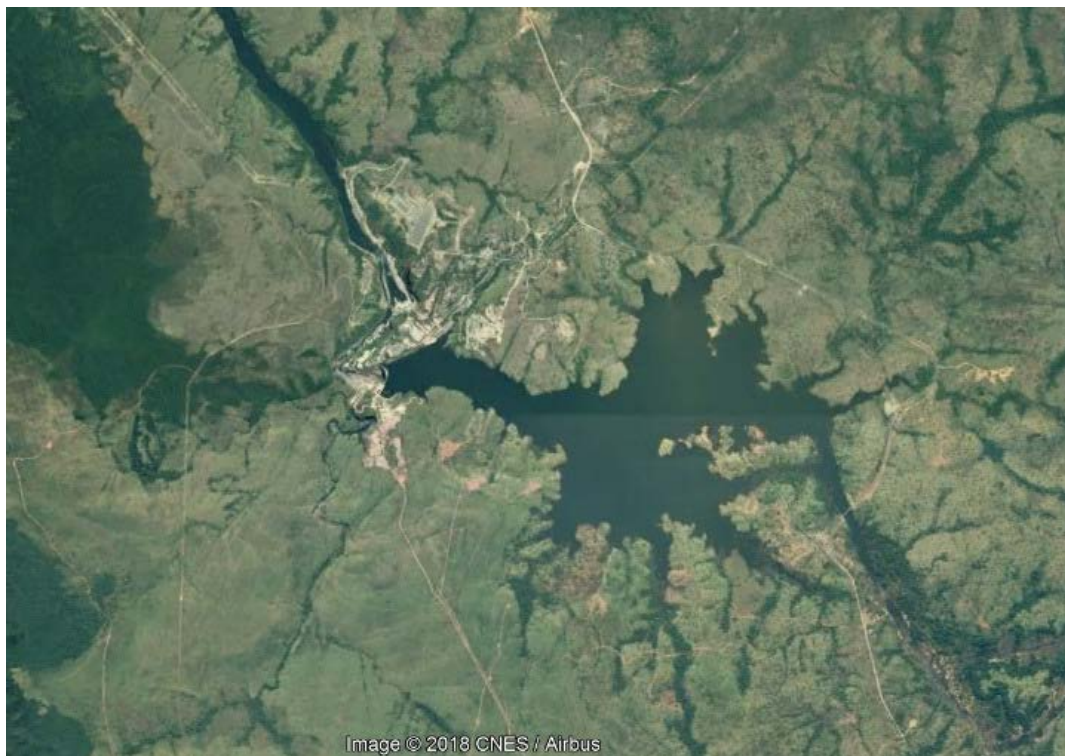


図 11-7 CAMBAMBE 水力発電プロジェクト地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-12 CAMBAMBE 水力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	-1.0	掘削やアクセス道路や送電線の建設による土壌侵食が懸念されるが、緩和策は可能である。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌侵食が想定されるが、緩和策(盛り、切り面への植栽)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	下流域の湿地等への影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	粉塵の飛翔が想定されるが、一時的であり、供用時には、汚染物質の排出は無い。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	発生抑制、再利用及び再生利用の指針で廃棄物が適正に処理されている。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-2.0	植物種の一部が消滅する可能性がある。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	下流域の湿地等への影響が懸念されるが、緩和策は可能である。渡り鳥の飛行ルートは確認されていない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.60	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.0	数軒の移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	下流域での河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策(維持放流)は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.33	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	工事に伴うCO ₂ 排出量は微小で、気候変動に及ぼす影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.31	

(a)-2 MATALA 水力発電プロジェクト地

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 人間の活動が多い都市部に近い場所。人間活動が行われていない地域（例：作物）では、水生植物、低木や樹木、背の高い高密度の樹木が河川の近くに生育する。
 - 既存の哺乳類の生息地に与える影響は少ないと想定される。
 - 水力発電プロジェクトは、生態系の潜在的な変化による種の脆弱性に影響を与える可能性がある。
 - 重大な騒音の影響は予想されない。
 - 社会環境
 - 数軒の移転（農家）が想定される。
 - 重大な騒音の影響は予想されない。

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-13 MATALA 水力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	下流域の水生植生等への影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	粉塵の飛翔が想定されるが、一時的であり、供用時には、汚染物質の排出は無い。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	発生抑制、再利用及び再生利用の指針で廃棄物が適正に処理されている。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-1.0	植物種の一部が消滅する可能性がある。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.20	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.0	数軒の移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	下流域での河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策(維持放流)は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.33	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	工事に伴うCO ₂ 排出量は微小で、気候変動に及ぼす影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.17	

(b)火力発電

(b)-1 CIMANGOLA 火力 (LNG/重油) 発電プロジェクト候補地

MINEA から火力発電所候補地として提供されたプロジェクトは、CIMANGOLA 火力発電プロジェクト 1 軒である。

i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。

● 自然環境

- 候補地は、周囲に住宅地が密集する市街地で、保護を必要とする優れた自然資源は存在しない地域である。
- 周辺の流域は、乾燥期間中に乾燥亀裂を伴い、絹砂の膨張性褐色粘土を含むため、雨季には、土砂の流失が懸念される。
- 排煙等による大気質 (NO₂, SO₂, PM₁₀ 等) の汚染が想定される。
- 敷地面積に隣接する住居界では、騒音による負の影響が想定される。

● 社会環境

- 敷地面積に隣接する住居界では、騒音による負の影響が想定される。
- 排煙等による大気質 (NO₂, SO₂, PM₁₀ 等) の汚染が想定される。
- 地下水の汲み上げを行った場合は、周辺の水源に影響を及ぼすことが懸念される。

● 地球環境

- 緩和策の導入後も二酸化炭素の排出が想定される。



図 11-8 CIMANGOLA 火力 (LNG/重油) 発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-14 CIMANGOLA 火力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-2.0	パイプラインの架設、漏油による土壌侵食が想定されが、緩和策は、可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-2.0	温排水の海洋、河川への放流による放流先の水 温上昇が懸念されるが、緩和策(空気冷却方式、 冷却塔方式の導入)は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	-2.0	排煙等による大気質(NO ₂ ,SO ₂ 等)の汚染が想定さ れるが、緩和策は可能である。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	騒音が想定されるが、緩和策は可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-2.0	本排水の海洋、河川への放流による放流先の水 温上昇と、水生植物、マングローブ林等への影響 が懸念される。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-2.0	本排水の海洋、河川への放流による放流先の水 温上昇と、水生動物(魚類、サンゴ類)等への影響 が懸念される。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-1.10	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.0	数軒の移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	冷却水としての周辺河川からの取水による水利用 の競合化が想定されるが、緩和策(空気冷却方式 の導入)は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.33	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	-2.0	二酸化炭素の排出が想定される。
地球環境への影響				-2.00	
総環境影響度				-1.14	

(c) 風力発電

(c)-1 BENJAMIN 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 候補地は、主にサバンナと裸地である。
 - 候補地は、渡り鳥の飛行ルートに当たる恐れがある。
 - 周辺に施設からの騒音を被る農家がある。
 - 社会環境
 - 候補地の周辺 1 キロメートル内に農場があり、補償の対象となる可能性がある。
 - 周辺に施設からの騒音を被る農家がある。



図 11-9 BENJAMIN 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-15 BENJAMIN 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	風車騒音が想定されるが、緩和策(居住域等から遠隔地に建設)は、可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.40	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.66	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.35	

(c)-2 CACULA 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアは主に森林や農作物によって特徴付けられる。
 - 候補地は、渡り鳥の飛行ルートに当たる恐れがある。
 - 爬虫類、げっ歯類その他の種がこの地域で見つかる可能性があり、タービンや関連インフラの設置中に影響を受ける可能性がある。
 - 周辺に施設からの騒音を被る農家がある。
 - 社会環境
 - 候補地の周辺 1 キロメートル内に農場があり、補償の対象となる可能性がある。
 - 周辺に施設からの騒音を被る農家がある。

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-16 CACULA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	風車騒音が想定されるが、緩和策(居住域等から遠隔地に建設)は、可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.40	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.0	敷地周辺に住居があり移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.83	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.41	

(c)-3 CALENGA 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - ▶ エリアはサバンナと農地が北部にあり、南部はほとんどが森林で覆われている。
 - ▶ サイトエリアは Serra do Uendelongo にある。クリフ地域では、渡り鳥が集中する可能性がある。
 - ▶ 敷地面積には鳥の移動回廊があることが予想される。
 - 社会環境
 - ▶ 候補地の周辺 1 キロメートル内に補償の対象となる住居は無い。

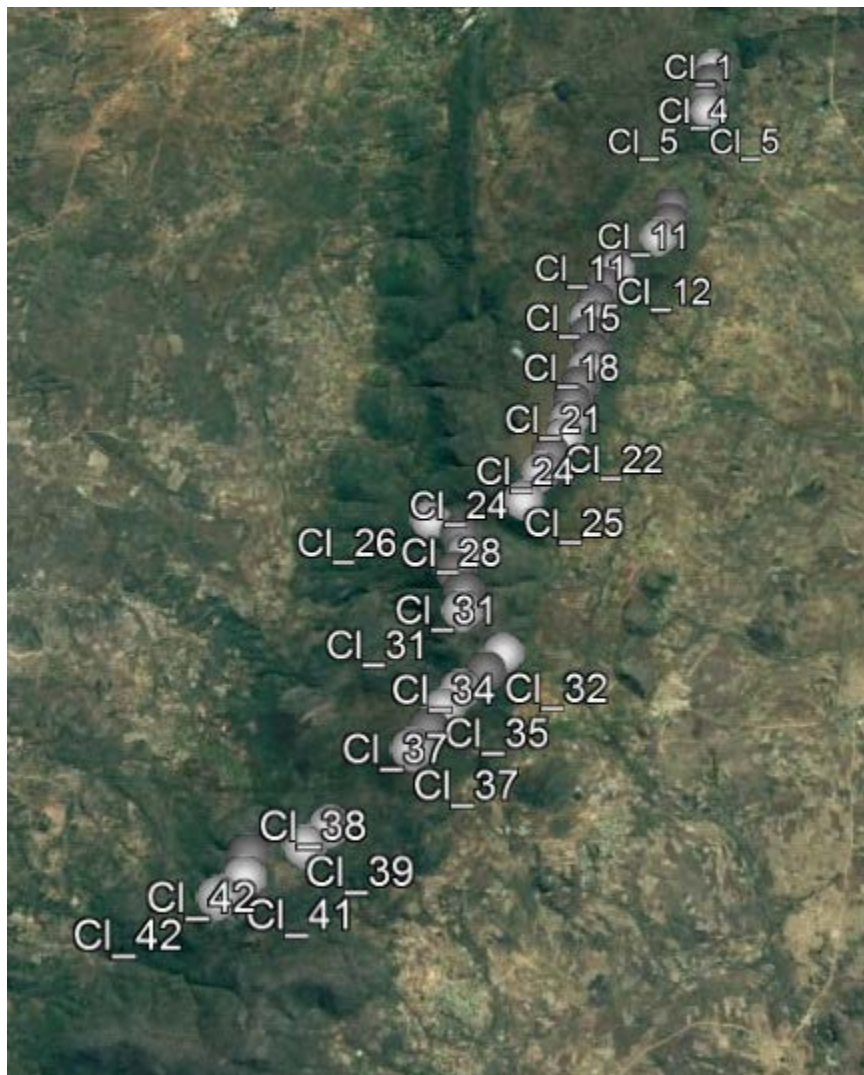


図 11-10 CALENGA 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-17 CALENGA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.66	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.32	

(c)-4 GASTAO 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアはサバンナと農地が北部にあり、南部はほとんどが森林で覆われている。
 - 渡り鳥が集中する可能性がある。
 - 社会環境
 - 候補地の周辺 1 キロメートル内に補償の対象となる住居は無い。

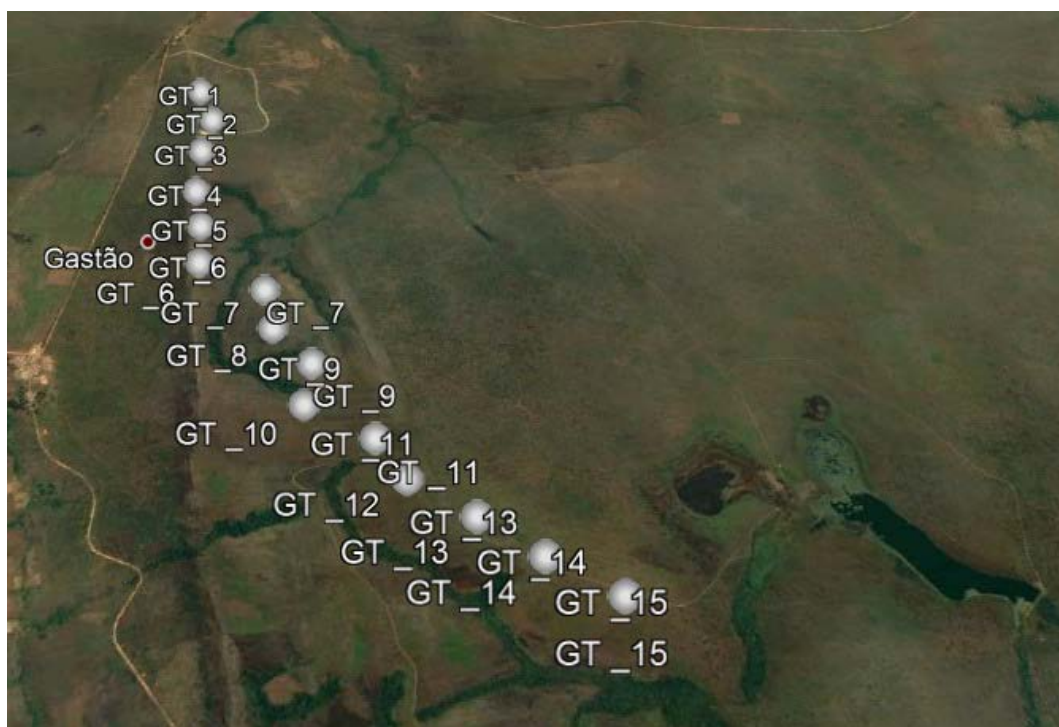


図 11-11 GASTAO 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-18 GASTAO 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.26	

(c)-5 KIWABANZOJII 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアはサバンナと農地が北部にあり、南部はほとんどが森林で覆われている。
 - サイトの東側東 40km に保護区域がある (Milando 特別保護区)。プロジェクトの影響は懸念がない。
 - 社会環境
 - 周辺位 118 軒の住宅がある。
 - 候補地の周辺 1 キロメートル内に農場があり、補償の対象となる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正 (設置場所) すれば影響の回避は可能である。

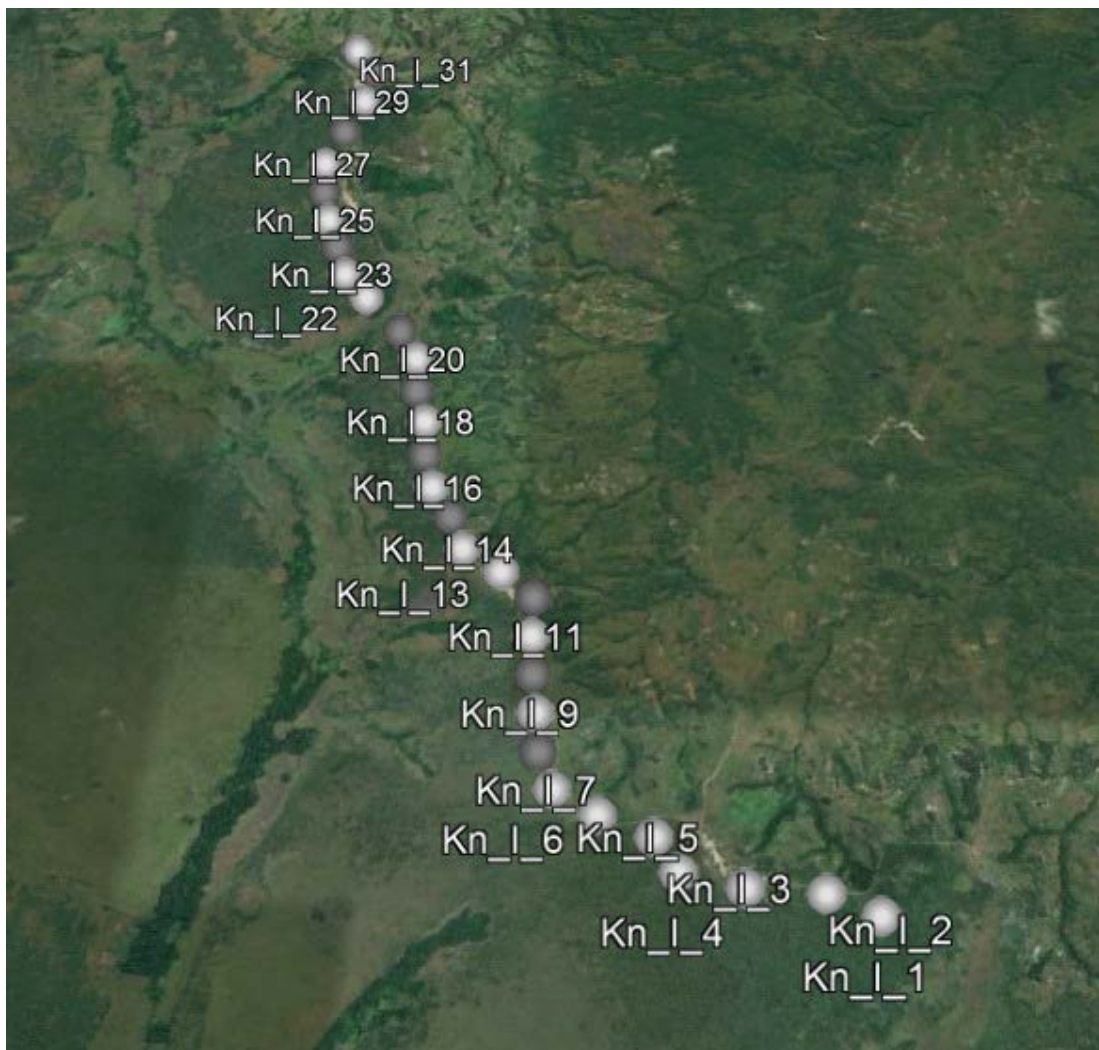


図 11-12 KIWABANZOJII 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-19 KIWABANZOJII 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-2.0	風車騒音が想定されるが、緩和策(居住域等から遠隔地に建設)は、可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.50	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-2.0	敷地周辺に住居があり移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.83	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.44	

(c)-6 MUSSENDEI 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 候補地の 500m 以内にモザイク状に開墾された農地がある。
 - 候補地の東 40km に保護区 (Luando Integral Nature Reserve) が指定されているが、影響は想定されない。
 - 社会環境
 - この地域の南部には村があり、騒音の影響が想定される。
 - 候補地の周辺 500 メートル内に農場があり、移転・補償の対象となる可能性がある。

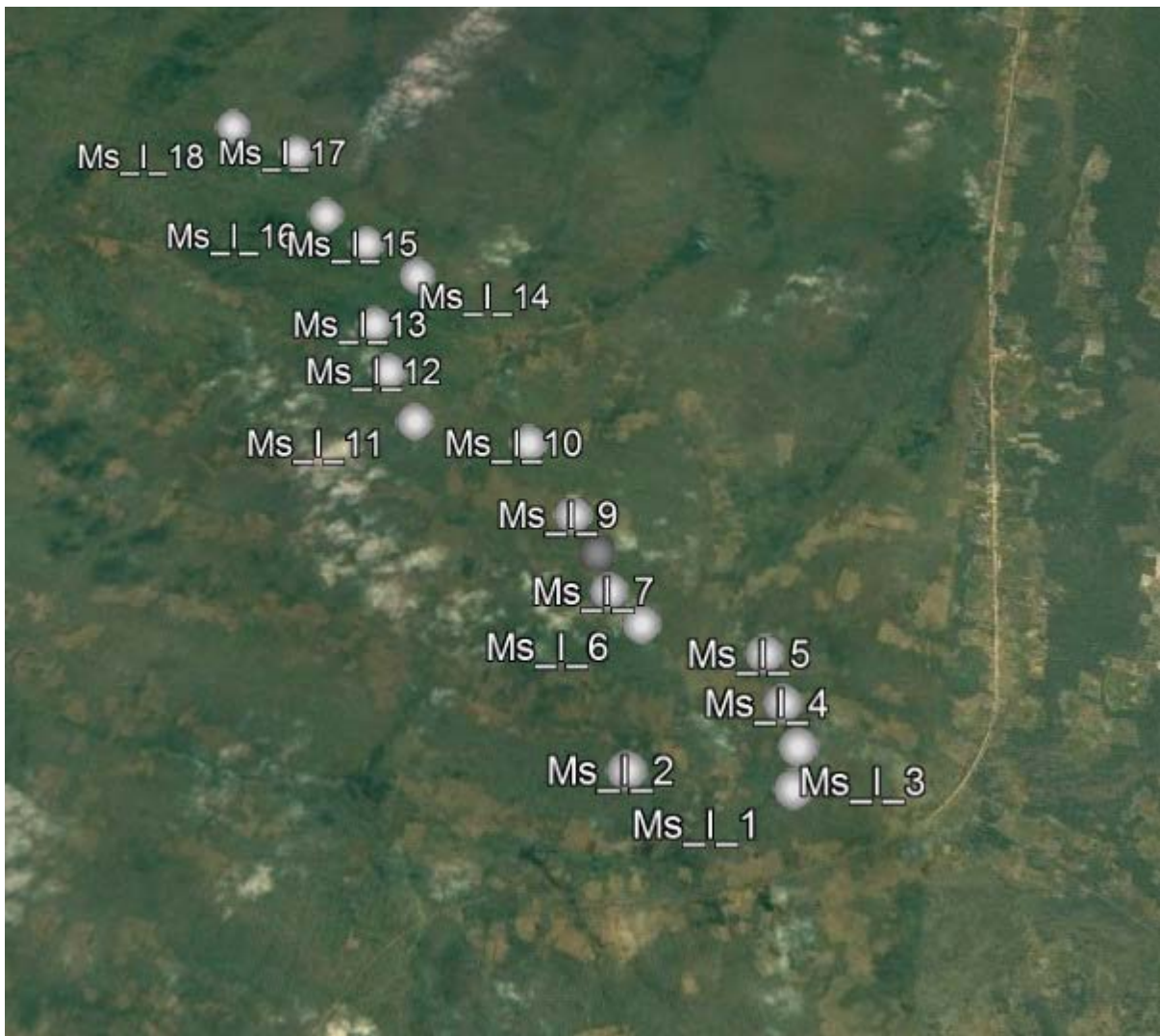


図 11-13 MUSSENDEI 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-20 MUSSENDEI 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-2.0	風車騒音が想定されるが、緩和策(居住域等から遠隔地に建設)は、可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.50	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-2.0	敷地周辺に住居があり移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.83	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.44	

(c)-7 NHAREA 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 豊かな生物多様性の可能性を秘めた森林で覆われている。
 - 東 40km に保護区域（Luando Integral Nature Reserve）がある。
 - 候補地の 500m 以内にモザイク状に開墾された農地がある。
 - 社会環境
 - 周辺に人家は無い。
 - 候補地の周辺 500 メートル内に農場があり、補償の対象となる可能性がある。

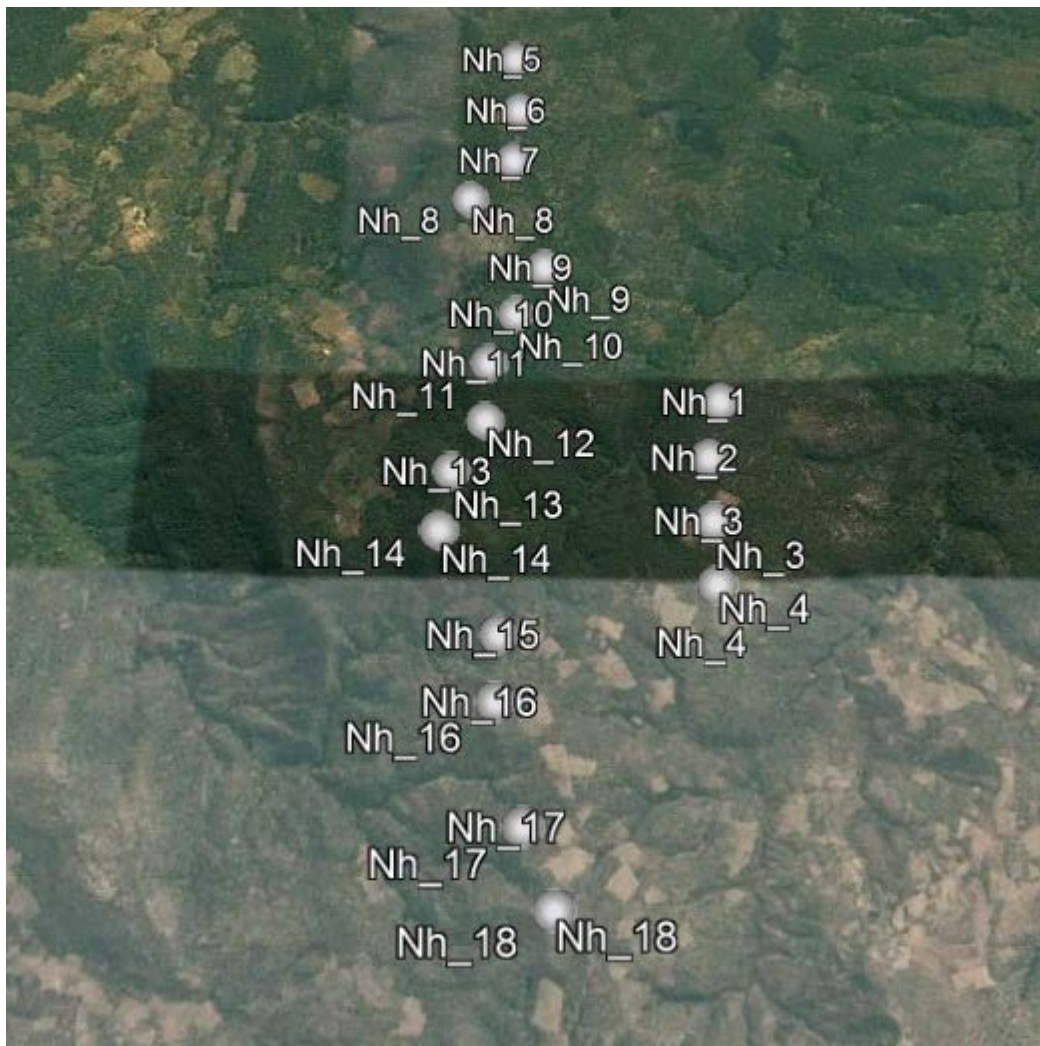


図 11-14 NHAREA 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-21 NHAREA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-1.0	周辺の森林植生への影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.40	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	土地の競合が想定されるが、緩和策(代替地の確保)は可能である。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.66	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.35	

(c)-8 TOMBWA 風力発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - ▶ プロジェクトエリアは海岸近くのナミベ砂漠に位置し、渡り鳥や貴重鳥類（例：ムナグロチュヒ）が生息する地域である。
 - ▶ 敷地内の典型的な植物種は *Stoebe cinerea* であり、砂漠の乾燥した地域では、希少な草木である。
 - ▶ プロジェクトはイオナ国立公園内にある。
 - 社会環境
 - ▶ 周辺に人家、農地は無い。



図 11-15 TOMBWA 風力発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-22 TOMBWA 風力発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-1.0	周辺の森林植生への影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-3.0	バードストライク事故の発生が想定される。渡り鳥の飛行ルート下の建設を避ける緩和策を採用しても、効果は期待出来ない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	-3.0	国立公園の保護・利用に対する影響が懸念される。
自然環境への影響度				-0.70	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現し、周辺環境への重大な影響が懸念され、緩和策は、困難である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.40	

(d) 太陽光発電

(d)-1 BENGUELA 太陽光発電

i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。

● 自然環境

- 敷地面積には、草や小さな灌木、草原で覆われている。
- 浸食の原因となる土壌の損失の可能性が低い、また地形が平坦であるため、潜在的な土壌喪失の可能性は低い。
- 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。

● 社会環境

- 敷地周辺にはいくつかの住宅がある。

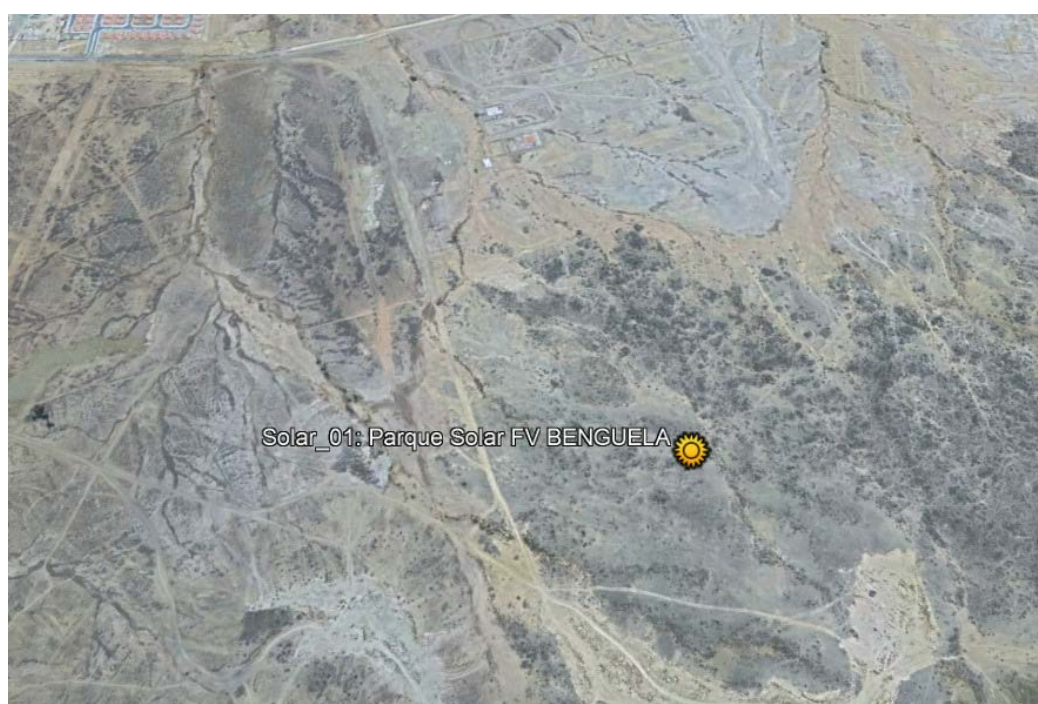


図 11-16 BENGUELA 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-23 BENGUELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-2.0	パネル基盤下の裸地化による植生への重大な影響が懸念されるが、緩和策(架台下での耐陰性植物の栽培)は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路への影響が懸念されるが、緩和策(迂回路の新設)は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.50	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	-1.0	敷地周辺に住居があり移転が想定される。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.66	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.38	

(d)-2 CARACULO 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 重要な爬虫類や小型げっ歯類に適した生息地である。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境



図 11-17 CARACULO 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-24 CARACULO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策（舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化）は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物（太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等）が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策（3Rの推進）は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ林） 植生破壊	-2.0	パネル基盤下の裸地化による植生への重大な影響が懸念されるが、緩和策（架台下での耐陰性植物の栽培）は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路への影響が懸念されるが、緩和策（迂回路の新設）は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.60	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.36	

(d)-3 CAMBONGUE 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 自然植生の見られない砂漠地帯である。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - サイトの西方約 3Km に港湾都市(Sacomar)があるが、プロジェクトの影響は想定されない。



図 11-18 CAMBONGUE 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-25 CAMBONGUE 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策(舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-2.0	パネル基盤下の裸地化による植生への重大な影響が懸念されるが、対応策は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-2.0	大規模な施設の設置による、渡り鳥の飛行経路への影響が懸念される。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.70	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.40	

(d)-4 GANDA/ALTOCATUMBELA 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 重要な爬虫類や小型げっ歯類に適した生息地である。
 - 農地がパッチ上に混入するサバンナ地帯である。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 農地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正（設置場所）すれば影響の回避は可能である。

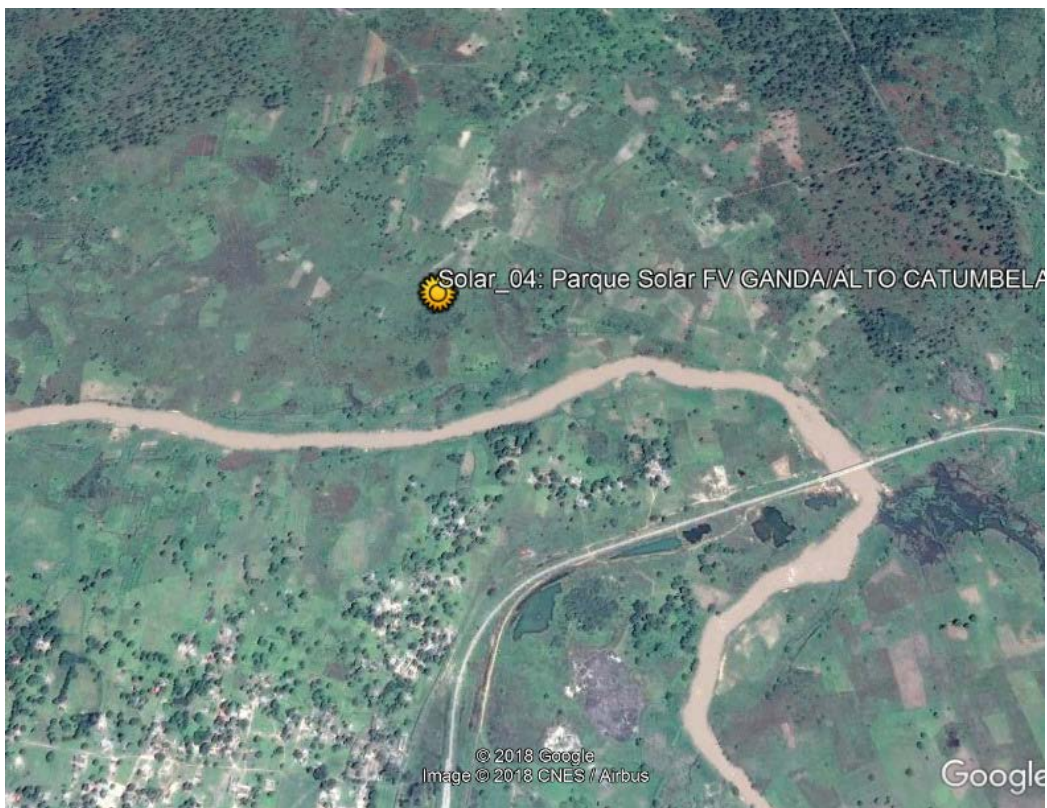


図 11-19 GANDA/ALTOCATUMBELA 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-26 GANDA/ALTOCATUMBELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、 緩和策(舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化) は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、 蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、 重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推 進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	-2.0	パネル基盤下の裸地化による植生への重大な影 響が懸念されるが、対応策は可能である。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路へ の影響が懸念されるが、緩和策(迂回路の新設) は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.60	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺 環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は 可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.36	

(d)-5 LOBITO/CATUMBELA 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - サイトは砂漠地帯であるが、周囲には住居地域がある。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 草地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正（設置場所）すれば影響の回避は可能である。

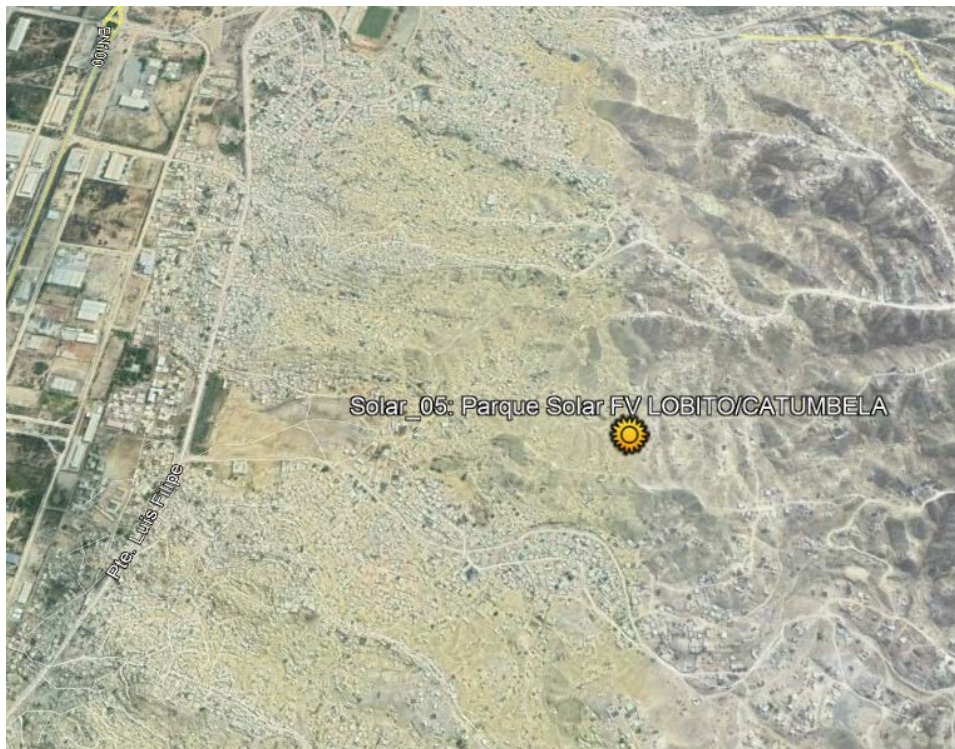


図 11-20 LOBITO/CATUMBELA 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-27 LOBITO/CATUMBELA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策(舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	土地利用の競合が想定される。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.26	

(d)-6 LUBANGO 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 重要な爬虫類や小型げっ歯類に適した生息地である。
 - 農地がパッチ上に混入する森林地帯である。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 農地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正（設置場所）すれば影響の回避は可能である。

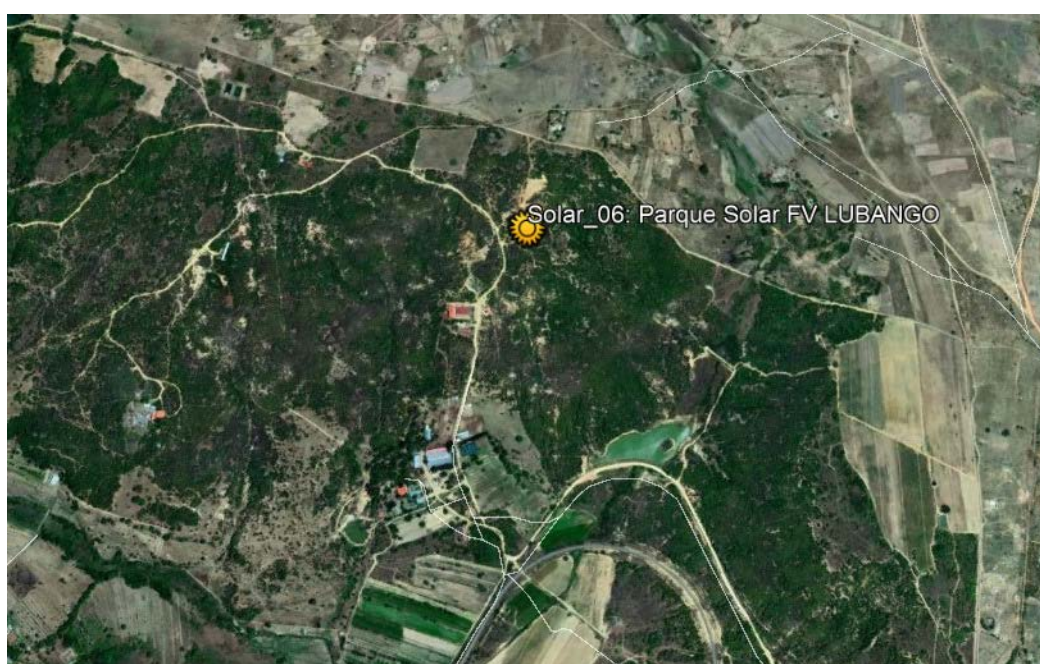


図 11-21 LUBANGO 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-28 LUBANGO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策(舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路への影響が懸念されるが、緩和策(迂回路の新設)は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.40	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.30	

(d)-7 MATALA 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - 重要な爬虫類や小型げっ歯類に適した生息地である。
 - アクセス道路や送電線の掘削や建設による土壌侵食の可能性がある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 農地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正（設置場所）すれば影響の回避は可能である。



図 11-22 MATALA 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-29 MATALA 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	-1.0	土壌崩壊、表土剥離、土壌侵食が懸念されるが、緩和策(舗装、砂利敷きによる基盤土壌安定化)は可能である。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遊上性魚類・渡り鳥への影響	-1.0	大規模な施設の設置による、動物の移動経路への影響が懸念されるが、緩和策(迂回路の新設)は可能である。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.40	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.30	

(d)-8 QUIPUNGO 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアはモザイク状に開墾された農地であり、周囲 1km のバッファーエリアには 84 の住居がある。
 - 水源（Cuanhama 池）が近くにある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 周辺地域に 84 軒の住居があり、パネルの存在によって影響を受ける可能性がある。
 - 農地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性が有る。

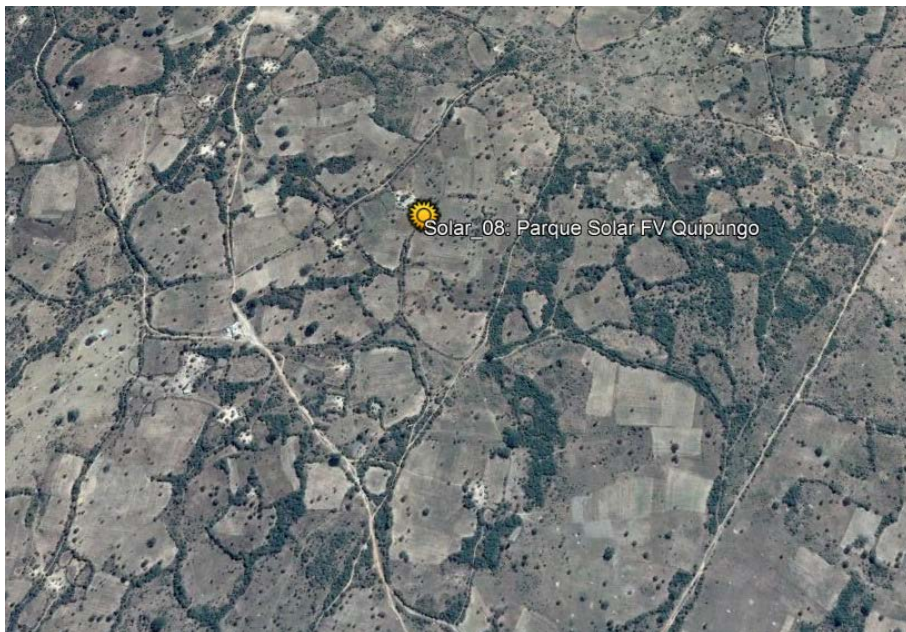


図 11-23 QUIPUNGO 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-30 QUIPUNGO 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	土壌侵食に伴う濁流の発生が懸念されるが、緩和策(調整池の設置、排水路の設置)は、可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	-1.0	農業地の利用が制限される可能性がある。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.66	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.32	

(d)-9 NAMACUNDF 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアは主に森林地帯で、一部はサバンナによって覆われている。
 - 水源（Cuanhama 池）が近くにある。
 - 重要な爬虫類や小型げっ歯類に適した生息地である
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 農地の一部が、影響を受け、土地利用の変更、補償が行われる可能性を有するが、事業実施に際して、多少のデザインを修正（設置場所）すれば影響の回避は可能である。

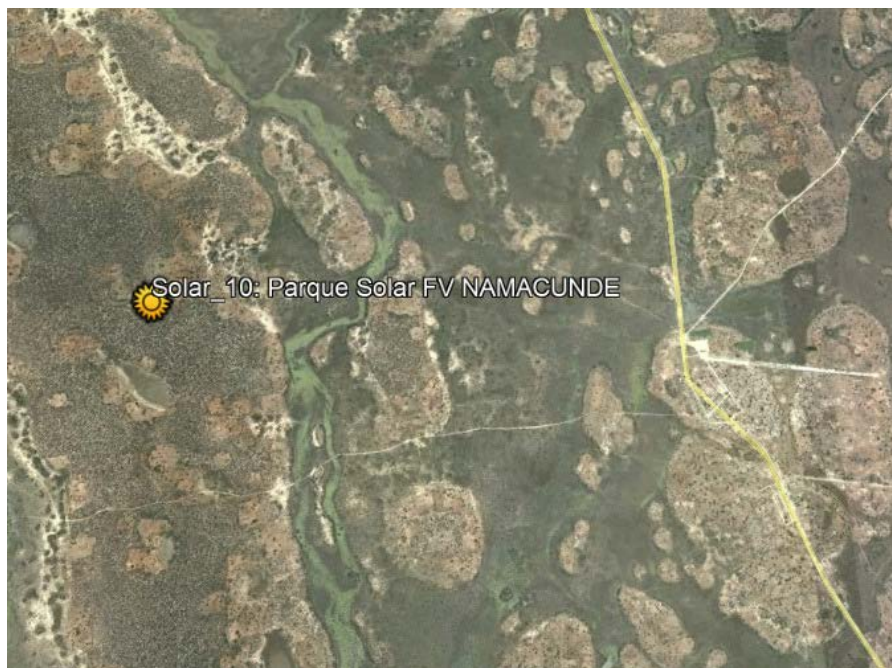


図 11-24 NAMACUNDF 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-31 NAMACUNDF 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	土壌侵食に伴う濁流の発生が懸念されるが、緩和策(調整池の設置、排水路の設置)は、可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 洩上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.26	

(d)-10 TECHAMUTETE 太陽光発電

- i) 主要な自然及び社会環境の状況は下記の通りである。
- 自然環境
 - エリアは主にサバンナと裸地によって特徴付けら、又周辺に国立公園がある。
 - 敷地周辺は裸地で、また、サイトの近くには鉄鉱山がある。
 - 水源（Cuanhama 池）が近くにある。
 - 運転中に使用される蓄電池が含まれ、産業廃棄物が生成されることが予想される。
 - 社会環境
 - 周辺地域には、住居、農耕地はない。

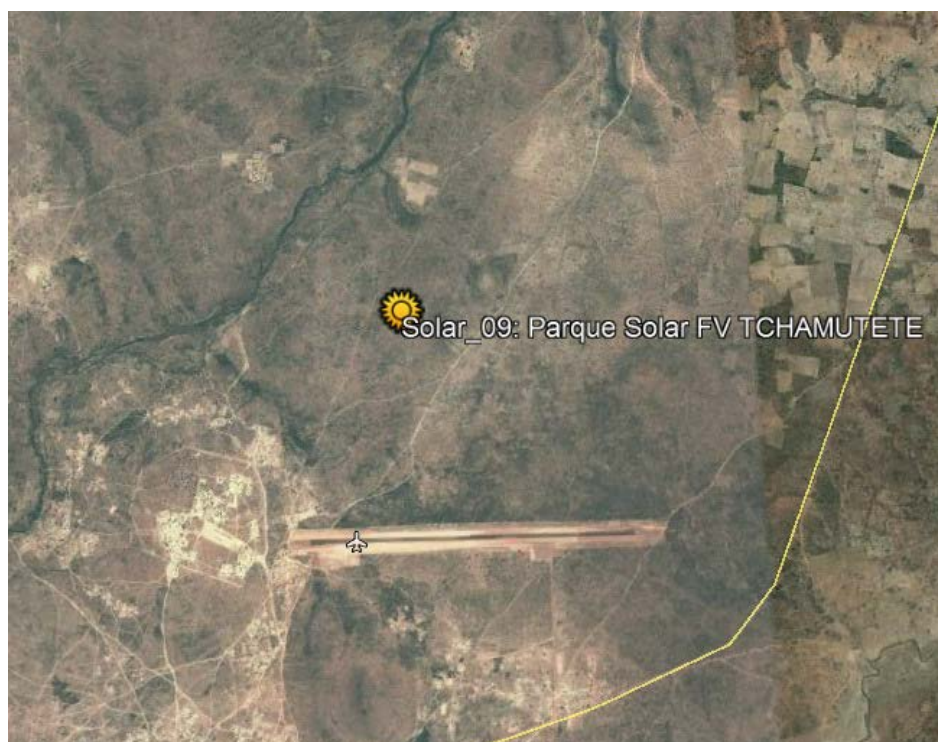


図 11-25 TECHAMUTETE 太陽光発電プロジェクト候補地

ii) 環境社会配慮に関する評価

本プロジェクトに関する自然環境、社会環境、地球環境に関する評価結果は下記の通りである。

表 11-32 TECHAMUTETE 太陽光発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	土壌侵食に伴う濁流の発生が懸念されるが、緩和策(調整池の設置、排水路の設置)は、可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	耐用年数後に、大量の廃棄物(太陽電池モジュール、蓄電池、パワーコンディショナー等)が発生し、重大な負の影響が想定されるが、緩和策(3Rの推進)は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊(含むマングローブ林) 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.30	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	5	景観	景観への影響	-3.0	山麓・原野等に巨大な人工構造物が出現、周辺環境への重大な影響が懸念されるが、緩和策は可能である。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.50	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.26	

(e) バイオマス発電

バイオマス発電所に関しては、Huilag 郡に 3MW 規模の発電所を建設する構想が MINEA から示されたが、その具体的な場所は、未確定であった。

このため、各国の事例を参考に、Huilag 郡に本発電所建設を建設した場合を想定し、環境社会配慮評価を実施した。

(e)-1 HUILAG バイオマス発電

表 11-33 HUILAG バイオマス発電プロジェクトに関する環境社会配慮評価

分類	番号	項目	指標	評価	評価理由
自然環境	1	地質	地形改変	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	土壌	土壌侵食、土壌処分 重金属の流失、表土剥離	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	水質	放流、水路変更、 堆砂に伴う汚染・汚濁	-1.0	集荷原料からの汚濁水等の漏洩が想定されるが、緩和策（排水路、浄化池の建設）は可能である。
	4	大気質	汚染物質の排出	-1.0	排煙等による大気質（NO ₂ 、SO ₂ 、PM10等）の汚染が想定されるが、緩和策（高効率ボイラーの導入、脱硝・硫、防塵装置の設置）は可能である。
	5	騒音・振動	騒音・振動レベル	-1.0	原料の搬入、廃棄物の搬出等を使用される車両、重機等による騒音が想定されるが、緩和策は可能である。
	6	廃棄物	一般・産業廃棄物の排出	-2.0	廃棄物（燃焼残渣等）の処分地確保に重大な負の直接的な影響が想定されるが、緩和策（3R等の推進）は可能である。
	7	地盤沈下	地下水利用	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	8	陸域植物	森林破壊（含むマングローブ林） 植生破壊	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	9	陸域動物、 魚類、サンゴ	動物生息地・生態系破壊 遡上性魚類・渡り鳥への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	10	自然保護地域	国立公園等の原生保護地域 への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
自然環境への影響度				-0.50	
社会環境	1	住民移転	非自発的住民移転	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	2	少数民族、 先住民族	配慮を要する住民への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	3	土地利用	土地利用の競合化	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	4	水利用	水利用の競合化	-1.0	冷却水として周辺河川からの取水による水利用の競合化が想定されるが、緩和策（空気冷却方式の導入）は可能である。
	5	景観	景観への影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
	6	歴史的景観	伝統文化・無形遺産の影響	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
社会環境への影響度				-0.15	
地球環境	1	温室効果ガス	CO ₂ の排出	0.0	緩和策を必要とする影響は想定されない。
地球環境への影響				0.00	
総環境影響度				-0.21	

11.7 影響評価

SEAに基づき電源種別毎に環境社会配慮項目を評価し、指数（環境指数）で表した結果は、下表の通りである。

電源種別毎に、自然・社会環境に及ぼす影響は、相違がみられ、環境影響比率が低い、すなわち、周辺環境への負の影響が低い電源種別は、①バイオマス ②水力 ③太陽光 ④風力 ⑤火力（LNG/重油）の順である。

風力及び太陽光発電の総環境指数が高い理由は、アフリカ大陸の広大な平原（主にサバンナ、灌木植生）に巨大或いは広範囲に人工構造物が出現することによる、郷土景観に与える負のインパクト値が大きかったことによる。

表 11-34 電源種別ごとの環境社会配慮への環境負荷度

	発電形態		風力											太陽光											バイオ
	名称		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
	MW		960	40.8	212	52	88	84	30	62	36	36	100	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	3	
地形、地質			-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
土壌			-1.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
水質			-1.0	-1.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	
大気質			0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	
騒音、振動			0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	
廃棄物			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	
地盤沈下			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
陸域植物			-2.0	-1.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-2.0	-2.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
陸域動物、魚類、サンゴ			-1.0	0.0	-2.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-1.0	-1.0	-2.0	-1.0	0.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
保護区域			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
(自然環境)			-0.60	-0.20	-1.10	-0.40	-0.40	-0.30	-0.30	-0.50	-0.50	-0.40	-0.70	0.50	-0.60	-0.70	-0.60	-0.30	-0.40	-0.40	-0.30	-0.30	-0.30	-0.50	
(平均)			-0.40	-1.10																					
住民移転			-1.0	-1.0	-1.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	-2.0	-2.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
少数民族、先住民			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
土地利用			0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	
水利用			-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	
景観			0.0	0.0	0.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	-3.0	
歴史的景観			0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
(社会環境)			-0.33	-0.33	-0.33	-0.66	-0.83	-0.66	-0.50	-0.83	-0.83	-0.66	-0.50	-0.66	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.50	-0.66	-0.50	-0.50	-0.15	
平均			-0.33	-0.33																					
温室効果ガス			0.0	0.0	-2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
(地球環境)			0.00	0.00	-2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
平均			0.00	-2.00																					
総合環境指数			-0.31	-0.17	-1.14	-0.35	-0.41	-0.32	-0.26	-0.44	-0.44	-0.35	-0.40	-0.38	-0.36	-0.40	-0.36	-0.26	-0.30	-0.30	-0.32	-0.26	-0.26	-0.21	
総合環境指数(平均)			-0.24	-1.14																					
総合環境指数指数* (MW当たり)			-0.32	-4.16	-5.37	-6.73	-4.65	-3.80	-8.66	-7.09	-12.22	-9.72	-4.00	-38.00	-36.00	-40.00	-36.00	-26.00	-30.00	-30.00	-32.00	-26.00	-26.00	-70.00	
総合環境指数 (電源種別/MW)			-2.24	-5.37																					

* : 比較のため便宜的に1,000倍とした。

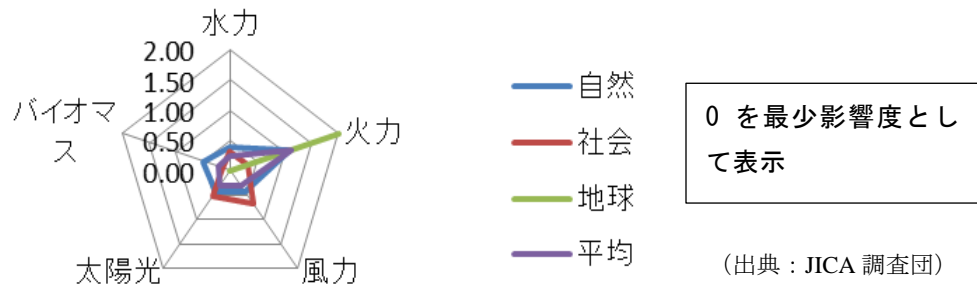


図 11-26 電源種別の環境指数分析図（総合）

11.8 環境社会配慮の観点からのシナリオ分析

シナリオ案として、以下の(A)案を対象に分析した。

なお、(A)の対案として、地球環境及び地域環境への負荷が少ない再生可能エネルギーを導入するシナリオ案を検討したが、政府の再生可能エネルギー案に対する、具体的な推進方針等が不十分なため、今後引き続きアンゴラ国検討すべきシナリオ案として、シナリオ(B)を参考案として提起した。

シナリオ(A)案：エネルギー電源種別を水力発電と火力発電（LNG/重油）の2種を主要な電源開発として、再生可能エネルギーの開発を行わないシナリオ案

[参考案]

シナリオ(B)案：シナリオ(A)案に再生可能エネルギーを電源開発として取り入れたシナリオ案

シナリオ案の評価は、以下の手法で実施した。

環境社会配慮の面からの分析は、地球環境面から見たCO₂排出量の評価と地域環境面から見た悪影響（環境指数）で評価した（11.5(2)参照）。

(a)地球環境面から見た評価（CO₂排出量）

各電源の立地地域における地球環境面の評価は本章11.7に記載の通りである。その数値を再掲すると以下の通りである。

表 11-35 各電源の立地地域における地球環境面の評価点

電源種別	水力	LNG火力	風力	太陽光	バイオマス
評価点	0.00	-2.00	0.00	0.00	0.00

(出典：JICA調査団)

(b)地域環境面から見た評価

各電源の立地地域における環境面の評価は本章11.7に記載の通りである。その数値を再掲すると以下の通りである。

表 11-36 各電源の立地地域における地域環境面の評価点

電源種別	水力	LNG火力	風力	太陽光	バイオマス
評価点	-0.36	-0.71	-0.55	-0.48	-0.32
平均	-0.535			-0.45	

(出典：JICA調査団)

【シナリオ(A)案に関する分析】

(a) 地球環境

LNG/重油を燃料とする火力発電事業で、設備容量212MWのプロジェクト（CIMANGOLA）が、MINEAから示された。

本プロジェクトの実施に伴い、二酸化炭素が、0.392kg-CO₂/kWh排出（EIA統計資料2011年）され、GHG排出量の95%以上を化石燃料消費に依存（2005年）しているエネルギーセクターの排出量の改善には貢献しない。

しかし、同じく MINEA から示された水力発電事業で、設備容量約 1,000MW(CAMBAMBE, MATALA)の稼働、化石燃料による発電に比して、年間 470 万トンの CO₂が削減され（アンゴラ政府の試算 11.3.1 (4) 参照）、95%以上を化石燃料消費に依存（2005 年）しているエネルギーセクターの排出量の改善に貢献する。

(b) 地域環境

水力発電と火力発電（LNG/重油）が環境社会配に及ぼす環境負荷の指数（環境指数）は、両施設の平均値は、-0.535 で、これは再生可能エネルギー（風力、太陽光、バイオマス）の数値-0.45 に比して、約 20%環境負荷の割合が大きい（表 11-36 各電源の立地地域における地域環境面の評価点参照）。

環境社会配慮の観点から、その一部を再生可能エネルギーで賄う事が地域の環境改善に貢献する。

なお、参考シナリオ案として、提案するシナリオ(B)案（シナリオ(A)案に、再生可能エネルギーを電源開発として取り入れたシナリオ案）に関する分析は、下記の通りである。

【シナリオ(B)案に関する分析】

(a) 地球環境

MINEA から示された、再生可能エネルギー計画を実施すれば、風力発電(488MW)、太陽光発電(100MW)、バイオマス発電(3MW)で、化石燃料による発電に比して、年間 93.8 万トンの CO₂が削減され（アンゴラ政府の試算 11.3.1 (4) 参照）95%以上を化石燃料消費に依存（2005 年）しているエネルギーセクターの排出量の改善に貢献する。

(b) 地域環境

再生可能エネルギー（風力、太陽光、バイオマス）プロジェクトが環境社会配に及ぼす環境負荷の指数（環境指数）は、水力発電と火力発電（LNG/重油）の負荷に比して、約 20%少ないことから、地域の環境改善に貢献する。

また、再生可能エネルギーの中でも、風力と太陽光は、発電量が気象条件等に左右され、系統運用者の制御が及ばない。風力と太陽光の導入量が増加してくると、その量に見合った十分な周波数調整容量が確保できなければ、安定的な系統運用が難しくなる。このため、再生可能エネルギーの導入に際しては、環境面のみならず、安定的な電力供給の維持確保の視点からも検討されなければならない。

バイオマス発電は、風力発電や太陽光発電とは異なり、気候変動の影響を受けず、燃料さえ確保すれば安定した電力供給が可能であることから、積極的にその導入を図っていくことが望まれる。

11.9 緩和策

本調査では、各種電源開発を具体化するための各事業の詳細な整備計画（事業規模、デザイン等）に関する事項は含まれない。

このため、各事業が周辺に及ぼす環境影響についての各種の具体的な緩和策については、本調査の段階（SEA レベル）では不可能であることから、本節では、各電源開発で検討された各種電源を整備するに当たって留意すべき一般的な緩和策を下表に掲示する。

表 11-37 各種電源開発に付随して考察される一般的な緩和策

電源開発種別	期待される緩和策（回避、低減、代償）
水力	<ul style="list-style-type: none"> ・「流れ込み式」の採用を優先的に検討し、自然環境、社会環境（住民移転等）への影響を低減する。 ・住民の移転が最も少なく済む代替案を優先的に選定する。 ・河川維持流量の放流を実施し、減水に伴う、下流域の自然環境、社会環境（飲料・灌漑・観光利用）への影響を回避する。 ・魚道の設置により、ダム・取水堰の設置に伴う回遊性の魚類への影響を回避する。 ・魚がタービンに流入するのを防ぐために、ネット、障害物、スクリーンなどを活用する。 ・酸欠水や冷水の流出を防止するために、ダムの種々の標高から放流する。 ・水圧管路は、原則的には、「埋設管」方式を採用し、避けられない場合は、「露出管」とする。 ・発電所は、「地上式」、「半地下式」の場合は、建屋を山小屋風にするなど、周辺景観と調和したデザインとする。
火力 (LNG, 重油)	<ul style="list-style-type: none"> ・既存インフラが利用できる場所に立地することで新たな土地の改変を回避する。 ・冷却塔方式の採用により温排水による影響を回避する。 ・騒音/振動が発生する設備を住居等から可能な限り離す。 ・火力発電所から排出される二酸化炭素排出量を、工場全体の省エネルギーや再生可能エネルギー発電設備の導入等による二酸化炭素排出量の削減量で相殺する。
風力	<ul style="list-style-type: none"> ・騒音・超低周波音の発生を抑制するブレードを使用する。 ・シャドーフリッカーを回避するため、住居等から可能な限り離す。 ・電磁波による魚類への影響（洋上風力発電）を回避する。 ・周辺景観と調和したデザインとする。
太陽光	<ul style="list-style-type: none"> ・廃棄物として簡易処分が可能な電池を開発する。 ・施設周辺を樹木で覆い、周辺景観との調和を図る。
バイオマス	<ul style="list-style-type: none"> ・既存インフラが利用できる場所に立地することで新たな土地の改変を回避する。 ・冷却塔方式の採用により温排水による影響を回避する。 ・騒音/振動が発生する設備を住居等から可能な限り離す。 ・燃焼残渣の有効利用を図る。

(出典：JICA 調査団)

11.10 モニタリング計画

上記 11.8 節の緩和策に記述する背景と同一の理由により、モニタリング計画の作成・実施は事業実施レベルで行う EIA 段階で実施されるものである。本節では、電源開発に際して提案された緩和策の適正な実施を時系列的にモニターするに当たって、考慮すべき一般的な項目を下表に示す。

表 11-38 電源開発に付随して考察される一般的なモニタリング項目

		主要なモニタリング項目	
電源開発事業	汚染対策	大気質	SO ₂ , NO ₂ , CO, O ₃ , 煤塵, 浮遊粒子状物質, 粉塵
		水質 (表層水) (地下水)	pH, 浮遊物質(SS), 生物化学的酸素要求量(BOD), 化学的酸素要求量(COD), 溶存酸素(DO), 全窒素, 全リン, 重金属等)
		廃棄物 (産業) (家庭)	種類、規模(量)、3Rの実績
		騒音、振動	騒音、振動のレベル(dB)
		悪臭	特定悪臭物質
		土壌	重金属の含有量
		地盤沈下	地盤崩壊、沈下割合
	自然環境	生態系	絶滅危惧種、固有種
		地形、地質	土壌侵食、地形崩壊
	社会環境	住民移転	移転による影響 補償金の適切な支払
		住民の生活、生計、	プロジェクトによる住民への悪影響(経済、住環境)
	地球環境	大気質	地球温暖化ガス(CO ₂)排出量

(出典：JICA 調査団)

11.11 ステークホルダー協議

本調査では、ルアンダの MINEA において、関連行政機関、環境関連 NGOs、及び国際開発支援機関等を招いて、スコーピング作成時及び SEA 最終案の段階で、合計 2 回のステークホルダー協議を開催する計画である。

(1) 第 1 回 ステークホルダー協議

2017 年 10 月 17 日、ルアンダにおいて MINEA が JICA 調査団の支援の下に、第 1 回ステークホルダー協議を開催した。

参加者は、調査団を含め 40 名（内、男性 39 名・女性 1 名）であった。

本ステークホルダー協議は、MINEA のカウンターパートを始めとする関係者に、本マスタープランで実施する SEA（戦略的環境アセスメント）に関し、以下の事項を説明するとともに、意見交換を行ったものである。

- SEA（戦略的環境アセスメント）とは何か？
- 本マスタープランで採用する SEA の手法について
- 発電計画に関する具体的な SEA の実施手法とその成果について
- 送電線計画に関する具体的な SEA の実施手法とその成果について

また、JICA が現地再委託で雇用した現地コンサルタントから、SEA の実施に必要な環境社会配慮に関する情報の収集、分析等に関する実施手法について説明するとともに、意見交換を行った。主な質疑事項は、以下の通りである。

- 水力発電候補地については、既に RNT に提出済である（GAMEK）
- 水力発電候補地については、RNT と調整し、早急に取りまとめる（MINEA）
- 国際連系線（ルート No.4, Xangongo – Baynes）は、国立公園を通過するので、JICA ガイドラインを適用する場合は、問題になる（INRH）



SEA 参加者による意見交換風景



JICA 調査団の調査団によるスコーピングの説明




LISTA DE PRESENCAS DO PRIMEIRO ENCONTRO SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL
ESTRATÉGICA (AAE) DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ELÉCTRICO DE ANGOLA

LUANDA, AOS 17 DE OUTUBRO DE 2017.





NOME	INSTITUIÇÃO	FUNÇÃO	CONTACTOS (TELEMÓVEL OU EMAIL)
Edwando Jerônimo	Holísticos	Eng Ambienta	
Adelino Namico	IRSEA	Chf de Dpt	
Miriam Salame	ENDE	Director	
Edules Ruzo	RNT	Chf de Dpt	
Manuel Dominga	RNT	Eng Dominga	
Paulino Trueto	JICA	Tradutor	
VATER UNDA	FREE-LANCER	TRADUTOR	
Masayuki ITO	JICA Team		
Keisaku Vidal	ENDE	DIRECTOR	
Kimori Nakamata	JICA		
Hitoshi FURUKOSHI	JICA Team		

* Encontro realizado nas instalações do Ministério da Energia e Águas.




LISTA DE PRESENCAS DO PRIMEIRO ENCONTRO SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL
ESTRATÉGICA (AAE) DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ELÉCTRICO DE ANGOLA

LUANDA, AOS 17 DE OUTUBRO DE 2017.



NOME	INSTITUIÇÃO	FUNÇÃO	CONTACTOS (TELEMÓVEL OU EMAIL)
KABONGALA VUANOA	MINEA	CHEFE DE DPTO	
LEONEX LUCALA	MINGA	CHEFE DE DPTO	
António Freitas	MINEA	CHEFE DPTO	
Carlos FERREIRA	ENDE	Director	
Manuel FARZO	PRODEL	Director	
Manuel Quintino	INRH	Director	
ARLINDO CARLOS	GATER	Técnico	
Shigehi MADA	JICA	Expert	
Paulo Francisco	GAMEK	Técnico	
REGÍDIO BUAKELA	GAMEK	TECNICO	
Jacinto Luis	GAMEK	TÉCNICO	

* Encontro realizado nas instalações do Ministério da Energia e Águas.



LISTA DE PRESENCAS DO PRIMEIRO ENCONTRO SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL
 ESTRATÉGICA (AAE) DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ELÉCTRICO DE ANGOLA


LUANDA, AOS 17 DE OUTUBRO DE 2017.



NOME	INSTITUIÇÃO	FUNÇÃO	CONTACTOS (TELEMÓVEL OU EMAIL)
ALBANO GASPAR	SARER	TÉCNICO	[REDACTED CONTACT INFORMATION]
MORRIS JIMBA	"	"	
ALDO DE SANTO	"	"	
NUNO LOPES	"	"	
TOMÁS NICOLÃO	GNAMB	TÉCNICO	
ALBERTO FERNANDES	IRSEA	TÉCNICO	
ALFONSO J. OYED	PRODEL	"	
EDUARDO M. F. DOS SANTOS	PRODEL	Departamento	
ISACARIO FERREIRA	PRODEL	Departamento	
Sandra Cristina	DNER	Director	
LAKIDA JOÃO	DNER	C. de Informação	

* Encontro realizado nas instalações do Ministério da Energia e Águas.

第一回ステークホルダーミーティング 参加者名簿 (3/4)



LISTA DE PRESENCAS DO PRIMEIRO ENCONTRO SOBRE A AVALIAÇÃO AMBIENTAL
 ESTRATÉGICA (AAE) DO PLANO DE DESENVOLVIMENTO ELÉCTRICO DE ANGOLA
 LUANDA, AOS 17 DE OUTUBRO DE 2017.

NOME	INSTITUIÇÃO	FUNÇÃO	CONTACTOS (TELEMÓVEL OU EMAIL)
Erédia Marina	MINISA / DUTRA	Técnica	
Dionil Mithonga	MINEA / DNER	TÉCNICO	
VLADIMIR NUSO	ACUSTICUS	DIRETOR TÉCNICO	
Escolida de Ponty	GAMER	Directora Administrativa	
António Beirão Costa	MINEA	SEE	
Osvaldo Manuel Julliano	MINEA	TÉCNICO	
Rafael Viegas Hara	GAMER	Chief Representative	

* Encontro realizado nas instalações do Ministério da Energia e Águas.

第一回ステークホルダーミーティング 参加者名簿 (4/4)

(2) 第2回 ステークホルダー協議

2018年6月12日、ルアンダにおいて MINEA が JICA 調査団の支援の下に、第2回ステークホルダー協議を開催した。

参加者は、資源・水省大臣(Mr.João Baptista Borges)の参加を含め 61 名 (内、男性 54 名、女性 7 名) であった。主な参加者は、RNT (22 名), PRODEL (9 名), MINEA (7 名), ENDE (4 名), GAMEK (3 名) その他 (16 名)であった。

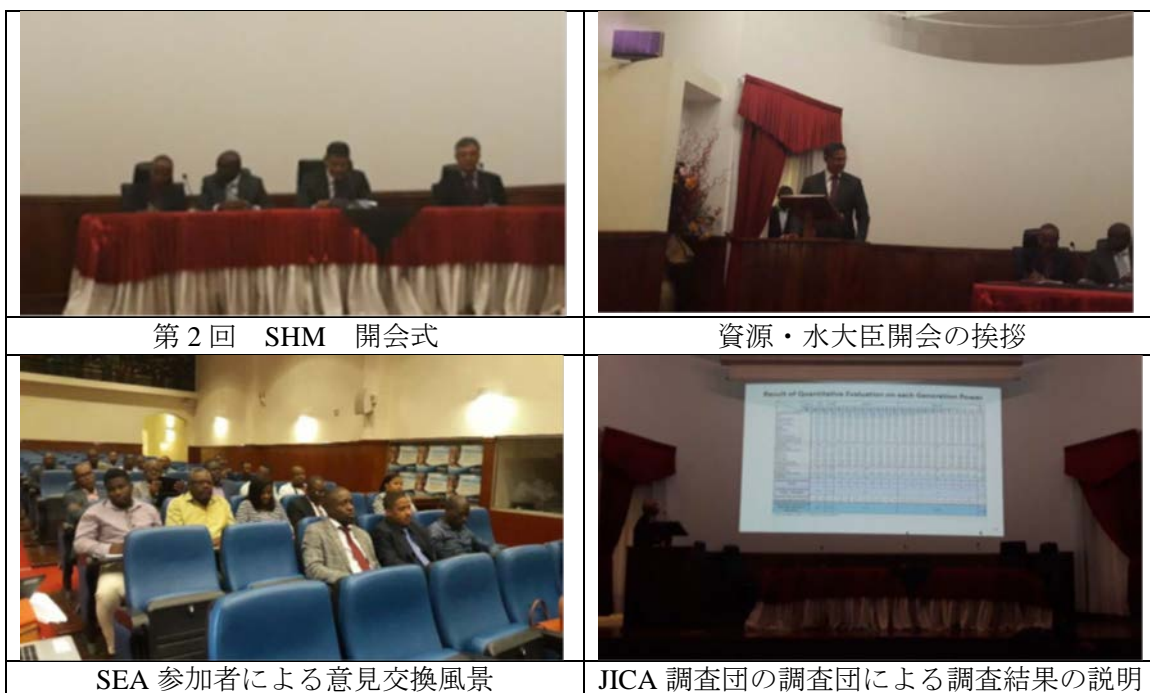
本ステークホルダー協議は、MINEA を始めとする MINEA 傘下の関連機関及び関連行政機関、環境 NGOs に対し、第1回 SHM で出された SEA スコーピング案に関する意見・要望等を踏まえて、実施した SEA (戦略的環境アセスメント) 案に関する説明を行うと共に、意見交換を行ったものである。

主な質疑事項は、以下の通りである。

(質) SEA (戦略的環境アセスメント) の実施は、アンゴラ国の環境戦略に関する施策を検討する上で重要である。発電所建設候補地の一つである CIMANGOLA 火力発電所に関し、周辺住民への大気保全上からの環境対策及び周辺の自然環境への環境対策について、どのような対策が必要か教示願いたい。また、環境保全対策に費用が掛かると、プロジェクトの投資額が増大するのを懸念している (GAMEK)。

(答) 本マスタープランで実施した SEA (戦略的環境アセスメント) では、個別プロジェクトに関し、事業実施レベルで行う環境評価 (EIA) は実施していないため、ご指摘のプロジェクトに関する、具体的な環境保全対策を示すことは出来ない。

しかし、ご懸念を抱いているように、CIMANGOLA 火力発電所に関し、国際的な基準に基づいた排出対策を実施する場合は、プロジェクトの投資額が増大するものと考えられる。





REPÚBLICA DE ANGOLA

MINISTÉRIO DA ENERGIA E ÁGUAS

DIRECÇÃO NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA

LISTA DE PRESENÇA

DATA: 12 DE JUNHO 2018

HORA: 08:30 – 13:00

LOCAL: ANFITEATRO DA ENDE NO EDIFÍCIO SEDE

ASSUNTO: PROJECTO DE ELABORAÇÃO DO PLANO DIRECTOR DE DESENVOLVIMENTO DO SISTEMA ELÉCTRICO

Nº	NOME	ORGANISMO	TELEMOVEL	E-MAIL
01	Osmundo Menezes Tulinho Gonçalves	MINEA		
02	Rosa Maria Afonso Miguel	PRODEL		
03	Manuel de Sousa Santos	PRODEL		
04	Fernando Alberto Pinto Pereira	GAMEX		
05	Guilherme Manuel Neves Pereira	PRODEL		
06	Luís Augusto Guedes de Barros	RNT		

Avenida Cónego Manuel das Neves 234, 1º andar, CP 2229, Luanda

第二回ステークホルダーミーティング 参加者名簿(1/4)

07	Paulo Bernardo	RNT
08	Nelson Quicazengo	RNT-EP
09	Rui OLIVEIRA	RNT-EP
10	Adelino Mancio	IRSEA
11	CRISTÓVÃO MAGALHÃES	MINEA
12	Rafael Casanova	RNT-EP
13	Pedro Neto	RNT-EP
14	Albino Julio Domingo	ENDE-EP
15	Alexandre Demaria Vaz	PRODEL-EP
16	Alfonso dos Santos Jompa	PRODEL-EP
17	Eudes Lameira	RNT-EP
18	Nelson Neto	RNT-EP
19	Delso Delgado Cruz de Fonseca	RNT-EP
20	João Kofoma Vitoria	PRODEL-EP
21	VLADIMIR DUSA	HUSTON
22	Airigato SHAWAKA	JICA TEAM
23	Hitoshi FURUKOSHI	JICA TEAM
24	Hitoshi NAKAUCHI	JICA TEAM
25	Masayuki TADA	"
	Dr. Jesuécito Antunes Guepny	MINET-DNGE

27

第二回ステークホルダーミーティング 参加者名簿(2/4)

26	Masahiro Sado	JICA
27	Shigeki WADA	ENDE-EP
28	João Gonçalves da Gama	ENDE-EP
29	Miguel João Victoria	ENDE-EP
30	Raul Noguez	ENDE-EP
31	João Henrique Afonso	RNT-EP
32	Manuel Goncalves Dominges	RNT-EP
33	Melician Gomes	RNT-EP
34	João Maria Garcia Pulido	JICA
35	YUZO KITAHOTO	MINEA
36	ANTONIO SELVA F. FURTADO	MINEA
37	LEONEL LUCENA	ENDE
38	António Paulo Vidal Gonçalves	ENDE
39	Helena Maria Sousa	PRODEL
40	Aldina G.A. José	MINEA/DNEP
41	Carolina Matias	MINEA/DNEP
42	Bonifácio Mubongo	PRODEL/DPH
	Dr. Xavier Afonso Jaramão	

第二回ステークホルダーミーティング 参加者名簿(3/4)

43	Emmanuel de BRITO	GAMEK
44	NEGÍDIO BUAKELA	GAMEK
45	ANTÓNIO MONTE	RNT/EP
46	Domingos Lúcia Adriano	PRODEL
47	Dorivaldo F. Monmel	RNT
48	Domínio Boro de Seta	RNT
49	Ishe Laimamba	hUT
50	Miguel JOTAKAMPVA Quintela	RNT
51	FRANCISCO MEIRELES	PRODEL
52	Luis Mourão Silva	IRSEA
53	Victor Vunze	GCU
54	Feuja Balq	RNT
55	Meluzey CHAMALIS	EASDAE
56	António Inglês Pinto	RNT-EP
57	Joãoit Amador de M. Paredes	RNT
58	Paulino Ericasto	JICA TEAM
59	Misanobu Kuraki	JICA TEAM
60	Heloder Múncio Cassiano Nkandji	JICA TEAM

417

第二回ステークホルダーミーティング 参加者名簿(4/4)

11.12送電線に関するSEA

(1) 事業概要

2025年の電力整備を目標とする「アンゴラ電力長期ビジョン(Angola Energia 2025)」に示された北部－中央－南部を連結する国内 400 kV 基幹送電線と隣接国のナミビア共和国を結ぶ国際連系線 (400 kV) について SEA を実施した。

表 11-39 SEA 実施対象送電線一覧

	送電線区間	距離 (km)		ルート
		各亘長	総亘長	
国内	1 Capanda PS - Saurm	550	2,290	下図参照
	2 Cambambe PS - Lubango	600		
	3 Belem do Dango – Lubango SS	330		
	4 Lubango SS – Cahama SS – Baynes SS	330		
	5 Belem do Dango –Ondjiva	480		
国際連系	1 Cahama SS –Ruacana PS	120	280	

(出典：JICA 調査団)



図 11-27 SEA 実施対象送電線 (5+1 ルート)

(出典：JICA 調査団)

(2) 代替案 (ゼロオプションを含む) の比較検討

表 11-39 SEA 実施対象送電線一覧に掲げる送電線は、国内の北部－中部－南部を連結する

基幹送電線網の構想段階である。

よって、ここでは本構想案に対して SEA を実施し、その結果を基に、本構想案を具体的に、現地に反映するに際して留意すべき環境社会配慮項目を提示することとした。

具体的には、それぞれの構想案をスコーピングし、周辺影響に負の影響を及ぼすと評価した環境項目を抽出し、定量的 (-1 から-3) に評価し、低い数値に評価された環境項目を、事業実施の際に留意すべき項目として提示した。なお、環境に与える影響を定量的に評価する手法は、科学的に未だ実証されていない。そのため、ここでは、事業の定性的な違いに着目して、それを以下の4段階に分け、数値化 (0 から-3) した。

- 0: 影響は無い
- 1: 多少の影響は避けられないが、深刻な影響では無い
- 2: 影響は有るが、不可逆的な影響では無い
- 3: 不可逆的な影響が有る

環境社会配慮の観点から各送電線ルート of 主要な環境への影響度を定量的に比較した結果は、下表の通りである。

なお、ゼロオプションの検討は、SEA 段階 では、送電線の建設以外で、送電する現実的かつ具体的な事業案は、想定されないため、自然・社会環境に関する各種調査が実施される F/S, EIA 段階で検討されるものと考え、割愛した。

表 11-40 各送電線計画案に対する留意すべき環境評価項目と影響度

架線名 評価項目	①	②	③	④	⑤	①
		Capanda PS - Saurm	Cambambe PS - Lubango	Belem do Dango - Lubango SS	Lubango SS - Cahama SS - Baynes SS	Belem do Dango - Ondjiva SS
保護地域*	-2	-3	-3	-2	0	0
地形・地質**	0	-1	-1	-1	-1	-1
住民移転***	-1	-2	-2	-2	-2	-1

(出典：JICA 調査団)

注)：国立公園、鳥類保護区内 (渡り鳥飛来地) を(-3)、周辺 500 以内にある場合を (-2) とした

:路線周辺の平均勾配を示し、0%~5% (0)、5%~10% (-1)、10%~20% (-2)、>20% (-3) とした

:移転とは、無世帯移転を (0)、100~400 世帯 (-1)、401~1,000 世帯 (-2)、>1,000 世帯 (-3) とした

(3) 各ルートに関するスコーピング

国内送電線（5 ルート）及び国際連系線（1 ルート）に関するスコーピングの結果は以下の通りである。

(3)-1 Capanda PS – Saurm ルート

表 11-41 スコーピング（Capanda PS - Saurm 区間送電線）

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	B-	サイト計画地周辺に保護区がある。
	10 生態系	C-	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。

分類	影響項目	評価	評価理由
	26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

(3)-2 Cambambe PS - Lubango ルート

表 11-42 スコーピング (Cambambe PS - Lubango 区間送電線)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	A-	サイト計画地及びその周辺に保護区がある。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。

分類	影響項目	評価	評価理由
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

(3)-3 Belem do Dango – Lubango SS ルート

表 11-43 スコーピング (Belem do Dango – Lubango SS 区間送電線)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	A-	サイト計画地及びその周辺に保護区がある。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくな

分類	影響項目	評価	評価理由
	源利用		る。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性はある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

(3)-4 Lubango SS – Cahama SS – Baynes SS ルート

表 11-44 スコーピング (Lubango SS – Cahama SS – Baynes SS 区間送電線)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	A-	サイト計画地に保護区がある。
	10 生態系	A-	送電線へのバードストライクなどの影響が想定される。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性はある。

分類	影響項目	評価	評価理由
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
その他	26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

(3)-5 Belem do Dango – Ondjiva SS ルート

表 11-45 スコーピング (Belem do Dango – Ondjiva SS 区間送電線)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。

分類	影響項目	評価	評価理由
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	D-	サイト計画地に保護区は存在しない。
	10 生態系	D-	送電線へのバードストライクなどの影響は想定されない。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性がある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
	26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。
27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。	
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

(3)-6 Cahama SS – Ruacana PS ルート

表 11-46 スコーピング (Cahama SS – Ruacana PS 区間送電線)

分類	影響項目	評価	評価理由
汚染対策	1 大気汚染	D	工事中に土地造成等の土木工事で粉塵が発生することが想定されるが、影響は一時的である。供用時は、大気汚染は発生しない。
	2 水質汚濁	D	工事中に盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって、周辺河川の水質が悪化することが想定されるが、供用時は、水質汚濁は想定されない。
	3 土壌汚染	D	送電施設からの潤滑油等の漏洩の可能性は想定されない。
	4 底質汚染	D	特段の影響は想定されない。
	5 騒音・振動	D	工事中に重機やトラックの稼働により、騒音・振動による影響が想定されるが、供用時は、騒音・振動は発生しない。
	6 悪臭	D	特段の影響は想定されない。
	7 廃棄物	D	工事中は、建設工事に伴い、産業廃棄物や有害廃棄物の発生が想定されるが、供用時は、廃棄物の発生は想定されない。
	8 地盤沈下	D	特段の影響は想定されない。
自然環境	9 保護区	D-	サイト計画地に保護区は存在しない。
	10 生態系	D	送電線へのバードストライクなどの影響は想定されない。
	11 地形・地質	C	地質により、鉄塔周辺での土壌侵食の可能性はある。
社会環境	12 用地取得・住民移転	B-	ルート上に集落その他の居住の実態が確認され、送電線建設に伴う非自発的住民移転の発生が想定される。
	13 貧困層	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	14 少数民族・先住民	D	事業対象地及びその周辺における少数民族・先住民は確認されていない。
	15 雇用や生計手段等の地域経済	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	16 土地利用や地域資源利用	C	鉄塔基部の土地は、規模は小さいながらも利用できなくなる。また、送電線の線下地の価値が減少する。
	17 水利用	C	送電線建設に伴う影響の程度は現時点では不明である。
	18 既存の社会インフラや社会サービス	D	特段の影響は想定されない。
	19 社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	特段の影響は想定されない。
	20 被害と便益の偏在	D	特段の影響は想定されない。
	21 地域内の利害対立	D	特段の影響は想定されない。
	22 文化遺産	D	送電線建設地点を含む事業対象予定地域には、ユネスコの世界遺産に登録されている文化遺産・複合遺産は存在しない。また、アンゴラ国内法で指定・認定された歴史的、文化的、考古学的資産や文化財等は存在しない。
	23 景観	D	サイトおよびその周辺に景勝地等は存在しない。
	24 ジェンダー	D	特段の影響は想定されない。
	25 子どもの権利	D	特段の影響は想定されない。
26 HIV/AIDS 等の感染症	C	工事中は、工事作業員の流入を機に、感染症が発生する可能性が考えられるが、供用時は、特段の影響は想定されない。	

分類	影響項目	評価	評価理由
	27 労働環境(労働安全を含む)	B-	工事中は、事故の危険性が高い。また、供用時は、メンテナンス時に、感電や落下などの事故の可能性がある。
その他	28 事故	B-	工事中は、立ち入りを制限するなどの適切な措置が取られない場合、不慮の事故が発生する可能性がある。
	29 越境の影響、及び気候変動	D	特段の影響は想定されない。

(出典：JICA 調査団)

A+/-： 重大な正/負の影響が予想される。

B+/-： ある程度の正/負の影響が予想される。

C+/-： 正/負の影響の程度は不明である（更なる調査が必要で、その過程で影響をはっきりさせることが可能である）。

D： 影響は予想されない。

(4) 環境社会配慮調査に関する TOR

上記の評価に基づき、事業実施の際に実施すべき主要な環境社会配慮項目に関する調査は、下表の通りである。

表 11-47 調査項目及び調査方法

分類	環境項目	調査項目	調査方法
汚染対策	大気汚染	- 関連環境基準 - 気象情報 - 大気質の現状	- 大気環境基準の入手 - 近隣気象局の気象データ（気温、湿度、など）の入手 - 大気中の大気汚染物質（SO ₂ 、NO ₂ 、PM10 など）の測定
	水質汚濁	- 関連環境基準 - 水質の現状	- 水質基準と排水基準の入手 - 湖水の水質（水温、塩分、COD、栄養塩など）の測定
	土壌汚染	- 関連環境基準 - 土質構成の現状	- 土壌の測定（重金属類など）
	騒音・振動	- 関連環境基準 - 騒音・振動の現状	- 騒音基準の入手 - 騒音・振動の測定
	廃棄物	- 関連環境基準	- 廃棄物取り扱いに関する基準の入手 - 産廃、家庭廃棄物の重量測定 - 3R 実施状況の実績把握
	地盤沈下	- 土質の現状	- 土質調査の実施
自然環境	保護区	- 保護区に関する情報	- 保護区に関する情報の入手
	生態系	- 生態的に重要な場の現状（繁殖地、採餌場所） - 渡り鳥の飛行ルート - 植物、哺乳類、鳥類、爬虫類・両生類、魚類、の生息状況の現状	- 動植物分布の確認 - 絶滅危惧種の生息・生育調査 - 国際基準（IUCN）の入手 - 渡り鳥の生息調査
	地形・地質	- 地質の現状	- 地質調査の実施
社会環境	用地取得・住民移転	- 用地取得と住民移転の対象者の確認 - 被影響住民の資産	- 関連法制度、関連事例の入手 - 人口センサス調査 - 資産目録調査

分類	環境項目	調査項目	調査方法
		- 被影響住民の生活・生計	- 社会経済調査 - 現地踏査
	少数民族・先住民	- 経済社会活動における独特の慣習・社会制度・土地利用等の有無	- 対象村落の代表者および被影響住民へのインタビュー
	土地利用や地域資源利用	- 土地利用の現況 - 事業で影響を受けるとみられる世帯の職業、生計の現状	- 地域の雇用状況や収入の資料収集 - 対象世帯のインタビュー
	水利用	- 生活用水・農業用水の利用状況の確認	- 社会経済調査 - 対象世帯のインタビュー
	文化遺産	- 国内での指定・認定文化財の有無の確認	- 資料収集
	景観	- 傑出した風景	- 資料収集
その他	越境の影響、及び気候変動	- 大気質の現状	- 大気汚染物質（CO ₂ ）排出量の測定

(出典：JICA 調査団)

(5) 影響評価

スコーピング及び計画路線の評価結果から、各送電線ルート（5+1 ルート）の具体的な整備計画を作成するに当たって環境社会配慮上から留意すべき環境項目は、下表に示す通りである。

表 11-48 路線計画決定に当たって環境社会配慮上から留意すべき環境項目

No.	ルート名	環境社会配慮上から留意すべき環境項目
①	Capanda PS – Saurm	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 周辺に国際鳥獣保護区（CUANGO）があり、生態系保全に配慮が必要である。 ➤ 約 50 世帯規模の集落が 3 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。 ➤ 傾斜地は概ね平坦であるが、約全体の 20%は、勾配が 5～10%の区域で、土壌流失の恐れがある。
②	Cambambe PS – Lubango	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 計画地内及び周辺に保護地区（BUFFALO）, 国際鳥獣保護区（GABELA）があり、生態系保全の配慮が必要である。 ➤ 約 50 世帯規模の集落が 13 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。 ➤ 傾斜地は概ね平坦であるが、約全体の 25%は、勾配が 5～10%の区域で、土壌流失の恐れがある。
③	Belem do Dango – Lubango SS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 計画地内及び周辺に国際鳥獣保護区（CACONDA）があり、生態系保全の配慮が必要である。 ➤ 約 50 世帯規模の集落が 11 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。 ➤ 傾斜地は概ね平坦であるが、約全体の 30%は、勾配が 5～10%の区域で、土壌流失の恐れがある。
④	Lubango SS – Cahama SS – Baynes SS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 計画地内に国立公園（IONA）があり、生態系保全の配慮が必要である。 ➤ 約 50 世帯規模の集落が 4 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。 ➤ 傾斜地は概ね平坦であるが、約全体の 10%は、勾配が 5～10%の区域で、土壌流失の恐れがある。
⑤	Belem do Dango – Ondjiva SS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 約 50 世帯規模の集落が 14 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。
⑥	Cahama SS – Ruacana PS	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 約 50 世帯規模の集落が 2 箇所あり、路線決定に当たっては、これらの集落を避ける事が望ましい。

(6) 緩和策

事業実施に伴う各種の緩和策の検討は、本調査の段階（SEA レベル）では不可能であることから、事業実施レベルで行う EIA に委ねることとする。本節では、送電線を整備するに当たって留意すべき一般的な緩和策を下表に示す。

表 11-49 送電線整備に付随して考察される一般的な緩和策

	期待される緩和策（回避、低減、代償）
送電線	(環境対策) ・鳥の移動、飛行ルートを避けた、最適な、送電線計画を立案する。 ・鳥を止まらせない装置、または鳥がより安全な場所に止まり、あるいは営巣できるように特別に設置した止まり台を設置する(EEL,1996)。 ・送電線に揺れる旗、明るい色（オレンジ、黄色、白）の渦巻き線を設置する。 ・送電線に近接して植物もしくは別の型式のスクリーンを設け、鳥の飛行高度を上げさせる。 ・野生生物の生息地として適した保護区域を避ける。 (労働環境・安全対策) ・地雷敷設地域の確認と危険地域の立ち入り禁止の徹底。 ・安全管理計画の策定と遵守の励行。 ・安全靴、グローブ、ヘルメットの着用等、基本的な安全装備の使用の徹底。 ・高所作業における安全帯の使用の徹底。 ・警告標識の設置

(出典：JICA 調査団)

(7) モニタリング計画

SEA の段階では、送電線計画を具体化するための各事業の整備（事業規模、デザイン等）に関する事項は含まれない。このため、各事業が周辺に及ぼす環境影響についての時系列的な変化の把握（モニタリング）は、不可能であることから、事業実施レベルで行う EIA に委ねることとする。本節では、送電線の整備に際して提案された緩和策の適正な実施を時系列的にモニターするに当たって、考慮すべき一般的なモニタリング項目を下表に示す。

表 11-50 送電線整備に付随して考察される一般的なモニタリング項目

		主要なモニタリング項目	
送電線 事業	汚染対策	大気質	SO ₂ , NO ₂ , CO, O ₃ , 煤塵, 浮遊粒子状物質, 粉塵
		水質 (表層水) (地下水)	pH, 浮遊物質(SS), 生物化学的酸素要求量(BOD), 化学的酸素要求量(COD), 溶存酸素(DO), 全窒素, 全リン, 重金属等)
		廃棄物 (産業) (家庭)	種類, 規模 (量), 3R の実績
		騒音、振動	騒音、振動のレベル(dB)
		悪臭	特定悪臭物質
		土壌	重金属の含有量
		地盤沈下	地盤崩壊、沈下割合
	自然環境	生態系	絶滅危惧種、固有種、バードストライク事故件数
		地形、地質	土壌侵食、地形崩壊
	社会環境	住民移転	移転による影響 補償金の適切な支払
		住民の生活、生計、	プロジェクトによる住民への悪影響（経済、住環境）
	地球環境	大気質	地球温暖化ガス (CO ₂) 排出量

(出典：JICA 調査団)

第 12 章 マスタープランのドラフト策定

12.1 2040年までの包括的なマスタープラン策定

12.1.1 電源開発リスト方針

第 6 章で検討した結果ならびに第 11 章の環境・社会配慮に関する検討結果に基づき、次の方針に沿って電源開発リストを策定する。

(1) 環境・社会配慮検討結果・SEA 検討結果の反映

- 再生可能エネルギーは自然環境・社会環境に与える影響が、大型水力や火力発電より小さいため、実現可能なプロジェクトを中心として可能な限り導入する。
- 検討の結果、アンゴラ国の場合、大型水力や火力発電も自然環境・社会環境に甚大な影響を与えることはないため、その特質に合わせて導入する。
- なお、今回マスタープランに計画した火力発電所から排出される CO2 排出量は 2030 年において 3,000kton-CO2/year 程度であり、INDC の推定値(Conditional scenario)の 3%程度となり、影響は大きくない。

(2) 水力開発を計画的に導入

- 発電経費の検討の通り、アンゴラの最新のプロジェクトコストに基づく、経済性の面で大型水力が最も有利である。その為、水力開発を第一プライオリティとして、計画的に導入する。
- 水力は、CO2 エミッションのミティゲーションとしても重要であるため、積極導入には意義がある。しかしながら、湛水池内の自然環境に影響を与えたり、住民移転など社会環境にインパクトを与えたりする可能性もあることから、今後も継続的にそれらの点を配慮していくことが開発の前提である。
- 開発パターンとしては、同一河川で複数のプロジェクトがスケジュール的に重ならないこととする。プロジェクト・スケジュールが重なる場合、お互いのスケジュール変更が影響し合うリスクがあり、一般的には、その様な計画は立てない。

(3) 再生可能エネルギーを可能な限り配置

- CO2 エミッション削減の点からは積極的に導入する。
- 但し、計画が理論包蔵量レベルにとどまっているものが多いので、計画に盛り込むものは、最低条件として実名化されているものに限定する。

(4) ミドル需要電源として CCGT の導入

- 発電経費の検討の通り、CCGT はミドル需要電源としてコスト的に有利となると同時に、ベース需要電源としても、水力の次に経済的となる。
- 従って、実現可能と考えられる水力の開発量を割り当てた後において、不足するベース需要電源の供給量も CCGT により補完する。
- 燃料は将来的には天然ガスを想定するが、初期段階は LPG、第二段階は LNG に切り替えることを想定。

(5) ピーク需要電源としての GT の導入

- 発電経費の検討の通り、GT はピーク需要電源としてコスト的に有利となる。また、予備力分としても経済的であるため、その量も勘案して導入する。

- 但し、ピーク需要電源は需要の急激な変化に対応しつつ供給運転をすることが、必須であるため、SCADAほかのコントロール可能なシステムが導入されることが前提。
- これまでの経験で、ピーク需要は、ミドル需要に遷移することが、しばしば発生してきている。これにはシングルサイクルのGTをコンバインド化して対応することが有効である。そのため、新設GTに関しては、大容量化を前提として可能な限り400kVの基幹系統に接続することとする。また、配置としては高熱効率を確保するために冷却水が入手しやすい河川もしくは海岸線に配置するように配慮する。その点では、Lobito港にGTを配置するのも一案である。
- 燃料は将来的には天然ガスを想定するが、初期段階はLPGで運転することを前提とする。

12.1.2 送電開発リスト方針

第7章で検討した結果に基づき、次の方針に沿って送電開発リストを策定する。

- (1) 400kV 基幹系統の北部から中部・南部、西部へ向けた拡張
 - アンゴラ国全体の電化を推進するために、系統電力を全国に行き渡らせるように400kV基幹系統を2025年を目標に拡張する。
 - 既に始まっているLauca～Waco Kungo～Belem do Huamboの400kV系統開発の延長線上の、中部から南部Lubangoへの骨格系統を優先して開発する。
 - 並行して、今回の検討で新たに計画したCambutasu～Gabela～Nova BiopioからLubangoへ至る骨格系統を合わせて開発する。
 - 国際連系に間に合わせるためにLubangoからCahamaまで、400kV基幹系統を2027年を目標に延長する。
- (2) 需要増大に伴う地域供給用変電所のための220kV系統の展開
 - 首都ルアンダおよびBenguelaを中心とした中部地域の需要増を中心に、地域供給系統の充実をはかる。
- (3) 新たに開発される電源用送電線の設置
 - 新たに開発される、水力電源および中部および南部に設置を計画しているガス火力発電所を基幹系統に連系する。
- (4) N-1基準を確保するための基幹系送電線の2回線化
 - 既設の基幹系統1回線送電線の事故時過負荷を避け、運用上の制約をなくし、信頼度を向上させるために、並行して1回線送電線を設置し、2回線化を図る。

12.1.3 プロジェクトリスト

(1) 電源開発計画

表 12-1 発電設備計画プロジェクトリスト

	Plant name	Province	Installed capacity (MW)	Project costs (MUSD)	Commissioning year	Note
Hydropower	Lauca	Malanje	2,070	4,300	2018	
	Lomaúm (extension)	Benguela	65	385	2018	
	Luachimo (extension)	Lunda Norte	34	N/A	2020	
	Caculo Cabaça	Kwanza Norte	2,100	4,500	2024	
	Baynes	Namibe	300	660	2026	
	Quilengue	Kwanza Sul	210	N/A	2028	
	Zenzo	Kwanza Norte	950	N/A	2032	
	Genga	Kwanza Sul	900	N/A	2035	
	Tumulo do Cacador	Kwanza Norte	453	1,041	2038	
	Jamba Ya Oma	Huila	79	N/A	2040	
	Jamba Ya Mina	Huila	205	N/A	2040	
	Biopio (Repower)	Benguela	29	N/A	N/A	
Matala(Repower)	Lubango	15	N/A	N/A		
Thermal power	Soyo 1 CCGT	Zaire	750	900	2017-2018	
	Soyo 2 CCGT	Zaire	Apprx.750	N/A	2021-2022	
	Lobito 1 CCGT	Benguela	Apprx.750	900	2027-2029	
	Lobito 2 CCGT	Benguela	Apprx.750	900	2031-2034	
	Namibe 1 CCGT	Namibe	Apprx.750	900	2036-2038	
	Lobito 3 CCGT	Benguela	Apprx.375	450	2040	
	Cacuaco GT	Luanda	125 x 6	81 x 6	2022-2037	
	Sambizanga GT	Luanda	125 x 3	81 x 3	2025-2037	
	Quileva GT	Benguela	125 x 6	81 x 6	2027-2035	
	Soyo-SS GT	Zaire	125 x 3	81 x 3	2030-2037	
Renewable	Beniamin Wind	Benguela	52	N/A	2028	
	Benguela Solar	Benguela	10	N/A	2028	
	Cacula Wind	Huila	88	N/A	2029	
	Cambongue Solar	Namibe	10	N/A	2029	
	Chibia Wind	Huila	78	N/A	2030	
	Caraculo Solar	Namibe	10	N/A	2030	
	Calenga Wind	Huambo	84	N/A	2031	
	Catumbela Solar	Benguela	10	N/A	2031	
	Gasto Wind	Kwanza Norte	30	N/A	2032	
	Lobito Solar	Benguela	10	N/A	2032	
	Kiwaba Nzoji I Wind	Malanje	62	N/A	2033	
	Lubango Solar	Huila	10	N/A	2033	
	Kiwaba Nzoji II Wind	Malanje	42	N/A	2034	
	Matala Solar	Huila	10	N/A	2034	
	Mussede I Wind	Kwanza Sul	36	N/A	2035	
	Quipungo Solar	Huila	10	N/A	2035	
	Mussede II Wind	Kwanza Sul	44	N/A	2036	
	Nharea Wind	Bie	36	N/A	2036	
	Techamutete Solar	Huila	10	N/A	2036	
	Tombwa Wind	Namibe	100	N/A	2037	
Namacunde Solar	Cunene	10	N/A	2037		

(2) 送電開発計画

表 12-2 400kV 変電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUS\$)	Remarks
1	2020	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	450 x 1, under construction(China)
2	2020	Huambo	400	Belem do Huambo	900	51.3	450 x 2, under construction(China)
3	2022	Luanda	400	Bitá	900	51.3	450 x 2, under construction(Brazil)
4	2025	Cuanza Sul	400	Waco kungo	450	40.5	upgrade 450 x 1
5	2025	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
6	2025	Zaire	400	N'Zeto	450	40.5	upgrade 450 x 1
7	2025	Luanda	400	Viana	2,790	96.6	upgrade 930 x 3
8	2025	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
9	2025	Huila	400	Lubango2	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
10	2025	Huila	400	Capelongo	900	51.3	450 x 2
11	2025	Huila	400	Calukembe	120	32.6	60 x 2
12	2025	Benguera	400	Nova Biopio	900	51.3	450 x 2
13	2025	Southern	400	Cahama	900	51.3	450 x 2
14	2025	Eastern	400	Saurimo	900	51.3	450 x 2, under Pre-FS
15	2025	Lunda Norte	400	Xa-Muteba	360	38.3	180 x 2, under Pre-FS
16	2025	Huila	400	Quilengues	120	32.6	60 x 2
17	2025	Cuanza Sul	400	Gabela	900	51.3	450 x 2
18	2025	Luanda	400	Sambizanga	2,790	96.6	930 x 3
19	2025	Malanje	400	Lucala	900	51.3	450 x 2
20	2025	Chipindo	400	Chipindo	360	38.3	180 x 2
21	2030	Luanda	400	Catete	450	40.5	upgrade 450 x 1
22	2030	Bengo	400	Kapary	450	40.5	upgrade 450 x 1
23	2035	Cunene	400	Ondjiva	900	51.3	450 x 2, Pre-FS implemented*
24	2035	Luanda	400	Bitá	450	40.5	upgrade 450 x 1
25	2035	Malanje	400	Lucala	450	40.5	upgrade 450 x 1
Total					19,590	1,171.4	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補地点選定等を実施

表 12-3 220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(1)

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2018	Benguela	220	Benguela Sul	240	24.5	120 x 2, under construction(China)
2	2020	Luanda	220	Bitá	240	24.5	120 x 2, under construction(Brazil)
3	2020	Zaire	220	Tomboco	40	13.7	20 x 2
4	2020	Malanje	220	Capanda Ele vadora	130	18.6	65 x 2, upgrade
5	2021	Luanda	220	Cacuaco	480	37.5	240 x 2, upgrade
6	2022	Luanda	220	Zango	360	31.0	120 x 3
7	2022	Malanje	220	Malanje 2	240	24.5	120 x 2
8	2022	Cuanza Sul	220	Waco Kungo	60	14.8	60 x 1
9	2022	Cuanza Sul	220	Quibala	120	18.1	60 x 2
10	2022	Benguela	220	Cubal	120	18.1	60 x 2
11	2022	Huíla	220	Lubango	240	24.5	120 x 2, Pre-FS implemented*
12	2022	Huíla	220	Matala	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
13	2022	Huíla	220	Capelongo	60	14.8	60 x 1
14	2022	Cuando-Cubango	220	Cuchi	60	14.8	60 x 1
15	2022	Cuando-Cubango	220	Menangue	240	24.5	120 x 2
16	2022	Namibe	220	Namibe	240	24.5	120 x 2, Pre-FS implemented*
17	2022	Namibe	220	Tombwa	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
18	2022	Lunda Norte	220	Lucapa	60	14.8	60 x 1
19	2022	Lunda Norte	220	Dundo	120	18.1	60 x 2, under Pre-FS
20	2022	Lunda Sur	220	Saurimo	120	18.1	60 x 2, under Pre-FS
21	2022	Uíge	220	Uíge	240	24.5	120 x 2, upgrade
22	2025	Luanda	220	Golfe	360	31.0	120 x 3
23	2025	Luanda	220	Chicara	480	37.5	240 x 2
24	2025	Bengo	220	Caxito	60	14.8	60 x 1
25	2025	Bengo	220	Maria Teresa	60	14.8	60 x 1
26	2025	Cuanza Sul	220	Porto Amboim	120	18.1	60 x 2
27	2025	Cuanza Sul	220	Cuacra	60	14.8	60 x 1
28	2025	Benguela	220	Catumbela	120	18.1	60 x 2
29	2025	Benguela	220	Bocoio	120	18.1	60 x 2
30	2025	Huambo	220	Ukuma	60	14.8	60x 1, Pre-FS implemented*
31	2025	Huambo	220	Catchiungo	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
32	2025	Bié	220	Andulo	60	14.8	60 x 1
33	2025	Huíla	220	Nova Lubango	120	18.1	60 x 2
34	2025	Huíla	220	Caluquembe	60	14.8	60 x 1
35	2025	Huíla	220	Quilengues	60	14.8	60 x 1
36	2025	Huíla	220	Tchamutete	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
37	2025	Cunene	220	Ondjiva	120	18.1	60 x 2, Pre-FS implemented*
38	2025	Cunene	220	Cahama	60	14.8	60 x 1, Pre-FS implemented*
39	2025	Cunene	220	Xangongo	60	14.8	60 x 1, Pre-FS implemented*
40	2025	Moxico	220	Luena	240	24.5	120 x 2, under Pre-FS
41	2025	Lunda Norte	220	Xa-Muteba	120	18.1	60 x 2
42	2025	Luanda	220	Viana	600	44.0	300 x 2, upgrade
43	2025	Luanda	220	Camama	120	18.1	120 x 1, upgrade
44	2025	Luanda	220	Sambizanga	240	24.5	240 x 1, upgrade
45	2025	Kuanza Norte	220	N' Dalatando	80	15.9	40 x 2, upgrade
46	2027	Moxico	220	Cazombo	60	14.8	60 x 1
47	2027	Moxico	220	Luau	60	14.8	60 x 1
48	2027	Lunda Sur	220	Muconda	60	14.8	60 x 1
49	2027	Bié	220	Kuito	120	18.1	120 x 1, upgrade
50	2030	Luanda	220	Futungo de Belas	120	18.1	120 x 1, upgrade

Pre-FS implemented*:Candidate site were selected by USTDA and DBSA.

表 12-4 220kV 変電設備計画プロジェクトリスト(2)

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Substation Name	Capacity (MVA)	Cost (MUSS)	Remarks
51	2030	Uíge	220	Negage	180	21.3	60 x 3
52	2030	Cabinda	220	Cabinda	240	24.5	120x 2
53	2030	Cabinda	220	Cacongo	120	18.1	60 x 2
54	2030	Benguela	220	Alto Catumbela	120	18.1	60 x 2
55	2030	Benguela	220	Baria Farta	120	18.1	60 x 2
56	2030	Huambo	220	Bailundo	120	18.1	60 x 2
57	2030	Huíla	220	Chipindo	60	14.8	60 x 1
58	2031	Zaire	220	M'Banza Congo	180	21.3	60 x 3, upgrade
59	2032	Cunene	220	Ondjiva	120	18.1	120 x 1, upgrade
60	2032	Lunda Sur	220	Saurimo	120	18.1	120 x 1, upgrade
61	2034	Luanda	220	Cacuaco	240	24.5	240 x 1, upgrade
62	2035	Luanda	220	PIV	480	37.5	240 x 2
63	2035	Kuanza Norte	220	Lucala	120	18.1	60 x 2
64	2035	Uíge	220	Sanza Pombo	120	18.1	60 x 2
65	2035	Bié	220	Camacupa	60	14.8	60 x 1
66	2035	Cuando-Cubango	220	Cuito Cuanavale	60	14.8	60 x 1
67	2035	Luanda	220	Cazenga	120	18.1	120 x 1, upgrade
68	2035	Bengo	220	Kapary	120	18.1	120 x 1, upgrade
69	2035	Benguela	220	Catumbela	240	24.5	120 x 2, upgrade
70	2036	Luanda	220	Sambizanga	240	24.5	240 x 1, upgrade
71	2036	Uíge	220	Maquela do Zombo	40	13.7	40 x 1, upgrade
72	2036	Huambo	220	Belém do Dango	240	24.5	240 x 1, upgrade
73	2036	Lunda Norte	220	Dundo	120	18.1	120 x1, upgrade
74	2037	Cuanza Sul	220	Gabela	60	14.8	60 x 1, upgrade
75	2038	Benguela	220	Cubal	240	24.5	120 x 2, upgrade
76	2040	Cuando-Cubango	220	Mavinga	60	14.8	60 x 1
77	2040	Malanje	220	Malanje2	120	18.1	120 x 1, upgrade
78	2040	Huíla	220	Caluquembe	60	14.8	60 x 1, upgrade
Total					11,810	772.4	

表 12-5 400kV 送電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Power Flow (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2020	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	under construction(China)
2	2020	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	under construction(China)
3	2020	Northern	400	Cambutas	Bitá	1	580	172	134.2	under construction(Brazil)
4	2022	Northern	400	Catete	Bitá	2	504	54	52.9	under construction(Brazil)
5	2025	Northern	400	Cambutas	Catete	1	791	123	95.9	Dualization
6	2025	Northern	400	Catete	Viana	1	579	36	28.1	Dualization
7	2025	Northern	400	Lauca	Capanda elev.	1	518	41	32.0	Dualization
8	2025	Northern	400	Kapary	Sambizanga	2	1130	45	44.1	For New Substation
9	2025	Northern	400	Lauca	Catete	2	868	190	186.2	Changing Connection Plan
10	2025	Central	400	Lauca	Waco kungo	1	307	177	138.1	Dualization
11	2025	Central	400	Waco kungo	Belem do Huambo	1	242	174	135.7	Dualization
12	2025	Central	400	Cambutas	Gabela	2	484	131	128.4	Pre-FS implemented*
13	2025	Central	400	Gabela	Benga	2	848	25	24.5	Pre-FS implemented*
14	2025	Central	400	Benga	Nova Biopio	2	550	200	196.0	Pre-FS implemented*
15	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Caluquembe	2	606	175	171.5	Pre-FS implemented*
16	2025	Southern	400	Caluquembe	Lubango2	2	666	168	164.6	Pre-FS implemented*
17	2025	Southern	400	Belem do Huambo	Chipindo	2	264	114	111.7	
18	2025	Southern	400	Chipindo	Capelongo	2	190	109	106.8	
19	2025	Southern	400	Nova Biopio	Quilengues	2	840	117	114.7	Pre-FS implemented*
20	2025	Southern	400	Quilengues	Lubango2	2	772	143	140.1	Pre-FS implemented*
21	2025	Southern	400	Lubango2	Cahama	2	450	190	186.2	Pre-FS implemented*
22	2025	Eastern	400	Capanda elev	Xa-Muteba	2	590	266	260.7	
23	2025	Eastern	400	Xa-Muteba	Saurimo	2	510	335	328.3	under Pre-FS
24	2027	Southern	400	Capelongo	Ondjiva	2	292	312	305.8	
25	2027	Southern	400	Cahama	Ondjiva	2	442	175	171.5	
26	2027	Southern	400	Cahama	Ruacana	2	409	125	122.5	International Interconnection
Total								3,948	3,654.2	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補ルート選定等を実施

表 12-6 220kV 送電設備計画プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Required Capacity (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUS\$)	Remarks
1	2020	Southern	220	Lubango2	Lubango	2	360	30	13.5	Pre-FS implemented*
2	2020	Southern	220	Lubango2	Namibe	2	360	162	72.9	Pre-FS implemented*
3	2020	Southern	220	Namibe	Tombwa	2	120	97	43.7	Pre-FS implemented*
4	2020	Eastern	220	Saurimo	Lucapa	2	300	157	70.7	Pre-FS implemented*
5	2020	Eastern	220	Lucapa	Dundo	2	240	135	60.8	Pre-FS implemented*
6	2022	Northern	220	Bitá	Camama	2	840	21	9.5	
7	2022	Northern	220	Catete	Zango	2	360	40	18.0	
8	2022	Northern	220	Capanda elev.	Maranje	2	360	110	49.5	
9	2022	Central	220	Gabela	Alto Chingo	1	300	81	29.2	Dualization
10	2022	Central	220	Quibala	Waco Kungo	2	120	92	41.4	
11	2022	Central	220	Lomaum	Cubal	2	360	2	0.9	
12	2022	Southern	220	Lubango	Matala	2	120	168	75.6	Pre-FS implemented*
13	2022	Southern	220	Matala HPS	Matala	1	41	5	1.8	upgarade
14	2022	Southern	220	Capelongo	Cuchi	2	420	91	41.0	
15	2022	Southern	220	Cuchi	Menongue	2	360	94	42.3	
16	2025	Northern	220	Sambizanga	Golfe	2	360	7	3.2	
17	2025	Northern	220	Kapary	Caxito	2	60	26	11.7	
18	2025	Northern	220	N'Zeto	Tomboco	2	220	5	2.3	For Substation inserted
19	2025	Northern	220	M'banza Congo	Tomboco	2	220	5	2.3	For Substation inserted
20	2025	Northern	220	Sambizanga	Chicala	2	480	7	3.2	
21	2025	Northern	220	Catete	Maria Teresa	2	60	51	23.0	
22	2025	Central	220	Alto Chingo	Cuacra	2	60	25	11.3	
23	2025	Central	220	Alto Chingo	Port Amboim	2	120	60	27.0	
24	2025	Central	220	Quileva	Nova Biopio	1	550	18	6.5	Dualization
25	2025	Central	220	Quileva	Catumbela	2	240	8	3.6	
26	2025	Central	220	Nova Biopio	Bocoio	2	120	5	2.3	For Substation inserted
27	2025	Central	220	Lomaum	Bocoio	2	120	5	2.3	For Substation inserted
28	2025	Central	220	Belem do Huambo	Ukuma	2	60	66	29.7	
29	2025	Central	220	Belem do Huambo	Catchiungo	2	720	76	34.2	Strengthen
30	2025	Central	220	Catchiungo	Kuito	2	480	85	38.3	Strengthen
31	2025	Central	220	Kuito	Andulo	2	60	110	49.5	
32	2025	Southern	220	Cahama	Xangongo	2	180	97	43.7	Pre-FS implemented*
33	2025	Southern	220	Ondjiva	Xangongo	1	120	97	34.9	Pre-FS implemented*
34	2025	Southern	220	Capelongo	Tchamutete	2	120	98	44.1	
35	2025	Eastern	220	Saurimo	Luena	2	240	265	119.3	Pre-FS implemented*
36	2027	Eastern	220	Saurimo	Muconda	2	180	187	84.2	
37	2027	Eastern	220	Muconda	Luau	2	120	115	51.8	
38	2027	Eastern	220	Luau	Cazombo	2	60	264	118.8	
39	2030	Central	220	Cubal	Alto Catumbela	2	120	47	21.2	
40	2030	Central	220	Catchiungo	Bailundo	2	120	66	29.7	
41	2030	Central	220	Benguela Sul	Baia Farta	2	120	30	13.5	
42	2030	Northern	220	Uige	Negage	2	620	5	2.3	For Substation inserted
43	2030	Northern	220	Pambos de Sonhe	Negage	2	620	5	2.3	For Substation inserted
44	2035	Northern	220	Viana	PIV	2	480	7	3.2	
45	2035	Northern	220	Negage	Sanza Pombo	2	120	109	49.1	
46	2035	Central	220	Kuito	Camacupa	2	60	145	65.3	
47	2035	Southern	220	Menongue	Cuito Cuanavale	2	120	189	85.1	
48	2035	Southern	220	Cuito Cuanavale	mavinga	2	60	176	79.2	
Total								3,746	1,667.6	

Pre-FS implemented*:USTDAとDBSAで候補ルート選定等を実施

表 12-7 電源用送電線プロジェクトリスト

Project#	Year of operation	Area	Voltage (kV)	Starting point	End point	number of circuit	Generation Capacity (MVA)	Line Length (km)	Cost (MUSS)	Remarks
1	2025	Northern	400	HPP Caculo Cabaça	Cambutas	2	496	54	52.9	under construction(China)
2	2025	Northern	400	HPP Caculo Cabaça	Lauca	2	1326	25	24.5	
3	2025	Northern	400	TPP Soyo 2	Soyo	2	750	5	4.9	
4	2025	Central	400	TPP Lobito CCGT #1	Nova_Biopio	2	750	23	22.5	
5	2025	Northern	220	TPP Cacuo GT #1	Cacuo	2	375	5	2.3	
6	2025	Northern	220	TPP Cacuo GT #2	Cacuo	2	375	5	2.3	
7	2025	Northern	220	TPP Boavista GT #3	Sambizanga	2	375	5	2.3	
8	2030	Northern	220	HPP Quilengue ⑤	Gabera	2	210	37	16.7	
9	2030	Southern	400	HPP Baynes	Cahama	2	300	195	191.1	
10	2030	Central	220	TPP Quileva GT #4	Quileva	2	250	1	0.5	
11	2030	Central	220	TPP Quileva GT #5	Quileva	2	250	1	0.5	
12	2030	Central	220	TPP Quileva GT #6	Quileva	2	250	1	0.5	
13	2030	Northern	400	TPP Soyo GT #7	Soyo	2	375	5	4.9	
14	2035	Northern	400	HPP Zenzo	Cambutas	2	950	41	40.2	
15	2035	Northern	400	HPP Genga	Benga Switch-yard	2	900	30	29.4	
16	2035	Central	400	TPP Lobito CCGT #2	Nova_Biopio	2	720	23	22.5	
17	2035	Southern	220	HPP Jamba Ya Mina	Matala	1	205	86	31.0	
18	2035	Southern	220	HPP Jamba Ya Oma	HPP Jamba Ya Mina	1	79	37	13.3	
19	2040	Northern	220	HPP Túmulo Caçador	Cambutas	2	453	16	7.2	
20	2040	Southern	220	TPP Namibe CCGT #3	Namibe	2	750	17	7.7	
21	2040	Central	400	TPP Lobito CCGT #4	Nova_Biopio	2	375	23	22.5	
Total								635	499.4	

下図に電源開発の地点の年毎の開発スケジュールと主要な系統計画の年ごとの展開をまとめた。

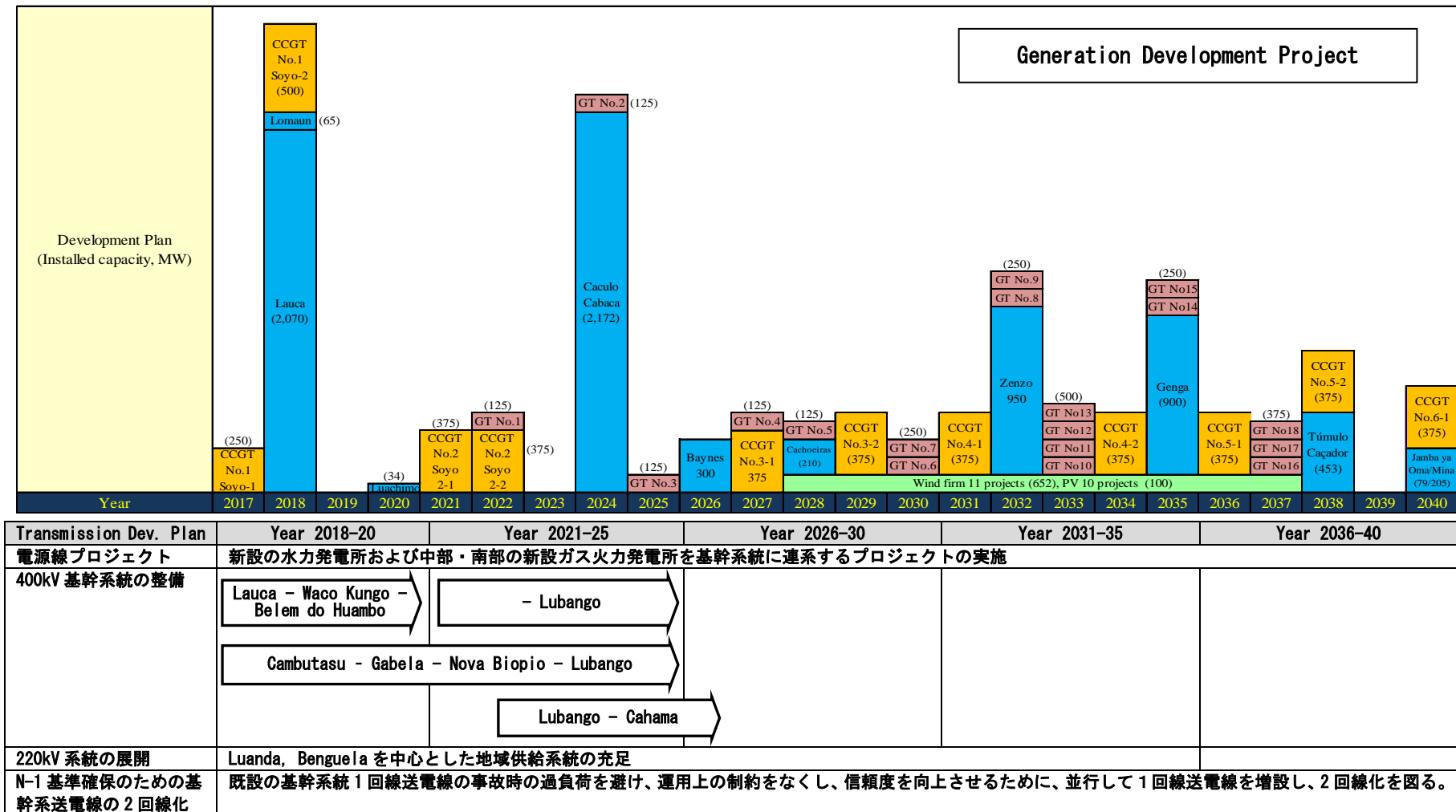


図 12-1 電源開発計画と送電開発計画のまとめ

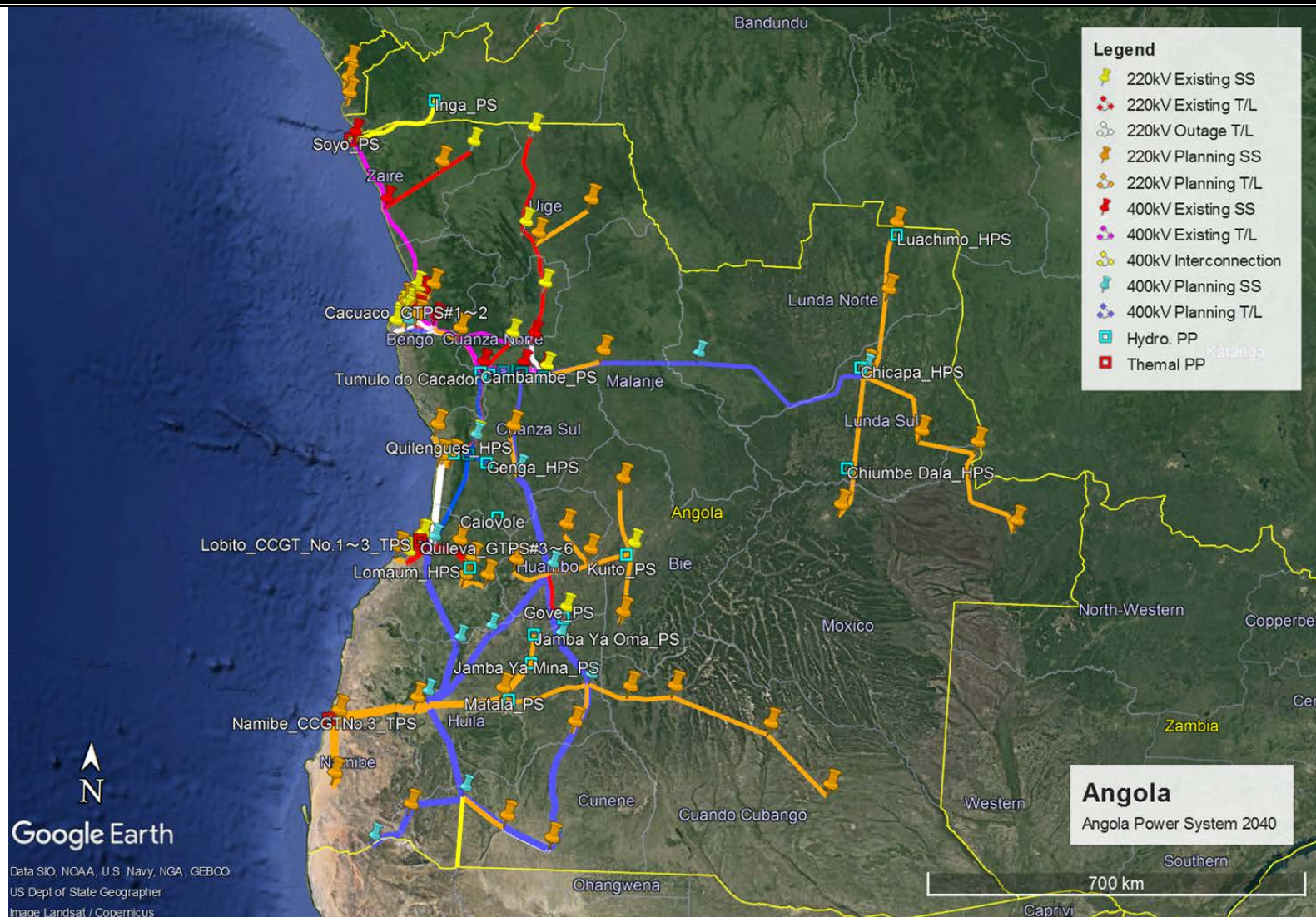


図 12-2 2040年のプロジェクト・マップ

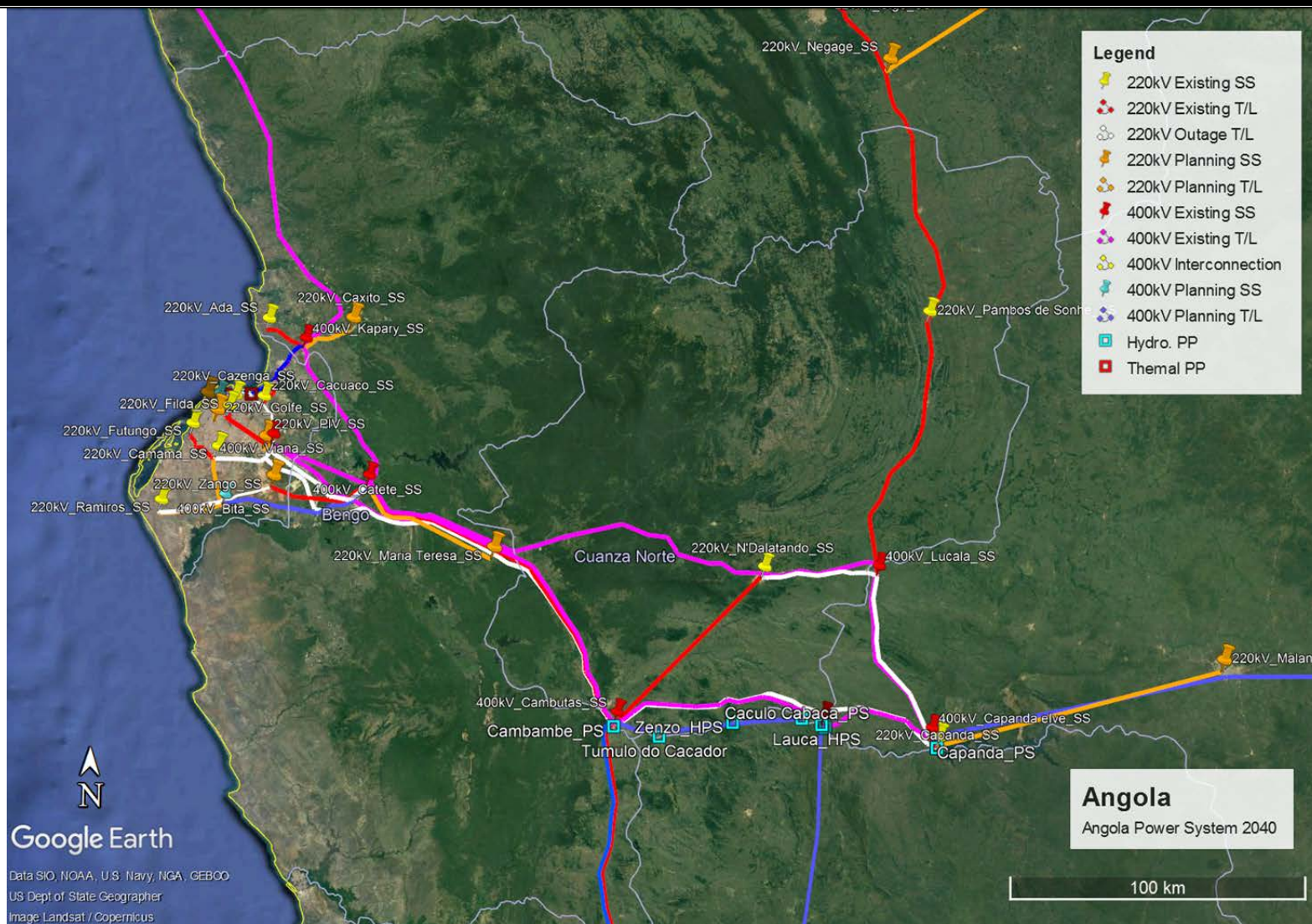


図 12-3 2040年のプロジェクト・マップ (Luanda 近郊)

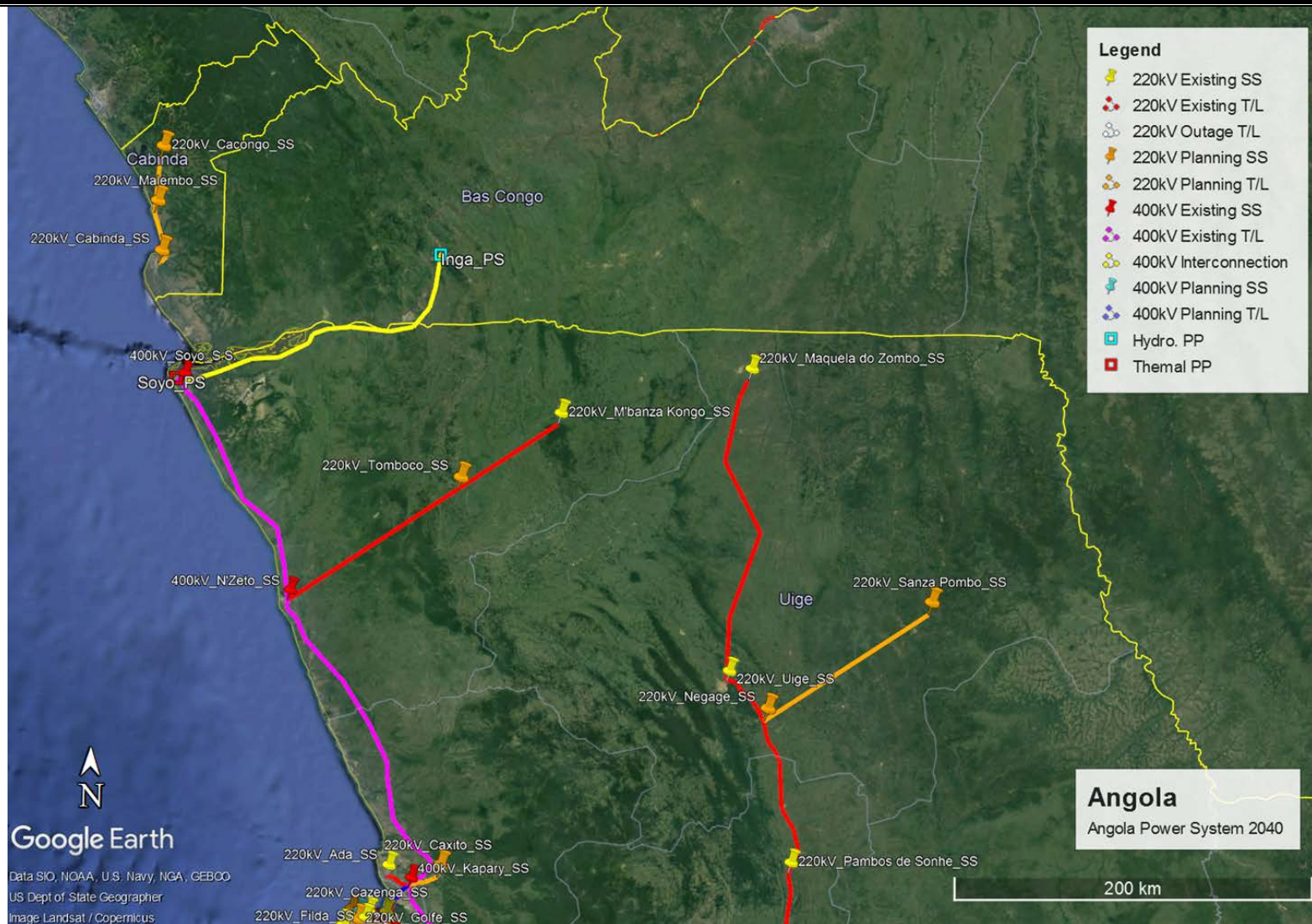


図 12-4 2040年のプロジェクト・マップ (Luanda 北部)

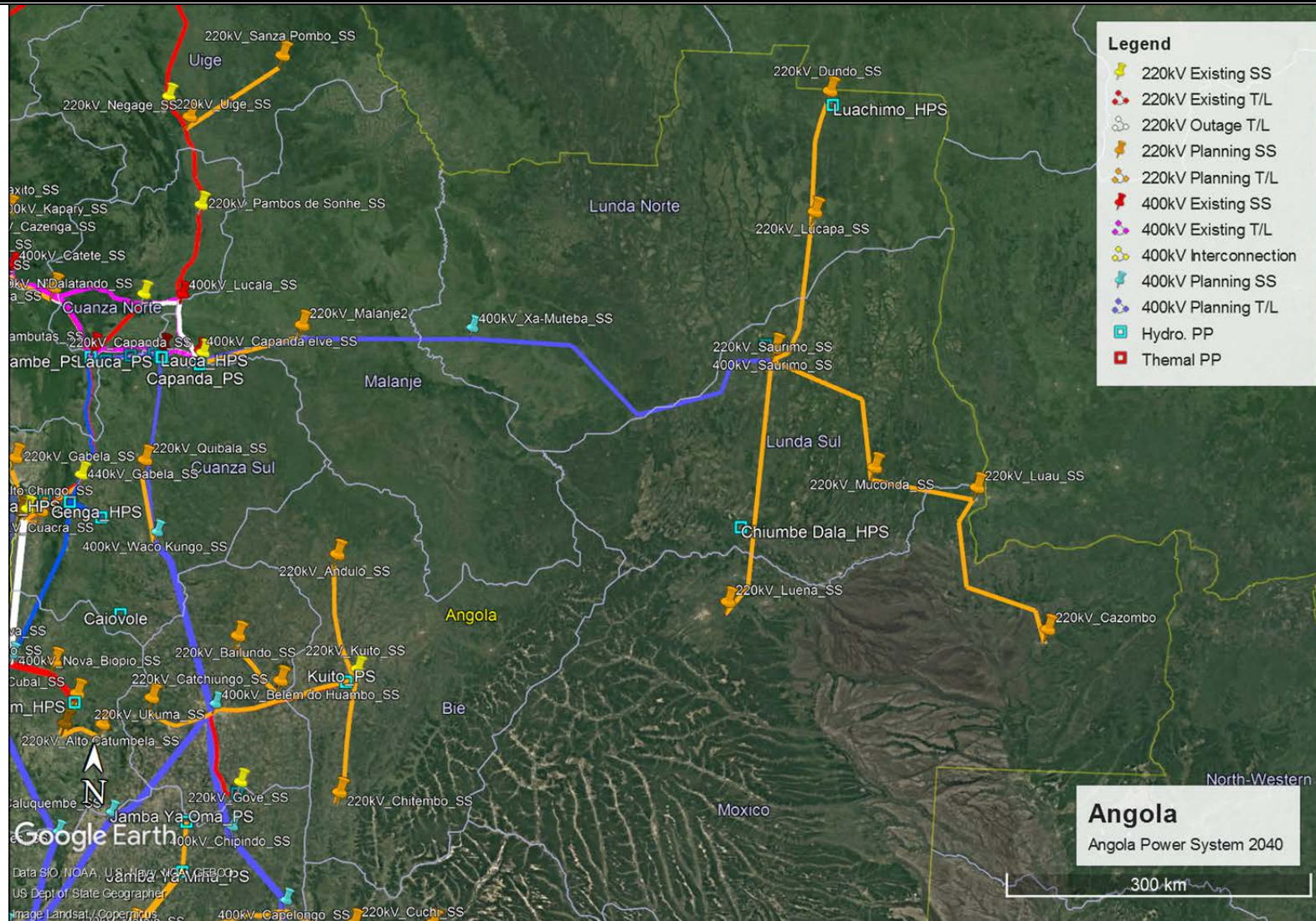


図 12-5 2040年のプロジェクト・マップ (Luanda 東部)

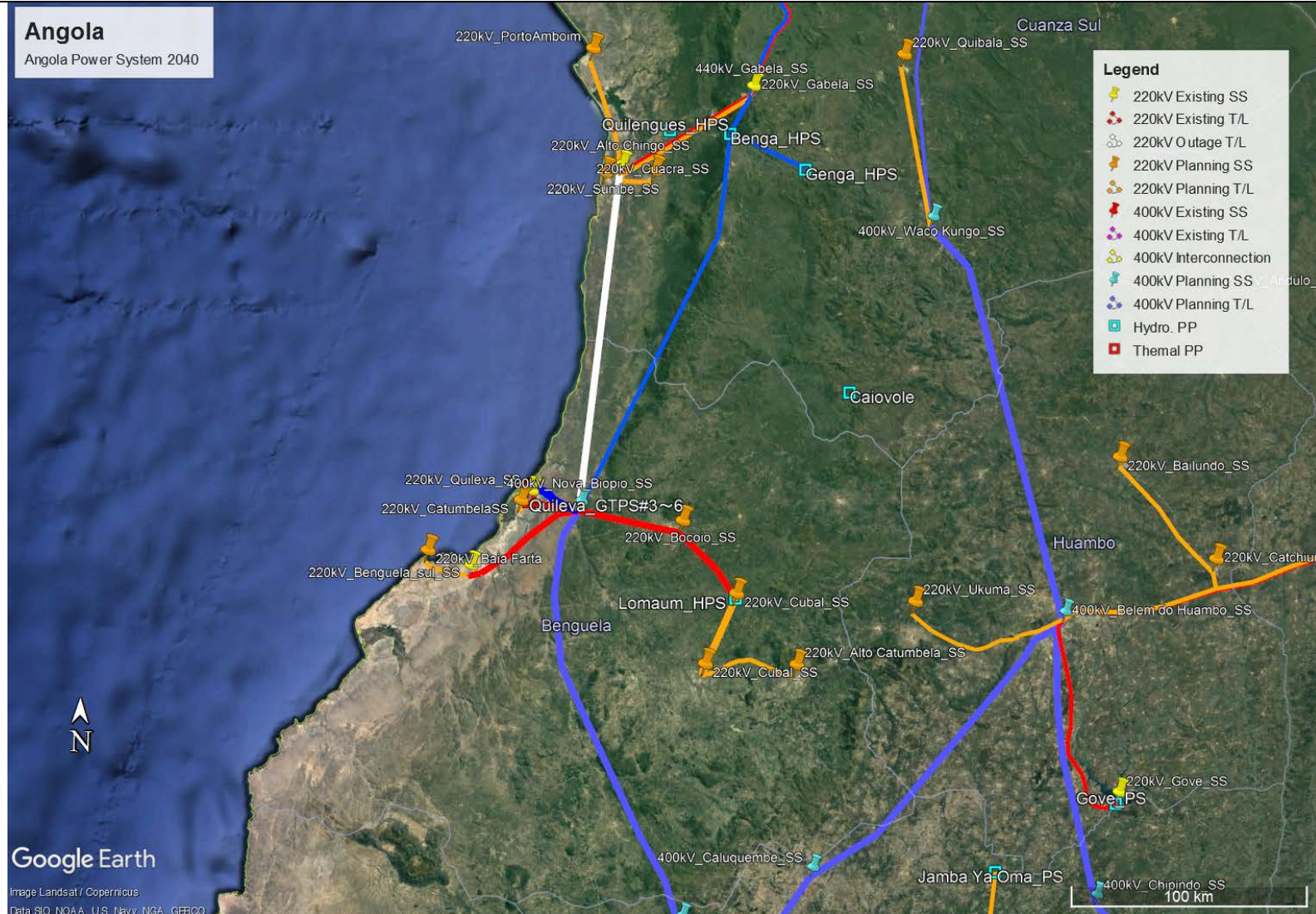


図 12-6 2040年のプロジェクト・マップ (中部)

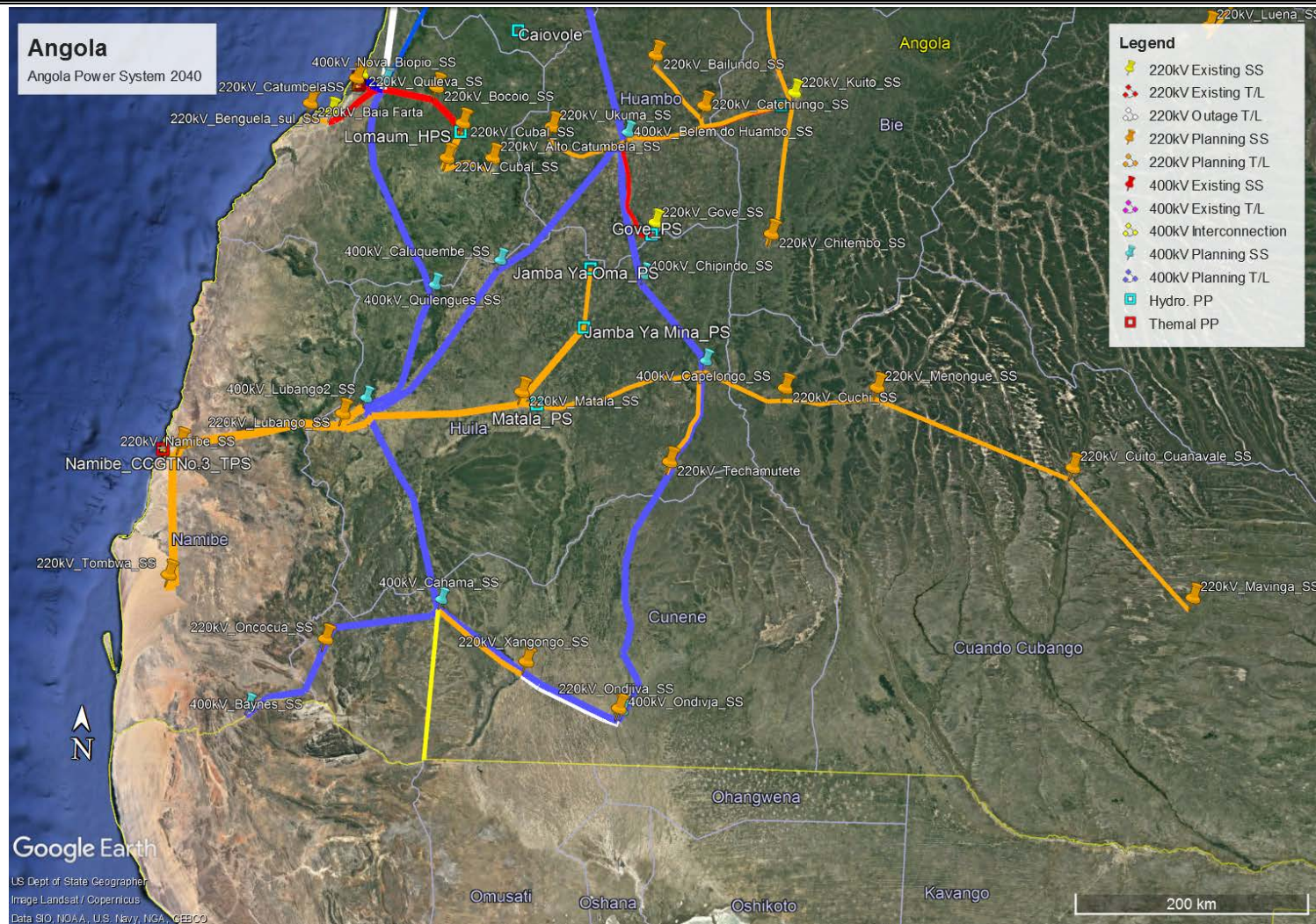


図 12-7 2040年のプロジェクト・マップ (南部)

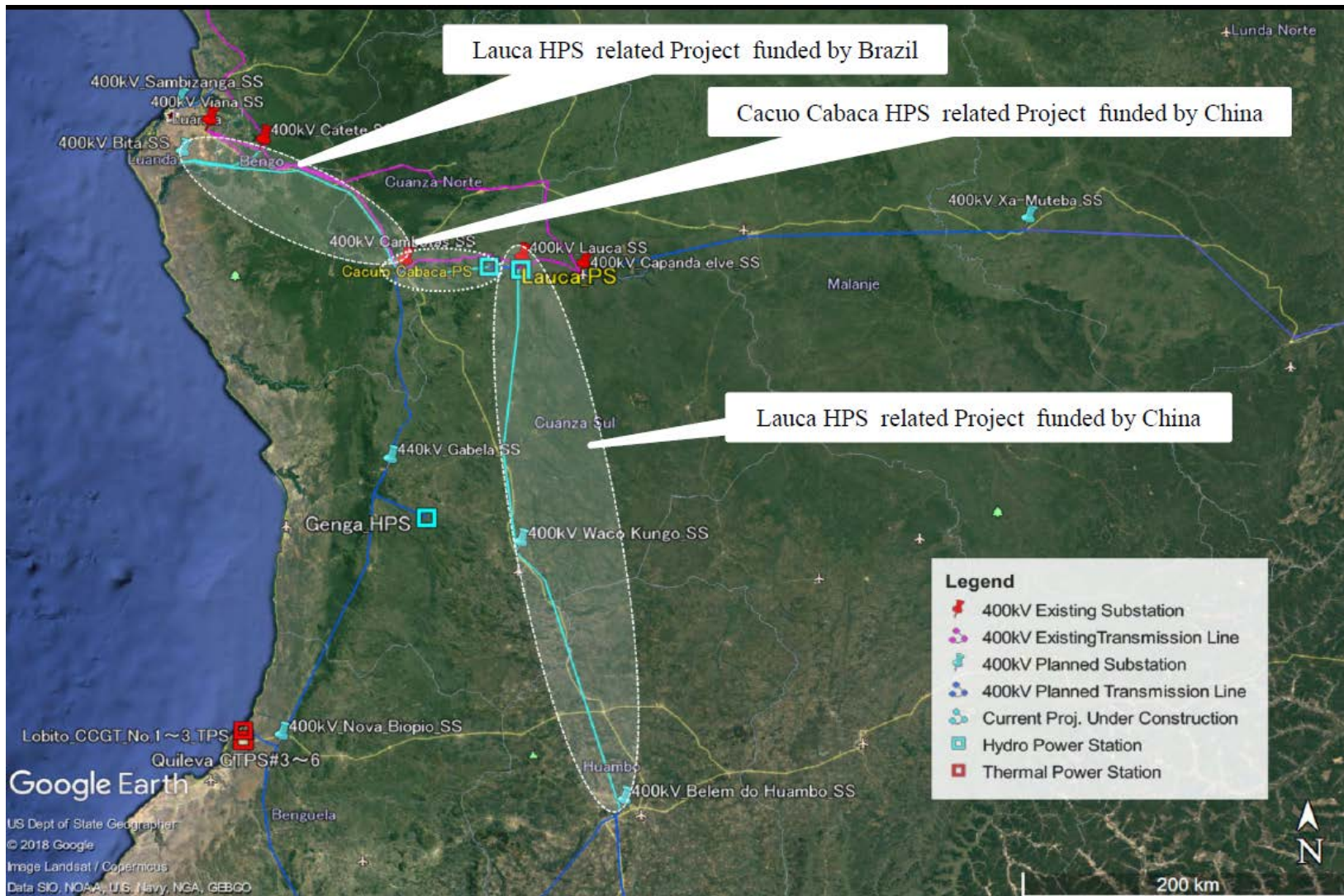


図 12-8 現在実施中のプロジェクト

12.2 我が国が協力可能な案件

12.2.1 南部送電システム増強プロジェクト

北部系統における送電システム増強プロジェクトは中国やブラジル資金により既に進められており、日本が協力を行うには、中部・南部方面の送電システム増強プロジェクトが適当である。加えて、当該地域において JICA はナミベ港の改修を無償支援しており、物流とともに電力アクセスを改善することで経済成長に貢献する事ができる。

但し、日本が資金協力を行う上で、本邦企業参加の可能性を考慮すべきであり、この点から安全面での検討が必要となる。

そこで、外務省海外安全ホームページから、アンゴラ危険度マップを入手し、アンゴラの送電システム増強計画を重ねて表示を行ったのが、図 12-9 である。

この図から2つの可能性が見いだせる。一つは、Benguela 州の Lobito 港近傍 CCGT 電源開発と 400kV Nova BioPio 変電所への 400kV 電源線開発であるが、23km と亘長も短く、この地域の送電システム増強については、既に中国勢が手がけ始めているのを、第二回の Benguela・Huambo の地方調査で確認している。

もう一つの可能性として、Namibe 港近傍 CCGT 電源と 220kV Namibe 変電所および 400kV Lubango2 変電所を結ぶ 220kV 送電線開発である。この地域については、第3回地方調査でルート沿いを車両で踏査しており、安全上大きな問題はないことを把握しており、規模的にも好ましいと思われるので推奨したい。また、同時期に、近傍に大規模風力発電所の開発が予定されている 220kV Tombwa 変電所までを含めることとした。

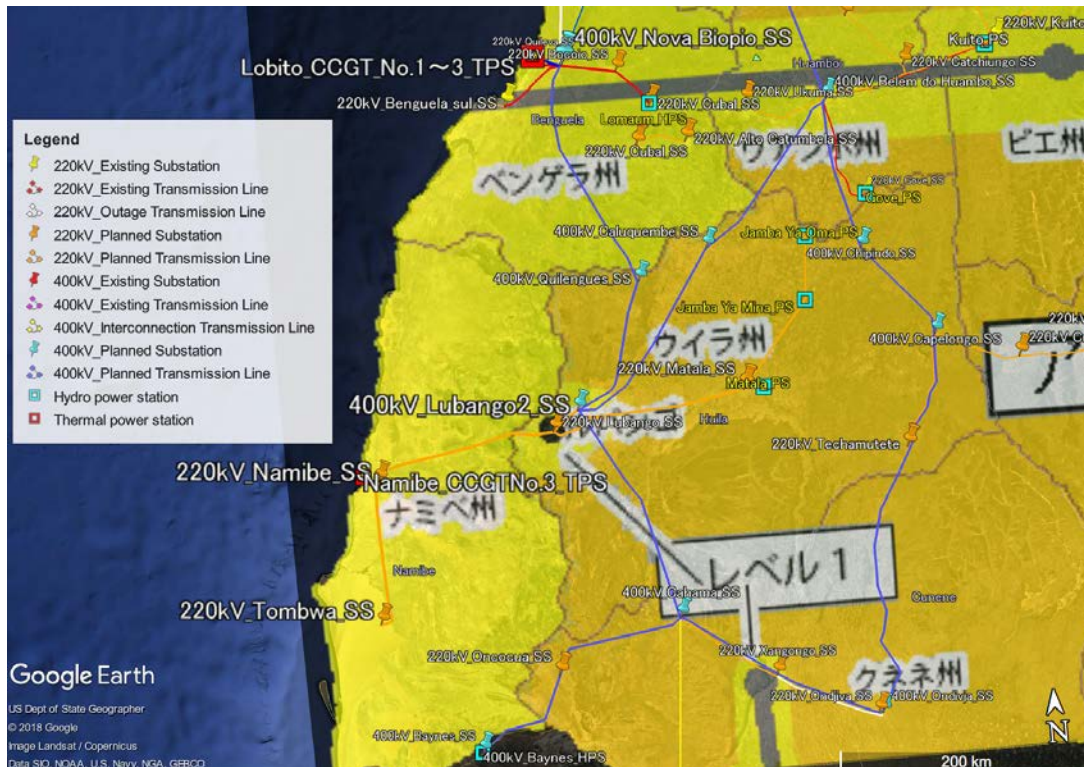


図 12-9 危険度マップ上の送電システム増強計画

表 12-8 南部送電システムプロジェクト

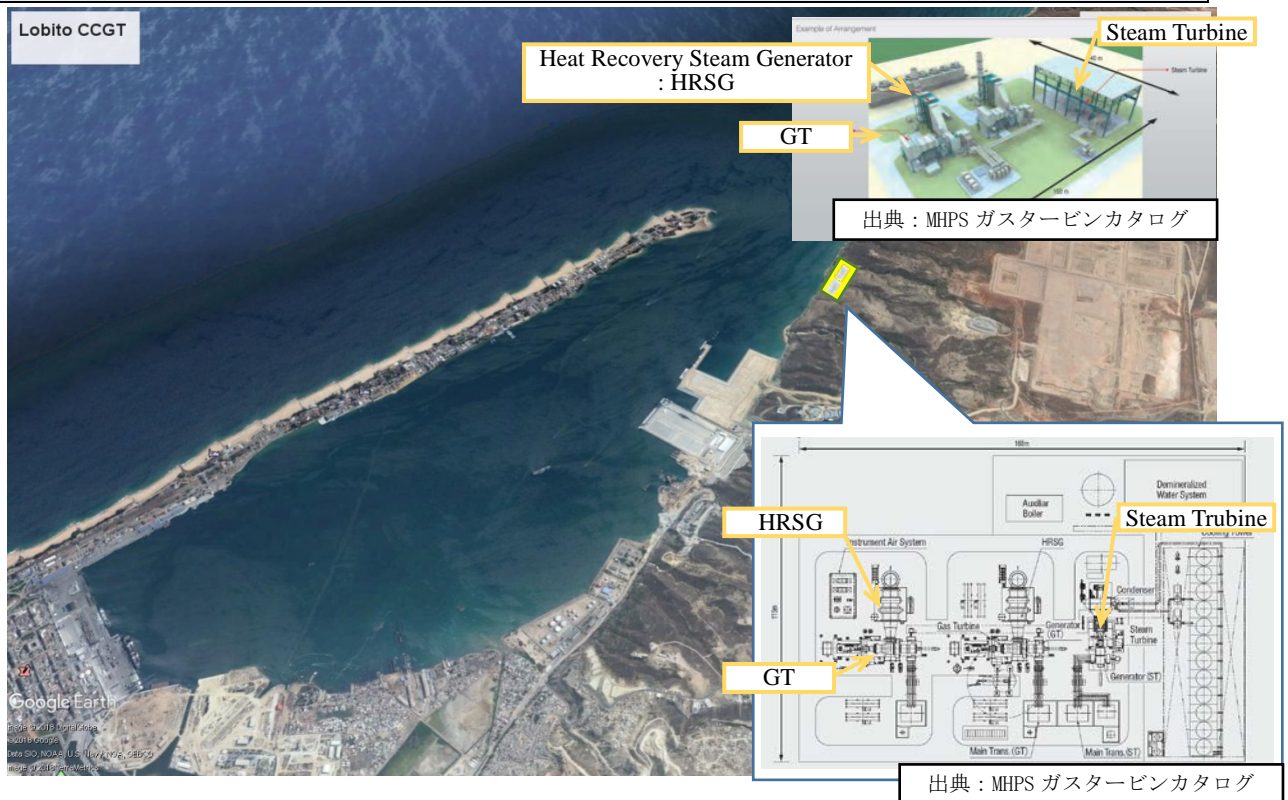
	電圧	設備名称	規模	概算コスト(MUS\$)
変電所	400kV	Lubango2	900MVA	51.3
	220kV	Namibe	240MVA	24.5
	220kV	Tombwa	120MVA	18.1
送電線	220kV	Lubango2-Namibe線	2回線、亘長154km	68.0
	220kV	Namibe-Tombwa線	2回線、亘長110km	49.5
			プロジェクト合計	211.4

12.2.2 新設CCGTプロジェクト

第6章でのべたように、アンゴラ国においては、ミドル需要電源として CCGT を導入することが、最適電源構成を実現するためには必要である。CCGT に関して、日本メーカーは世界トップクラスの技術を有しており、協力の可能性がある分野である。典型的な CCGT プロジェクトとしては、表 12-9 に示すものが考えられる。

表 12-9 CCGT プロジェクトの例

項目	諸元
プロジェクト内容	発電所新設
出力	約 750MW/発電所
建設コスト	約 900millUSD
プロジェクト範囲	CCGT 主機、補機 (冷却器、燃料受けタンク、気化器など)、土木・建築工事一式
プロジェクト・タイプ	EPC、BOT、IPP
*上記の価格は発電所建設部分であり、使用する燃料によって以下の燃料供給設備を追加で設置する必要がある。	
参考(価格は調査団が調査した日本価格)	LNG タンク建設費：100-150millUSD/基 ガスパイプライン価格：4-13millUSD/km FSRU (Floating Storage Regasification Unit)：250-330 millUSD (Capacity 140,000m3) LPG タンク建設費：10-30millUSD/unit(Capacity 20,000m3)
【タンクについて】750MW 級の CCGT は1ヶ月に約 50,000m3 の LNG が必要である。125,000m3 の LNG タンクが1基あれば、2ヶ月以上の燃料を貯蔵可能である。燃料受け入れ時のタンクからの燃料供給をどう考えるかによるが、利便性を考えれば2基あることが好ましい。2基あれば、4発電所程度の CCGT までは供用可能と考えられる。同様に LPG の場合、1ヶ月で約 30,000 トンの LPG が必要である。LPG は LNG と違い、調達経路が多様化しているため大量に貯蔵する必要は無い。バックアップも含めても、おおよそ 20,000 トン程度のタンクを整備すればよいと考えられる。	



12.2.3 ピーク電源(GT)増設・SCADA導入プロジェクト

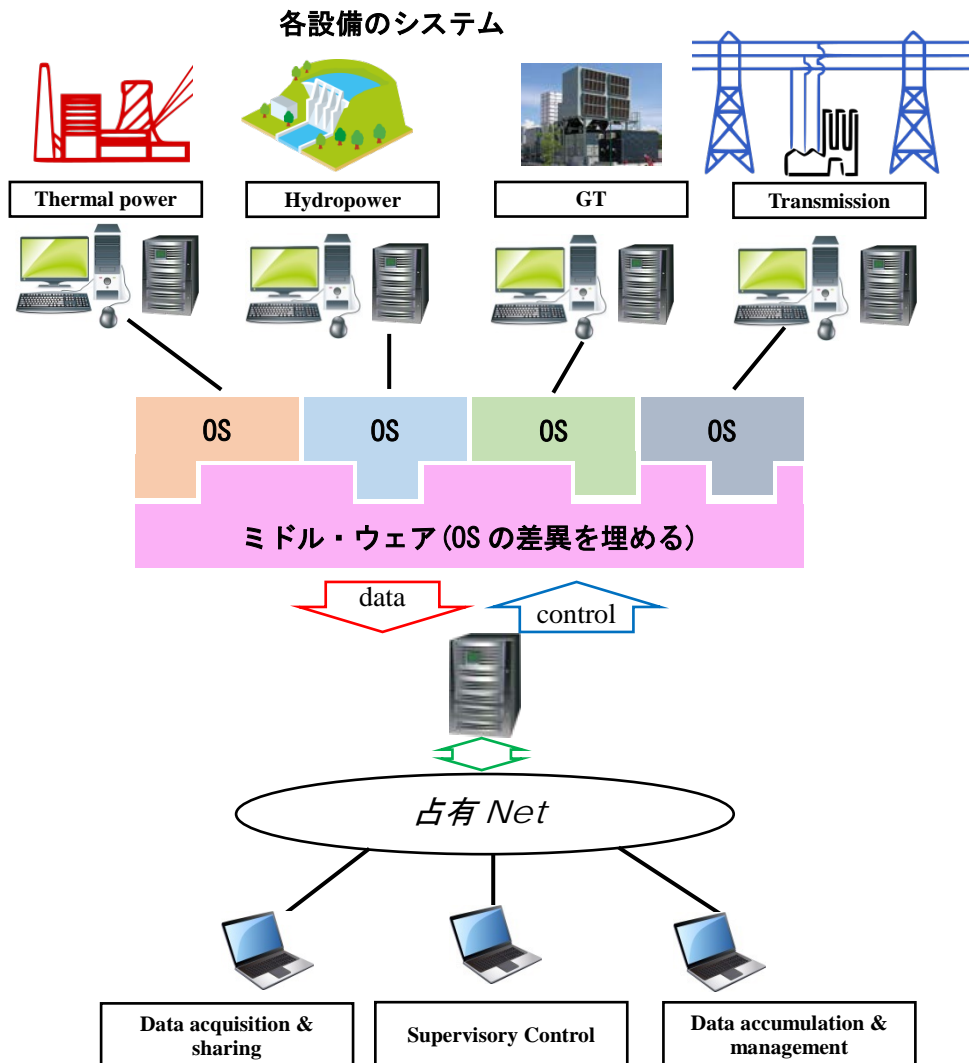
最適電源計画の検討結果、ピーク需要電源として GT を相当量導入する必要があることが明らかとなった。日本メーカーはこの分野において、世界トップレベルの技術を有している為、技術協力が可能と考えられる。

ピーク需要電源に求められる特質としては、低稼働率時において発電コストが安いという以外に、ピーク需要発生時によく見られる急激な負荷変動にたいして追従できることがあげられる。その為には発電 SCADA などのコントロール・システムが必要となる。SCADA を導入することにより発電データ、需要データも容易に集積可能となるので、系統運用業務の効率化、系統安定確保にもつながる。

日本はこの分野でも多くの経験を有しているので技術協力が可能と考える。

表 12-10 ピーク電源と SCADA 導入プロジェクトの例

GT プロジェクト		SCADA 導入	
プロジェクト内容	発電所新設	プロジェクト内容	SCADA 開発・導入
出力	約 100MW/基	コスト	開発規模により異なる
建設コスト	約 60~80millUSD/基		
プロジェクト・タイプ	EPC、BOT	プロジェクト・タイプ	技術プロジェクト



12.2.4 老朽水カリパワリングプロジェクト

アンゴラにある Biópio 水力発電所と Matala 発電所は中規模の水力発電所で、それぞれの地方の中核的な電源であった。しかし、いずれも 1950 年代に開発されたため、老朽化ほかの原因から設備の損傷、効率の低下等の問題を抱えている。これらの水力発電所は設備診断を行い、リハビリを実施することが、地域の電力供給増強の為に効果的と考える。

日本はこの様な老朽水カリパワリングの経験を多数有しているので技術協力が可能な分野と考える。

表 12-11 発電所の状況

Name	Province	Municipality	Installed capacity (MW)	Available capacity (MW)	Commissioning Year	Status
Biópio	Benguela	Lobito	14.58 (4x 3.645)	12.0	1955	水圧管路が破損して、水車に水を供給できない状態。その為、発電所は完全停止となっている。
Matala	Huíla	Matala	40.8 (3x 13.6)	27.2	1959	3ユニットの内、1ユニットは設置されていない状況。残りの2ユニットの効率も低下していると推定される。

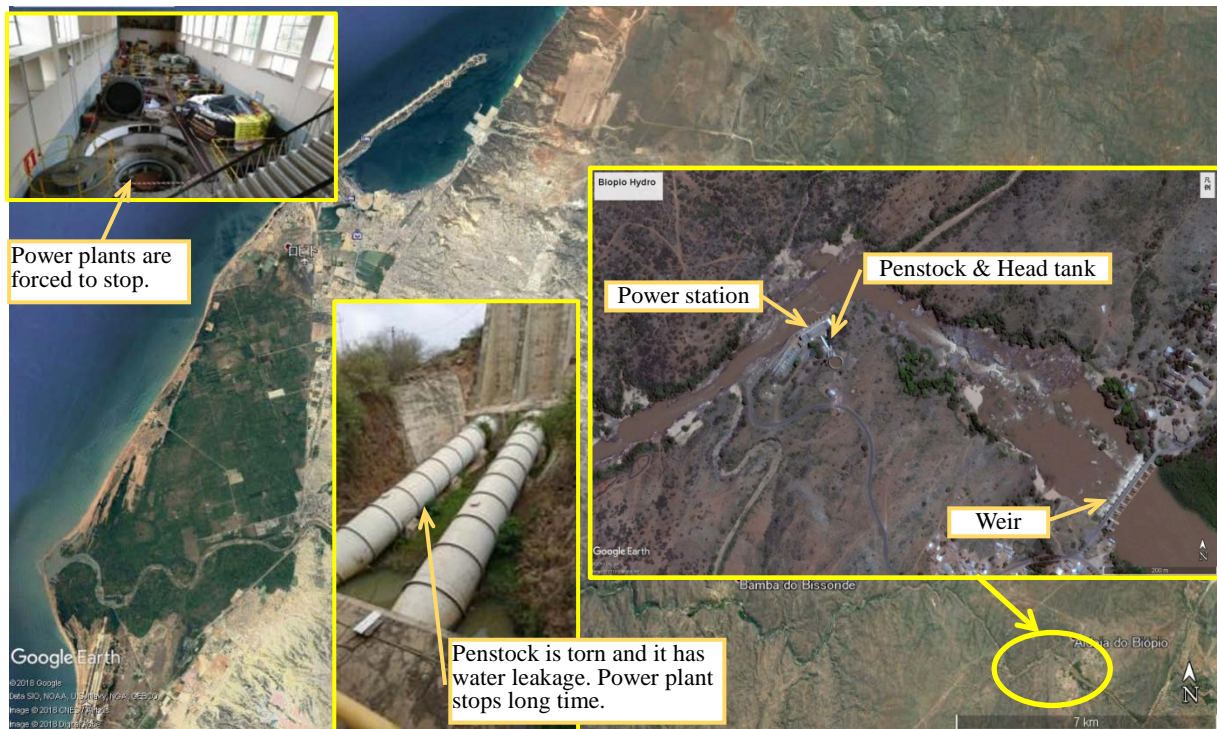


図 12-10 Biópio 水力の現状

12.3 電力セクター開発計画に係るMINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEAのアクションプランへの助言

12.3.1 電力セクター開発計画に係るアクションプラン

開発計画に係るアクションプランとしては次の様なものが想定される。

表 12-12 電力セクター開発計画に係るアクションプラン

目的	項目	アクションプラン内容
電力マスタープランのメンテナンスに係わるアクションプラン	体制の構築	➤ Institute of Power Development Planing (IPDP) (仮称) の設立
	マスタープラン改定の継続	電力需要想定見直しの継続
		➤ 経済指標他の必要データの収集
		➤ 需要データの収集、集積方法の改善
➤ 需要家等へのヒアリング		
電源開発計画見直しの継続	➤ エネルギー調達計画の見直し	
	➤ 水力・火力の最新技術情報の収集継続	
	➤ 包蔵水力調査の継続	
➤ 最適電源計画の検討継続		
送電開発計画見直しの継続	➤ 電力供給・電力需要インバランスの分析継続	
	➤ 送変電設備計画基準の見直し	
	➤ 潮流計算の見直し	
開発プロジェクトの実行に係わるアクションプラン	会社運営・プロジェクト管理	➤ マスタープランの中期計画への落とし込み
	資金調達の管理・改革	➤ 料金体系の改善検討 ➤ 借款の活用法の検討 ➤ 民間資金の活用法の検討
その他	給電指令組織の改革	➤ SCADA の導入検討 ➤ 給電指令体制の整備

次項以降、アクションプランの内、特記すべきものを述べる。

12.3.2 電力マスタープランの定期的な改定作業の実施、担当部署の設置

電力マスタープランの策定の前提条件となる電力需要、発電状況、プロジェクト・スケジュール、電力技術は日々変化や進化し続けるため、電力マスタープランは3～5年毎に見直すことが重要である。それを実現するためには、専任の部署が必要となる。

現状においてアンゴラの電力計画部門は各公社に分散配置されており、そこでの検討結果をMINEAが集約している。この体制は必ずしも効率的、効果的とは言えない。その為、近い将来、電力計画（需要想定、電源開発計画、送配電開発計画）を担う部門をMINEAの中に設立し、意欲のあるスタッフを集結すべきであり、そこで一貫性のあるマスタープランの改定作業を行い、併せて人材の育成をすべきと考える。その準備を直ちに進める必要がある。

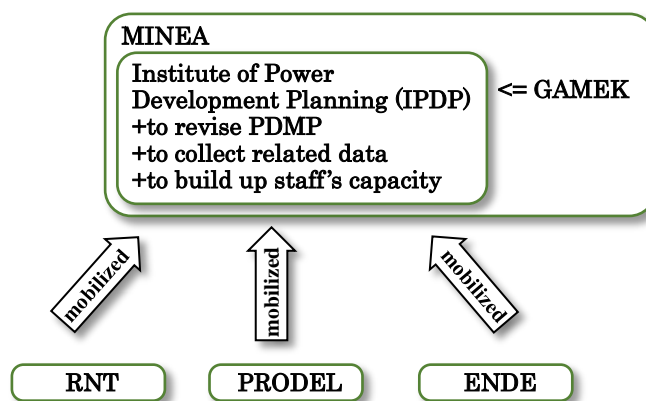


図 12-11 電力開発マスタープラン策定組織の一例

12.3.3 正確な需要想定手法確立への改善活動

現状のアンゴラでは、電力需要予測をするに必要なデータの蓄積がされていない。今後、電力マスタープランをより良いものに改定していくためには、これらのデータを蓄積すると同時により精度の良い電力需要予測が可能な体制を整える必要がある。また、産業・商業用の特殊需要を予測、把握するために、ENDE が配電 S/S の供給エリア単位での需要家の契約要請や工場建設情報、商業施設開発情報などの把握をする必要があり、その為のヒアリング体制を構築する必要がある。

電力需要予測体制の一例を次に示す。

MINEA/需要予測チーム	RNT/Dispatching Center	ENDE
<p>経済関連省庁との連携体制の構築</p>		
<p>実績値の把握</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ GDP ➢ センサス (人口動態、世帯数他) ➢ 負荷曲線/系統負荷率など 	<p>電力需要の収集・集計</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ S/S 毎の毎時間(8,760hr)需要データの把握(独立系統含む) ➢ Load Shedding 量の推定 	
<p>基礎データの設定</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ GDP 想定 ➢ 人口動態、世帯数他 ➢ 年負荷率想定 ➢ 地方電化率の想定他 		<p>需要家契約状況の把握(ヒアリング)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 顧客件数の推移 ➢ 需要家毎の需要動向
<p>民生需要分析</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ GDP 弾性値、価格弾性値などの分析・設定 ➢ 消費電力量(kWh)の算定 		
<p>電力需要量(kW)の算定</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 年負荷率による換算 ➢ 特殊大口需要の加算 		<p>大口契約要望のヒアリング</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ ヒアリング体制の構築 ➢ 大口需要家 ➢ 地域開発計画 ➢ 特殊大口需要の把握

図 12-12 電力需要予測の作業内容と体制

12.3.4 包蔵水力調査の見直し

電源開発計画を策定するに当たり、考慮すべき重要項目として水力開発計画があげられる。特にアンゴラ国のように水力の電源比率が大きい場合は尚更である。

水力開発計画検討時に参考にする最も基本的なデータが包蔵水力調査データである。包蔵水力調査結果は気象変化を含む自然環境要因変化、社会環境要因変化、経済要因変化などにより影響されるため、定期的に見直すことが肝要である。アンゴラ国においては、Energia の中で一部包蔵水力に関する記述が見られるが、その調査の定期的な改定の実施状況に関しては不明である。その為、本レポートにおいては、その定期的な改定を推奨する。

12.3.5 資金調達方法の改善

第9章で示したように、発電セクターへの投資額は総額 31,548MUSD にのぼる。発電セクターへの投資を全額国家財政で賄うのは不可能である。これらの資金調達を可能にするための方策としては、主に次のことが考えられる。

- 民間資金の活用
- 多様な ODA の活用
- 電力料金システムの改善

(1) 民間資金活用のための枠組み作り

財政負担軽減の一つの方策としては、IPP など、民間資金の活用が考えられる。アンゴラ国においても、2011 年 4 月に PPP 法が発効されており、2021 年からの IPP 導入を目指しているが、参入免許の授与方法（入札方法）、売電契約方法、料金体系などが未だに明確になっていないことから、具体的な制度設計を進めていく必要がある。

(2) 外部から借入れる方法とスキームの確立

アンゴラは、ヨーロッパの各国や中国から借入れを行ってきたが、これからは資金調達の多様化を図る観点からも、援助機関や中国以外の国からの支援も考えるべきである。ただし OECD の加盟国によるローンや援助機関が提供するローンは、中国による資金援助とは異なる考え方や融資条件になることに留意する。

- アンゴラでは、外部の資金で開発する案件は GAMEK が建設を行い、運開後に PRODEL、RNT、ENDE に設備を引き渡す。また借入れの返済はアンゴラ政府が行っており、その意味において実施機関(implementation agency)と資金の借り手(borrower)また返済者(repayer)が別々になっていると思われる。ここで借入れに伴う財務負担や政府保証の可否など考えると、このように実施機関、資金の借り手、資金の返済者が別々でよいか、再度検討しなければならない。
- 各援助機関の案件形成サイクルに習熟し、融資の審査で必要なこと、またどの程度時間がかかるか知っておかなければならない。またその情報をもとに、どの案件に支援を要請し、どれを自分で開発するか決めることができる。
- JICA や AfDB のローンには政府の保証が必要である。また JICA の円借款は、相手国から正式に要請することが前提である。従って、案件の実施機関だけでなくアンゴラ政府内にも、所管官庁の承認手続や正式に要請するフローを確立しておかなければならない。
- 一方でアンゴラ政府の対外債務にも留意し、アンゴラ政府の保証が得られなくなるリスクも考えなければならない。かりに政府の保証が得られない場合、外部から借入れができなくなり開発が進まなくなるリスクが発生する。その場合は、料金を値上げして案件実施機関の財務内容を充実させるなどの努力が必要になる。
- 案件を審査するには、それなりの時間と費用をかけて調査した Implementation Report (I/P) レポートが必要である。例えば JICA では、プロジェクトサイクルの中で必要な調査を進める制度(※)がある。これらを活用するためにも、援助機関の案件形成サイクルを熟知するべきである。

※JICA のプロジェクトサイクルに沿った、有償資金協力促進調査 (SAF : Special Assistance Facility) のこと。案件形成促進調査 (SAPROF : Special Assistance for Project Formation)、案件実施促進調査 (SAPI : Special Assistance for Project Implementation)、援助効果促進調査 (SAPS: Special Assistance for Project Sustainability) の 3 種類ある。

例として、火力発電所に円借款を活用する場合のプロジェクト・スケジュールの一例を表 12-13 に示す。

表 12-13 円借款の流れ

Time Table	Item	Duration
1. Project Preparation	Fact finding mission, F/S etc.	1-2 years
2. Official Request of loan	Follow the official procedure of the financial institutions
3. Project formation	Follow the project cycle and make use of the official project formation support system such as SAPROF (※) .	1-2 years
4. Appraisal of the project	If necessary, Exchange of E/S loan agreement	
5. Exchange of Notes and Loan Agreement	Sometimes including E/S loans	
6. Project Implementation		4-7years

(3) 料金体系の改善

電力の安定供給、計画的な設備増強を図るためには、本来、電力会社の自己資金で設備を整備することが理想であり、その為に資本回収が可能となる料金設定が重要である。9 章で検討した料金レベルを実現するためのアクション・プランを検討することが重要となる。

- 料金の検討は、事業にかかわる収入と費用を考慮する。9.3 節の LRMC、また財務コストも含めた kWh あたり費用の計算などは、その一例である。料金を検討するために必要な会計データをいつでも入手可能にしておく必要がある。
- 政策的に、配電の料金単価を人為的に抑制するために補助金で赤字を補填する場合、正しい原価がいくらになるか忘れがちになるが、補助金をどの程度投入するかは、事業にかかわる本来の収入と費用を計算した上で決めるべきである。
- 今後、IRSEA を中心として、今回の調査結果を参考に発電、送電、配電費用を評価して電力料金の改定を実施していくことを推奨する。

12.3.6 電力マスタープランの中長期計画 (3~5年) への落とし込み

電力マスタープランはその対象期間が 10 年を超える超長期計画であり、なかなか現実味を帯びないものである。一般の電力会社では、この超長期計画を中長期計画に落とし込み、毎年の経営計画や個別のプロジェクトの実施計画を作成するのが通常である。この中には主に次の項目が含まれるのが、通常である。

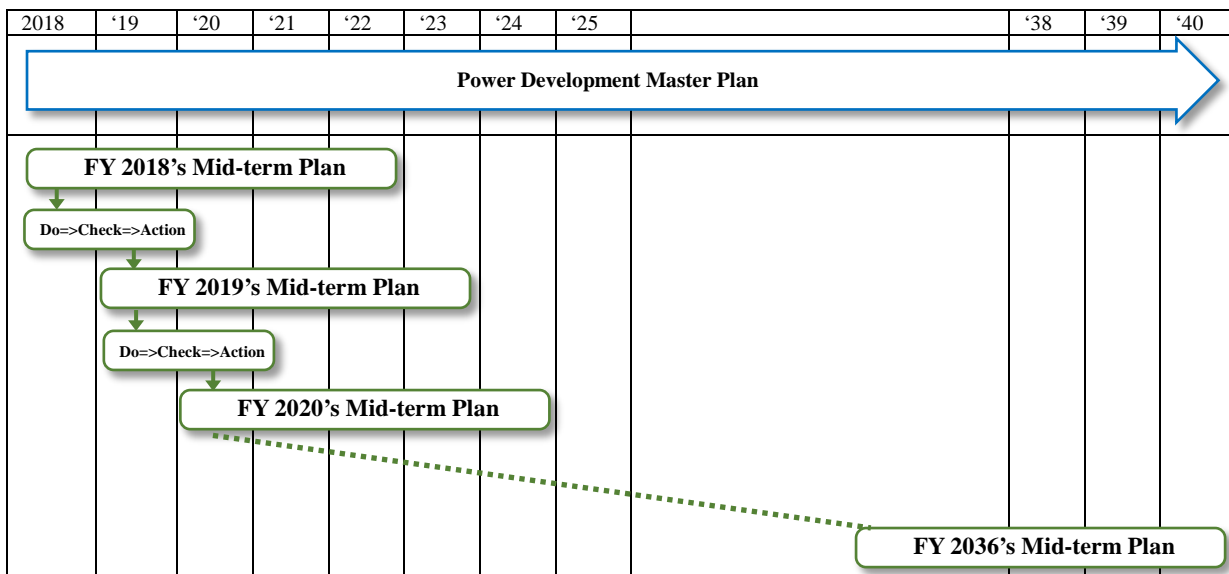
- 需要想定

- 発電計画
- 送配電計画
- 設備投資計画（発電計画、送配電計画に基づいて）
- 燃料調達計画
- 資金調達計画
- O&M 計画
- 料金徴収計画
- 組織&人材育成計画
- ほか

これらの計画に基づいた年間予算案が策定される。

アンゴラにおいても、MINEA が改定する電力マスタープランを踏まえつつ、その実現のために各公社の RNT、PRODEL、ENDE が中長期計画を策定し、PDCA（Plan-Do-Check-Action）サイクルにより、毎年計画を改定するのが一般的である。

表 12-14 中長期計画策定サイクル



12.3.7 電力システム・オペレーション・システムの改善・SCADAの導入

先述の通り、現状アンゴラにおいて、様々なオペレーションデータが蓄積・集約ができていない。その原因の一つが、データのほとんどを手書きでデータシートに記載して、本社に送付して、本社はそれに基づいてデータのデジタル化をしているからと想像できる。

本調査では、幾つかの S/S や発電所の現地を訪問したが、新規の設備の全てで、オペレーション・システムはコンピュータ・システムが導入されていたが、その場合でもオペレーションデータを手書きによりデータシートに転記しており、それを本社に転送しているとのことであつた。

それは、それぞれのプロジェクトでオペレーション・システムのスペックを統一しなかったこと、並びにデータの伝送を考慮せずに開発したことによるものと考えられる。

これらの、システムを有効利用するためには、ミドルウェアを開発して、各システムを統合してデータ閲覧、伝送できるようにする必要があり、この開発をすることが望まれる。

なお、このシステムを応用すれば、機器の遠方制御も可能となるため、SCADA システム構築にも活用できる。

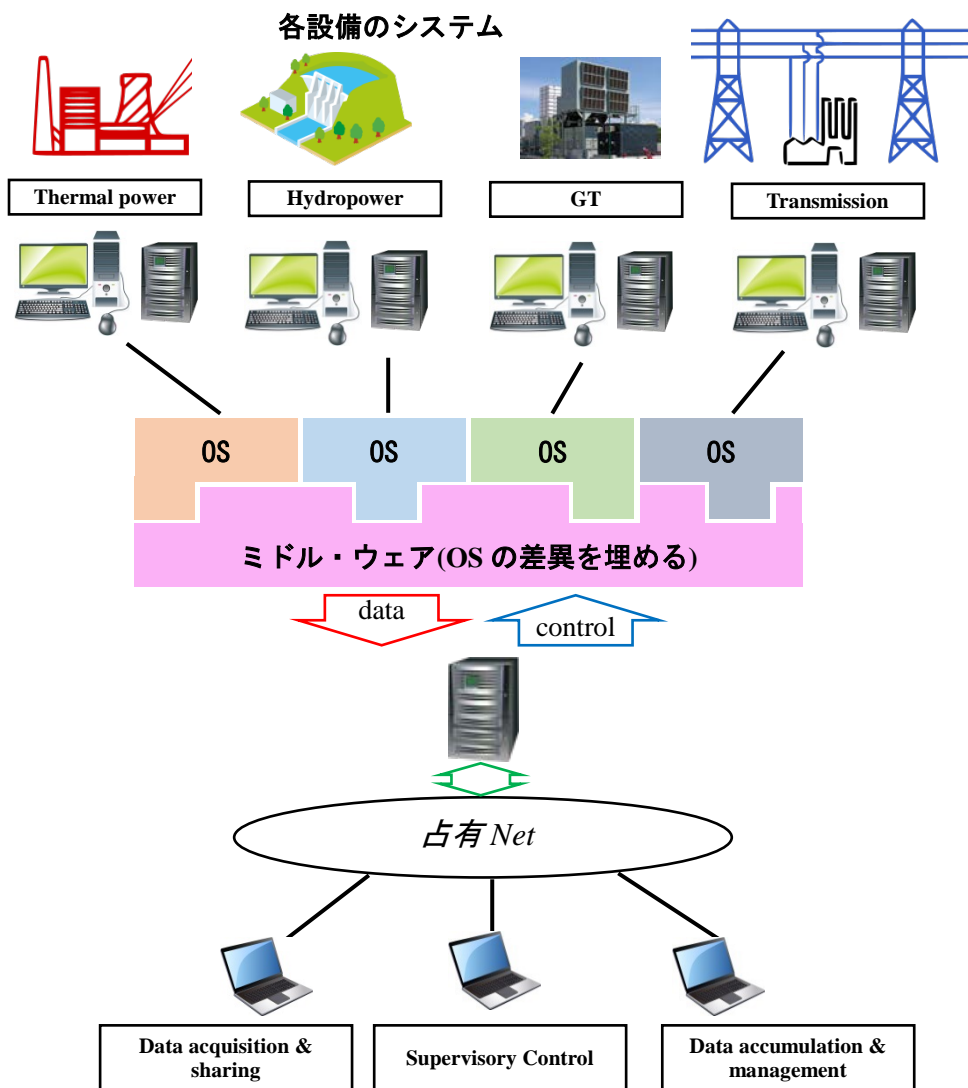


図 12-13 SCADA の一例

12.3.8 発電特性を活かすためのオペレーション・システムの整備

最適電源構成は設備利用率に応じて、その利用率において最も発電原価が低い発電方法を検討して組み合わせることによって得られる。利用率が小さい領域であるピーク需要に対してはGTで対応すると原価が最も安くすむ。一方で利用率が大きな領域であるベース需要に対しては水力で対応することが有利となる。逆に言うと、ピーク需要対応型の電源にGTを使用するのであれば、多くの時間において発電しないようにコントロールし、ベース需要電源は可能な限り、長時間運転するように指令する仕組みが必要である。特にピーク需要はその変化も激しく、その時間帯の細心の運転制御は電力の安定供給には不可欠であり、コントロール・システムの確立は極めて重要である。

図 12-14、図 12-15 は東京電力の給電指令の体制を示したものであるが、中央給電指令所の下に幾つかの地方給電指令所を設けて給電指令体制を構築している。中央給電指令所の管理の下、それぞれの給電指令所が計画的な運転調整、発電指令、運転記録管理を行っている。このような体制を整えて初めて発電所の特性に合った運転が可能となるので、アンゴラ国においても、今後この様な体制を整える必要がある。

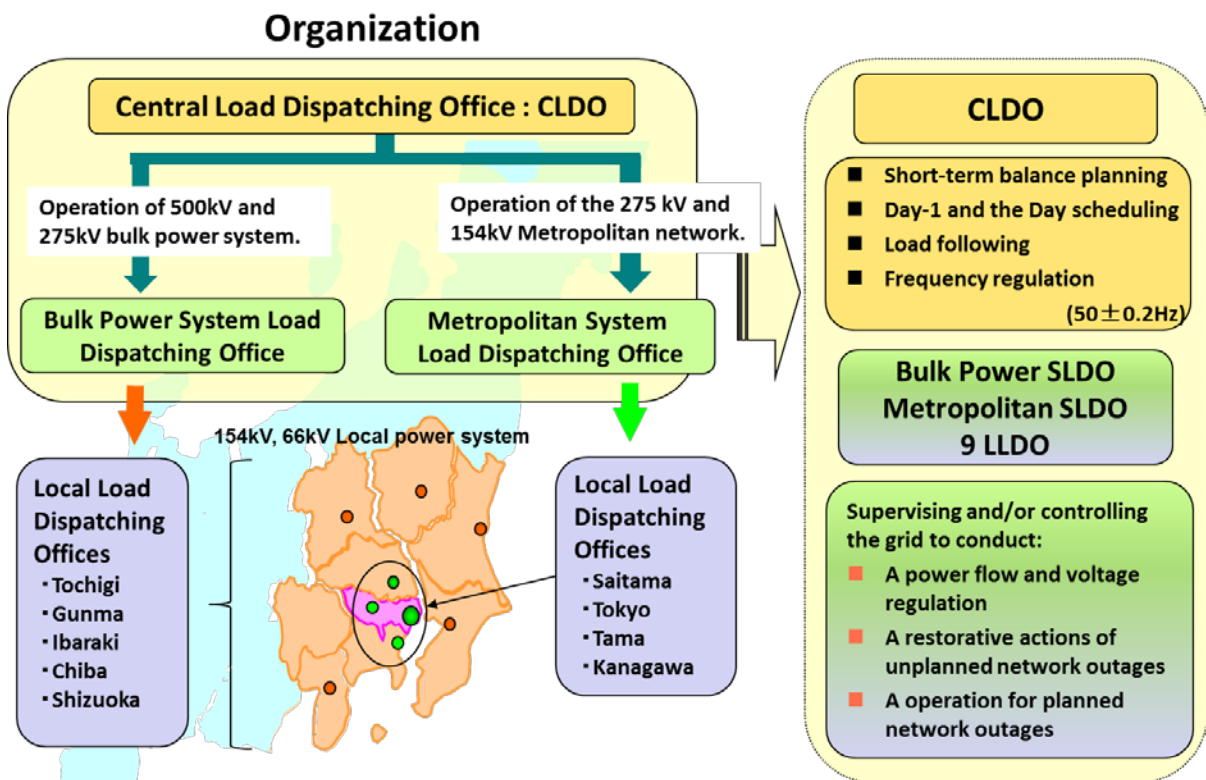


図 12-14 東京電力の給電指令組織構成



Management



Dispatch



Coordination



Chief Supervisor

○Scheduling coordination

To develop the next day's operation plan of each generation based on the area demand and the weather forecast.

○Generation dispatch

To send instruction of power output to power stations and adjust frequency to 50Hz.

○Recording management

To aggregate the several kinds of mainly performance record regarding the power demand, operation of generators, event of system operations, power failures, and so on.

図 12-15 指令所の人員配置

12.3.9 送変電設備計画基準の制定

今回、マスタープランを策定するにあたって、アンゴラ国では明確に設備計画基準が設けられていないことから、仮に送電線種類・サイズや変圧器容量・台数についての標準を設定したが、今後、送電損失や地域環境特性も加味して、設備計画基準として定めておく必要がある。

今回、暫定的に使用した送変電設備計画基準は表 12-15、表 12-16 のとおりである。
(電線熱容量については、アンゴラ国電線許容電流計算条件により Cigre 式で計算)

表 12-15 変電設備計画基準

Voltage (Primary/Secondary)	Maximum Number per Substation	Transformer Capacity (MVA)	Remarks
400/220	3	450	usual
		930	heavy load
220/60	3	60	rural
		120	usual
		240	heavy load

(出典：JICA 調査団)

表 12-16 送電設備計画基準

Voltage (kV)	Conductor Type	Number of Conductor per Phase	Transmission Line Thermal Capacity per Circuit (MVA)	Remarks
400	AAAC Sorbus (659mm ²)	2	1519	usual
	〃	3	2278	heavy load
220	ACSR Crow (409mm ²)	1	305	rural
	AAAC Yew (479mm ²)	1	343	rural
	〃	2	686	usual
	AAAC Sorbus (659mm ²)	2	835	heavy load

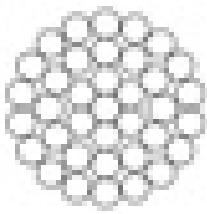
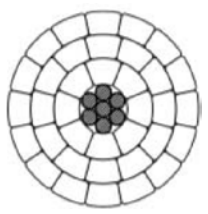
(出典：JICA 調査団)

上表で特に、AAAC（全アルミ合金撚線）は、微風振動疲労に弱く、クリープ量が大きいという弱点があり、荷重が大きくなる箇所（強風、着氷、高低差大等）への適用は注意が必要である。また、フレッティング腐食現象（振動による摩擦腐食）が発生することが知られており、海岸部や砂漠地帯での使用にも注意を要する。

また、アルミ合金であることから、純アルミ系の電線よりも送電損失が大きくなる。日本で開発された低ロス電線（Low-Loss ACSR: LL-ACSR と略）である LL-ACSR500mm とほぼ同サイズである AAAC Yew と比較すると、表 12-17 のように約 16.7%抵抗が小さく、LL-ACSR の電線価格が高いことによる初期投資額を、潮流が大きい箇所では 10～20 年で回収でき、電線の寿命 40 年を考えると、経済的となる。

今後、潮流が大きい送電線の計画が行われる上では、送電ロスについても十分考慮して、計画基準を決めるべきである。

表 12-17 AAAC と LL-ACSR の比較

Description		Unit	Conventional AAAC Yew	Recent LL-ACSR 500mm ²
Cross sectional view		—		
Nominal diameter		mm	28.4	27.00
Cross sectional area	AL	mm ²	479	500.2
	Core			21.99
	Total		479	522.2
Nominal weight		kg/km	1,319	1,546
DC resistance at 20 deg. C		ohm/km	0,069	0.05750
Unit price		USD/km	5,000*	7,420



* : 参考価格

(出典 : JICA 調査団)

表 12-18 電力セクター開発計画に係るアクションプラン工程表

		2018-'20	2021-'25	2026-'30	2031-'35	2036-'40
計画検討部門の編成	MINEA RNT PRODEL ENDE	IPDP の設立				
電力 MP 改定	MINEA/IPDP		▼	▼	▼	▼
> 需要想定制度向上のための活動 ☆ 情報の整理・蓄積 ☆ 需要家ヒアリングの実施	RNT ENDE	SCADA 設計・導入				
		データの効率的蓄積・分析				
		需要家ヒアリング体制の充実; ヒアリングの継続				
> 包蔵水力調査の改定			▼	▼	▼	▼
中期計画の策定	RNT PRODEL ENDE	5年計画を毎年見直し				
小売り料金の制度設計	IRSEA	料金制度設計				
		遅くとも小売り自由化開始まで				
IPP 参入の制度設計 コンセッション制度, PPA 制度などの整備	IRSEA	IPP 制度設計				
		遅くとも IPP 参入開始まで				
給電指令所の改革 給電指令組織の改編	RNT PRODEL	給電指令組織の改編				
SCADA 等の導入		SCADA 設計・導入				

第 13 章 技術移転・能力開発

本業務では電力開発マスタープラン策定にかんする技術を移転することとなっている。業務実施計画策定時においては、技術移転を OJT とワークショップ開催することで達成する計画であった。しかし、次の理由からワークショップの開催により、それを実現する方針に変更した。この点についてはアンゴラサイドの了承を得ている。

- 計画に関わるスタッフが MINEA、RNT、PRODEL、ENDE、IRSEA と広範に分散して業務を行っており、技術移転の対象者が絞り込めず、協働の執務で行う OJT が不可能であること。
- 調査団が与えられた執務室がカウンターパートの執務室とは遠隔にあり、物理的に OJT が不可能であること。
- MINEA になるべく多くのスタッフに技術を習得させたい意向があったこと。

13.1 ワークショップ

4 回の現地調査を通して、表 13-1 に示すワークショップを開催した。併せて需給運用シミュレーションソフトウェアである PDPAT をアンゴラサイドへの導入を行っている。

カリキュラム資料は別途、JICA 本部に提出をしている。

表 13-1 ワークショップカリキュラム

現地調査	月日	カリキュラム
1 st Mission	18-Jul	TEPCO's Power Development History
	25-Jul	Power Demand Forecasts +Methodology of Power Demand Forecasts Generation Development Plan +Supply reliability criteria
2 nd Mission	28-Sep	Generation Development Plan +Screening Method
	29-Sep	Transmission Development Plan +Fundamental Concepts of power system planning in TEPCO
	4-Oct	Generation Development Plan +Annual Expenditure Transmission Development Plan +Power Flow Analysis
	5-Oct	Generation Development Plan +Dispatching game
	6-Oct	Transmission Development Plan +Outline of Transmission Line Design & Cost Estimation
	12-Jan	Financial & Economical Analysis +Basic item of Financial & Economical Analysis Generation Development Plan +How to operate PDPAT
3 rd Mission	18-Jan,	Generation Development Plan +Configuration of data for GDP (1)
	25-Jan,	Power Demand Forecast +Confirming accomplishment Transmission Development Plan

	+Proceeding of formulation work +Making clarification about some matter to formulate TDP Generation Development Plan +Configuration of data for GDP (2)
31-Jan	Environmental & Social Considerations +SEA General +Perspective of Final Power Development Master Plan
Final Mission	Procedure to formulate Power Development Master Plan



18-Jul's Workshop



25-Jul's Workshop



25-Jul's Workshop



28-Sep's Workshop



28-Sep's Workshop



29-Sep's Workshop

13.2 本邦招聘の実施

技術移転の一環として、アンゴラ側電力関係者を本邦に招聘し、我が国における電力安定供給のための系統運用状況（中央給電指令所における運用を含む）や再生可能エネルギー電源が電力系統に及ぼす影響、高効率火力発電等の本邦企業が有する先進的技術について理解を深められるよう、本邦招聘を実施した。

13.2.1 参加者

参加者は10名であり、所属はMINEA（GAMEK含む）、PRODEL、RNT、ENDE、IRSEAである。

表 13-2 アンゴラ側参加者

	Name	Entity	Department	Position
Mr.	Oswaldo Marcos Julião Gonçalves	MINEA	National Directorate of Electrical Energy	Engineer
Mr.	Ernesto Milton Pereira da Costa	PRODEL	Hidraulic Production Directorate	Director
Mr.	Cláudio Morais Marques	PRODEL	Statistic and Planning	Senior Engineer
Mr.	Eudes Panzo	RNT	Power System Planning	Head of Department
Mr.	Leonardo Tshama	RNT	Power System Planning	Engineer
Mr.	Décio Fonseca	RNT	Power System Planning	Engineer
Mr.	Caterça Calumbo da Costa	ENDE	Maintenance Protection	Engineer
Mr.	Kuatel Xeku Conceição	ENDE	Operation Division	Chief of Division Operation
Mr.	Negidio Francisco Neto da Silva Buakela	GAMEK	Technical Department	Engineer
Mr.	Adérito Pedro Manico	IRSEA	Technical Supervision and Quality of Electricity Service	Head of Department

13.2.2 活動結果

視察先は、主に次の観点から選定した。

- 日本の電力会社の系統運用状況の把握、そのオペレーターの訓練方針の把握
- 再生可能エネルギーが系統に与える影響を把握するためのメガソーラー発電所の視察並びに系統調整役の揚水発電所の視察
- 日本の最新鋭石炭火力発電技術、最新鋭ガス・コンバインド・サイクル発電技術の把握
- 会社間の電力システムの連系技術の把握

招聘プログラム・活動内容は表 13-3 に示すとおり。

表 13-3 本邦招聘活動結果

日付	時刻		プログラム内容	訪問場所
11/27(月)	~	22:45	来日	
11/28(火)	13:00	~ 14:30	JICA産業開発・公共政策部表敬	JICA市ヶ谷
	14:30	~ 15:30	日程説明・来日目的説明	
11/29(水)	9:00	~ 10:00	電力会社の中央給電指令の役割	東京電力PG中央給電指令所
	12:30	~ 14:00	給電指令の訓練状況	東京電力PG給電訓練センター
	15:00	~ 16:00	東京電力のメガソーラーの視察	東京電力RPC浮島太陽光発電所
11/30(木)	11:00	~ 12:00	最新鋭石炭火力、IGCC建設状況の確認	東京電力FP広野火力発電所
	14:00	~ 15:00	500kV開閉所の視察	東京電力PG新しいわき開閉所
12/1(金)	9:00	~	中小型CCGT工場の視察	MHPS日立工場
		~ 12:00	日立三菱水力発電関連技術の視察	日立三菱水力日立工場
12/2(土)			日本文化の体験	
12/3(日)			日本文化の体験	
12/4(月)	10:00	~ 11:30	高効率CCT発電所の視察	東京電力FP川崎火力発電所
	13:00	~ 15:00	東芝の最新電力関係技術の視察	東芝京浜事業所
12/5(火)	13:30	~ 16:30	最新鋭大型ガスコンバインドサイクル製造工場視察	MHPS高砂工場
12/6(水)			国内移動	
12/7(木)	10:30	~ 12:30	高落差揚水発電所の視察	東京電力RPC神流川発電所
	15:30	~ 16:30	周波数変換器・高圧変電所の視察	東京電力PG新信濃変電所
12/8(金)	15:00	~ 16:30	経産省	資源エネルギー省
	17:00	~ 18:30	ラップアップミーティング	JICA市ヶ谷
12/9(土)	22:00	~	帰国	

招聘の成果報告並びに使用した資料に関しては JICA に別途提出済み。

Date: 2017 Nov. 28 / Kick-off meeting (in JICA Ichigaya office)



Date: 2017 Nov. 29 / TEPCO PG Central Load Dispatching



Date: 2017 Nov. 29 / TEPCO PG Training Center



Date: 2017 Nov. 29 / TEPCO/Renewable Power Company Ukishima Solar Power Plant



Date: 2017 Nov. 30 / TEPCO FP Hirono Thermal Power Plant



Date: 2017 Nov. 30 / TEPCO PG Shin-Iwaki S/S





**Date: 2017 Dec. 1 / Mitsubishi Hitachi Power Systems, Hitachi MitsubishiHydro Corporation
Hitachi Works**



Date: 2017 Dec. 4 / TEPCO FP Kawasaki Thermal Power Plant



Date: 2017 Dec. 4 / Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation Keihin Product Operation



Date: 2017 Dec. 5 / Mitsubishi Hitachi Power Systems Takasago Works



Date: 2017 Dec. 7 / TEPCO RPC Kannagawa Pumped Storage Power Plant





Date: 2017 Dec. 7 / TEPCO PG Shin-Shinano Frequency Converter Station



Date: 2017 Dec. 8 / Ministry of Economy, Trade and Industry; Agency for Natural Resources and Energy



Date: 2017 Dec. 8 / Wrap-up meeting (in JICA Ichigaya office)



13.3 本邦追加招聘の実施

アンゴラ側電力関係者を本邦に招聘し、我が国における電力安定供給のための系統運用状況（中央給電指令所における運用を含む）や再生可能エネルギー電源が電力系統に及ぼす影響、高効率火力発電等の本邦企業が有する先進的技術について理解を深められるよう、本邦招聘を実施することとしていたが、アンゴラ国電力マスタープランがまとめられ、改めて高官レベルの招聘を実施することにより、カウンターパート側の理解が深まり、アンゴラの政策に反映されることが期待されるため、アンゴラ国エネルギー・水省大臣以下電力公社および規制庁のトップを招聘した。また、招聘に併せて、アンゴラ国・電力セクターセミナーを開催し、アンゴラ国マスタープランを本邦企業に紹介すると共に、アンゴラ国招聘団が同席することにより、本邦企業のアンゴラ国投資に対する関心の高さの意識づけを行った。

13.3.1 参加者

参加者は8名であり、ベルゲス大臣を筆頭とする MINEA 一行4名に加え、各電力公社及び機関 ENDE、PRODEL、RNT、IRSEA の会長からなる。

表 13-4 アンゴラ側参加者

	Name	Entity	Ministry or Company	Position
Mr.	João Baptista Borges	MINEA	Ministry of Energy and Water Affairs	Minister
Mr.	Carlos Gil Ferreira De Sousa	MINEA	Minister's Office of Energy and Water Affairs	Director
Mr.	Oswaldo Marcos Julião Gonçalves	MINEA	Ministry of Energy and Water Affairs, National Directorate of Electric Energy	Director
Mr.	Ruth Cardoso De Almeida Safeca	ENDE	National Electricity Distribution Company	Chairman of Board of Directors
Mr.	José Antônio Neto	PRODEL	Public Electricity Production Company	Chairman of Board of Directors
Mr.	Rui Pereira Do Amaral Gourgel	RNT	National Electricity Transportation Company	Chairman of Board of Directors
Mr.	Luís Mourão Da Silva	IRESA	Regulatory Institute of Electricity and Water Services	Chairman of Board of Directors
Mr.	Benevides Cabral Marcelino	MINEA	Minister's Office of Energy and Water Affairs	Head of Public Relations and Protocol Section

13.3.2 活動結果

今回招聘の大きな目的のアンゴラ国・電力セクターセミナーへの招聘団出席を中心に、日本の最新の高度技術に触れていただき、今後のアンゴラ国への技術協力へ資するものとした。

視察先は、主に次の観点から選定した。

- 日本の電力会社の系統運用状況の把握、そのオペレーターの訓練方針の把握
- 日本の最新鋭石炭火力発電技術、最新鋭ガス・コンバインド・サイクル発電技術の把握
- 日本の最新技術である無人地下変電所におけるガス絶縁変圧器・開閉器の把握

招聘プログラム・活動内容は表 13-5 に示すとおり。

表 13-5 本邦追加招聘活動結果

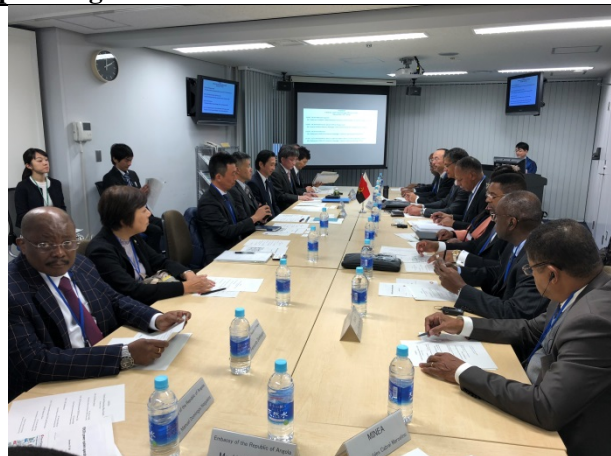
日付	時刻	プログラム内容	訪問場所
12/8(土)	～ 22:45	来日	羽田空港
12/9(日)	終日	アンゴラ大使館によるブリーフィング	在日アンゴラ大使館
12/10(月)	10:00 ～ 11:30	日程説明、MP及び本邦協力候補の説明	JICA本部
	11:30 ～ 12:30	JICA幹部 表敬	〃
	14:00 ～ 14:15	東電PG社長 表敬	東京電力HD本社
	14:15 ～ 14:30	日本の代表的電力会社の概要説明	東電PG社中央給電司令所
	14:30 ～ 15:15	日本の電力会社の給電司令所の役割説明	〃
	15:30 ～ 17:00	日本の最新鋭の地下変電所視察	東電PG社東内幸町変電所
12/11(火)	10:00 ～ 12:00	本邦企業向けセミナー&FR受け渡しセレモニー	JICA市ヶ谷ビル
	14:00 ～ 16:00	高効率ガス火力(CCGT)発電所の視察	東電FP社川崎火力発電所
12/12(水)	9:45 ～	離日(大臣他ロンドンへ移動)	羽田空港
	22:00 ～	離日(局長他アンゴラへ帰国)	成田空港

招聘の成果報告並びに使用した資料に関しては JICA に別途提出済み。

Date: 2018 Dec. 10 / Kick-off meeting (in JICA Head Quarter)



Date: 2018 Dec. 10 / TEPCO PG Central Load Dispatching Center



Date: 2018 Dec. 10 /TEPCO PG Higashi-uchisaiwai-cho Underground Substation



Date: 2018 Dec. 11 /Angorian Power sector Seminer in JICA Ichigaya Office





Date: 2018 Dec. 11 /TEPCO FP Kawasaki Thermal Power Plant

