

ザンビア共和国  
エネルギー・水資源省

ザンビア国  
電力開発マスタープラン調査

ファイナルレポート  
(要約版)

平成22年2月  
(2010年2月)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
中部電力株式会社

産業
JR
10-009

## 序 文

日本政府は、ザンビア共和国政府の要請に基づき、ザンビア国における電力開発マスタープランの策定を支援することを決定し、独立行政法人国際協力機構（JICA）がこの調査を実施しました。

当機構は、平成 20 年 12 月から平成 21 年 11 月までの 1 年間に合計 5 回にわたり、中部電力株式会社の白木圭二氏を団長とした、同社により構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、現地調査を実施し、ザンビア国エネルギー・水資源省と協議を行うとともに、帰国後の分析、検討作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、ザンビア国における電力設備の拡充とそれに伴う電力の安定供給に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 22 年 2 月

独立行政法人国際協力機構  
理 事 黒田 篤郎

平成 22 年 2 月

独立行政法人国際協力機構  
理事 黒田 篤郎 殿

## 伝 達 状

今般、「ザンビア国電力開発マスタープラン調査」が終了しましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社が、平成 20 年 11 月から平成 22 年 2 月まで実施したものです。

本調査では、ザンビア国において安定的な電力供給を行うため、最適電源開発計画、送配電計画および周辺国との電力融通を考慮した国際融通計画を含んだ、ザンビア国全土の電力開発に係るマスタープランを策定しました。この策定作業は、ザンビア国エネルギー・水資源省に対して必要な技術の移転を行いながら、共同で実施したものです。また、本調査では、電力開発計画の策定のみならず、環境社会配慮、民間投資促進についても検討を行うなど、幅広い視点から提言を取りまとめました。

私どもは、これらの提言の実現がザンビア国における電力設備の拡充促進、ひいては同国経済の発展、社会開発に大きく貢献できるものと確信しております。ザンビア国政府が本報告書の内容を同国の長期電力開発計画に反映し、電力開発を進めるとともに、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、必要の都度、計画の見直しを行い効率的な設備形成をされることを切望します。

最後に、多くのご指導とご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力とご支援を賜りましたザンビア国エネルギー・水資源省、在ザンビア日本国大使館、貴機構ザンビア事務所その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

ザンビア国  
電力開発マスタープラン調査  
総 括 白木 圭二



Zambia 国土图

## 【目 次】

第1章	序 論	1-1
1.1	調査の目的	1-1
1.2	期待される成果	1-1
第2章	電力需要予測	2-1
2.1	小売部門	2-1
2.1.1	民生部門	2-1
2.1.2	鉱業を除く産業部門	2-1
2.2	鉱業部門	2-2
2.3	前提条件	2-2
2.3.1	マクロ経済成長	2-2
2.3.2	人口増加	2-2
2.3.3	電化率	2-2
2.3.4	予測のシナリオ	2-2
2.4	予測結果	2-3
第3章	電源開発計画	3-1
3.1	電源開発シナリオ	3-1
3.2	電源開発計画	3-2
3.2.1	考慮した電源開発プロジェクト	3-2
3.2.2	目標供給信頼度	3-4
3.2.3	電源開発計画	3-4
第4章	国際電力融通計画	4-1
4.1	策定方針	4-1
4.2	輸出入電力量の概算結果	4-1
4.3	将来における国際電力融通	4-3
第5章	送電開発計画	5-1
5.1	ザンビア国内送電システムの現状	5-1
5.2	送電開発計画策定基準	5-2
5.3	ベースシナリオ（シナリオ1-1）における送電開発計画	5-3
5.4	石炭火力開発シナリオ（シナリオ1-2）における送電開発計画	5-3
5.5	送電開発計画まとめ	5-7
第6章	配電計画	6-1
6.1	配電計画対象	6-1
6.2	配電拡充計画（2020年断面）	6-1
6.2.1	Lusaka地域	6-1
6.2.2	南部地域；Livingstone, Choma, Mazabuka, Kafue	6-2
6.2.3	Copperbelt地域；Kitwe, Ndola	6-2

6.2.4	中部地域 ; Kapiri/Mkushi .....	6-3
<b>第7章</b>	<b>環境社会配慮 .....</b>	<b>7-1</b>
7.1	ザンビア国の環境社会配慮制度 .....	7-1
7.2	環境社会配慮の方針と手法 .....	7-1
7.3	環境社会面の影響 .....	7-1
7.3.1	想定される環境社会影響と回避・緩和策 .....	7-1
7.3.2	環境管理計画・モニタリング .....	7-2
7.3.3	現地ステークホルダー協議 .....	7-2
7.3.4	事業化段階での環境社会配慮調査に関する留意事項 .....	7-3
<b>第8章</b>	<b>経済財務分析及び民間投資促進策 .....</b>	<b>8-1</b>
8.1	経済財務分析 .....	8-1
8.1.1	経済分析 .....	8-1
8.1.2	財務分析 .....	8-1
8.1.3	経済財務面における提言 .....	8-3
8.2	民間投資促進策 .....	8-4
8.2.1	民間投資促進に係る提言 .....	8-4
<b>第9章</b>	<b>最適電力開発計画 .....</b>	<b>9-1</b>
9.1	最適電力開発計画の策定 .....	9-1
9.2	協力事業に関する提案 .....	9-3
9.2.1	技術協力事業 .....	9-3
9.2.2	有望な水力発電設備支援パッケージ .....	9-5
9.2.3	有望な送電設備支援パッケージ .....	9-6

## 図リスト

図 2.1	シナリオの違いによる需要予測の比較.....	2-4
図 3.1	ピーク電力需給バランス .....	3-5
図 3.2	年間電力量需給バランス .....	3-5
図 4.1	平水年における概算輸出入電力量（ベースケース：シナリオ 1-1） .....	4-2
図 4.2	平水年における概算輸出入電力量（ベースケース：シナリオ 1-2） .....	4-2
図 4.3	豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較（シナリオ 1-1） .....	4-3
図 4.4	豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較（シナリオ 1-2） .....	4-3
図 5.1	Zambia系統図 .....	5-1
図 5.2	Zambian Power System on 2030 (Scenario1-1).....	5-5
図 5.3	Zambian Power System on 2030 (Scenario1-2).....	5-6
図 8.1	営業費用内訳.....	8-2
図 9.1	Lusiwasi水力発電所拡張事業の概要.....	9-6

## 表リスト

表 2.1	シナリオごとの前提条件 .....	2-3
表 3.1	水力開発プロジェクトマトリクス .....	3-3
表 3.2	目標供給信頼度 .....	3-4
表 3.3	電源開発計画（2010－2030年） .....	3-4
表 4.1	輸出入電力量／電力の概算結果（電力需要想定：ベース・ケース） .....	4-4
表 4.2	輸出入電力量／電力の概算結果（電力需要想定：高ケース） .....	4-5
表 4.3	不足輸入電力量／電力の検討 .....	4-5
表 4.4	DRコンゴ、南アフリカ両国からの電力輸入の可能性 .....	4-5
表 5.1	ザンビアにおける送電計画策定基準 .....	5-2
表 5.2	送電計画策定における国際融通条件 .....	5-2
表 5.3	シナリオ 1-1 における送電設備開発量 (kms).....	5-3
表 5.4	Developing Plan of Coal Power Plant.....	5-3
表 5.5	シナリオ 1-2 における送電設備開発量 (kms).....	5-4
表 5.6	シナリオ 1-1 における送電開発コスト（million USD） .....	5-7
表 5.7	シナリオ 1-2 における送電開発コスト（million USD） .....	5-7
表 6.1	建設工事費（Lusaka 地域） .....	6-1
表 6.2	建設工事費（南部地域） .....	6-2
表 6.3	建設工事費（Copperbelt 地域; Kitwe）.....	6-3
表 6.4	建設工事費（中部地域; Kapiri/Mkushi） .....	6-3
表 7.1	サブプロジェクトに伴い想定される影響と回避・緩和策 .....	7-2
表 7.2	現地ステークホルダー協議の概要 .....	7-3
表 9.1	シナリオ 1-1 における総投資額.....	9-2
表 9.2	シナリオ 1-2 における総投資額 .....	9-2
表 9.3	Lusiwasi水力発電所拡張事業のコスト概算 .....	9-5
表 9.4	支援による新設送電線（Lusaka地域 2010～2015） .....	9-7
表 9.5	支援に必要な建設費（Lusaka地域 2010～2015） .....	9-8
表 9.6	支援による新設送電線（Copperbelt地域 2010～2015） .....	9-8
表 9.7	支援に必要な建設費（Copperbelt地域 2010～2015） .....	9-9
表 9.8	支援による新設送電線（南部地域 2010～2015） .....	9-10
表 9.9	支援に必要な建設費（南部地域 2010～2015） .....	9-10
表 9.10	支援による新設送電線（北東部地域 2010～2015） .....	9-11
表 9.11	支援に必要な建設費（北東部地域 2010～2015） .....	9-11
表 9.12	支援による新設送電線（Itezhi-tezhi方面 2010～2015） .....	9-12
表 9.13	支援に必要な建設費（Itezhi-tezhi方面 2010～2015） .....	9-12



# 第1章 序 論

## 1.1 調査の目的

本件調査の目的は、ザンビア国および南部アフリカ地域の安定的電力供給の達成に資するべく、最適電源開発計画、送電系統計画、国際電力融通計画の3つを柱とした2030年までの電力開発マスタープランを策定し、併せて、カウンターパートに必要な技術移転を行うことである。

## 1.2 期待される成果

本件調査において期待される成果のうち主なものは次のとおりである。

- (i) 需要家クラス別の需要を含む、変電所レベルでの長期需要予測
- (ii) 現実的な長期電源開発シナリオ
- (iii) 上記電源開発シナリオと調和のとれた、最小費用による長期送電開発計画
- (iv) 各開発シナリオに対する、発電及び送電開発に必要な投資額及び投入時期の評価
- (v) 需要の伸びに見合った、配電設備投資費用の算出
- (vi) 配電ロス削減プログラムの提案
- (vii) 電力システムマスタープランの実行及び必要に応じて改定するための能力開発に必要なMEWD及び電力セクターの機構改革案の提言

## 第2章 電力需要予測

需要予測にあたり、電力統計データについては、ZESCO統計とZESCOの料金請求システムのデータを使った。GDPを含むマクロ経済統計については、政府の中央統計局（CSO<sup>1</sup>）およびIMFのデータを使用した。

需要予測には、計量モデルによる予測と大口需要家ごとに将来のプロジェクト計画を積み上げるエンド・ユース・モデルを組み合わせた。具体的には、ZESCO 小売部門の需要は計量モデルにより、CEC と ZESCO が送電線で直接電力供給する鉱業向けのバルク需要は鉱山プロジェクト計画の積み上げにより、将来の電力需要を推計した。

需要予測にあたり、最終電力需要構造を次の3部門に分割した。需要構造を簡素化した理由は、過去の需要データに不整合が多いことから、分類を細かくするとデータ誤差が無視できなくなるためである。

- 小売部門のうち、家庭用と業務用からなる民生部門
- 同、鉱業を除く産業部門
- バルク供給する鉱業部門

### 2.1 小売部門

#### 2.1.1 民生部門

民生部門の電力消費は家計所得と電化率の増加に影響を受けると考えられるので、民生部門の需要家数と一人あたり GDP の二つを説明変数として、電力量需要を以下の式で表した。一人あたり GDP は家計所得を、需要家数は電化率を代表する変数である。電力量需要に対するそれぞれ説明変数の弾性値を求めることで、将来の需要を推計した。重決定係数 ( $R^2$ ) は 0.836 であり、結果はよい相関を示していると言える。

$$\log D_e = a + b_1 * \log GDP_{pc} + b_2 * \log N$$

$D_e$ : 電力量需要 (kWh)

$GDP_{pc}$ : 一人あたり GDP (1994 kwacha)

$N$ : 民生部門の需要家数

$a$ : 定数

$b_1$ : 一人あたり GDP に対する弾性値

$b_2$ : 民生部門の需要家数に対する弾性値

#### 2.1.2 鉱業を除く産業部門

鉱業を除く産業部門の需要については、需要を産業の付加価値生産（部門別 GDP）を説明変数として表し、部門別 GDP に対する弾性値を求めた。重決定係数  $R^2$  は 0.551 であり、民生部門の回帰に比べると良くないが、相関は認められる。過去9年間のデータに不整合を含めてバラツキが多く、かなりの誤差を見込まなければならないことを前提とすれば、これは受け入れられる水準にある。

$$\log D_e = a + b * \log GDP_{ind}$$

---

<sup>1</sup> Central Statistical Office

D<sub>e</sub>: 電力量需要 (kWh)

GDP<sub>ind</sub>: 産業部門の付加価値生産 (1994 kwacha)

a: 定数

b: GDP に対する弾性値

## 2.2 鉱業部門

CEC と ZESCO について、鉱業部門の新規プロジェクト計画を積み上げた。いずれのプロジェクトリストも両社がアップデートした現状で最新のものであるが、プロジェクトの動きは、その時々々の経済状況によって、将来、変化しうることに注意を要する。

## 2.3 前提条件

### 2.3.1 マクロ経済成長

ザンビアの経済は、1999 年以降、順調に推移しており、2006 年から 2008 年にかけては概ね年率 6% の成長を保った。問題は、2008 年秋の金融危機に端を発した世界的な経済不況がザンビア経済にどの程度の影響を及ぼすかである。現状でこれを予測することは難しいが、世界銀行が毎年発表している経済見通しが一つの指針を与える。2009 年の予測では、2009 年の GDP の伸びは年率 4.6% に落ちると見ている。一方、IMF が 2009 年 10 月に発表した世界経済見通しの予測値は年率 4.537% である。

### 2.3.2 人口増加

2007 年のザンビアの人口は 1,216 万人であった。人口増加率は過去 10 年間の平均で年率 2.2%、5 年間の平均では年率 2.4% であった。

### 2.3.3 電化率

需要家の圧倒的多数は民生部門である。2005 年度実績で契約戸数の 93% は民生部門が占める。電化率の伸びは需要家数の伸びに置き換えることが出来る。電化の最大のターゲットである民生部門（家庭用と業務用）の需要家数の伸びを、マクロ経済構造が落ち着いた 2003～2007 年度の平均で見ると年率 4% ほどで推移している。

### 2.3.4 予測のシナリオ

マクロ経済の状況、人口増加の推移、需要家数の伸びの違いを基に、ベース・ケース、高ケース、低ケースの三つのシナリオを描いた。

詳細な前提条件は表 2.1 に示すとおりである。重要な前提条件となる今後の経済見通しについては、ここ 1～2 年間は国際的な金融危機の影響でザンビアの GDP の伸びも落ち込むことは明らかであり、その間の伸びは国際機関の予測値を引用して年率 4.5% とした。一方、経済危機の影響から回復した後の GDP 伸び率については、ベース・ケースでは 2000 年代中頃から金融危機発生までの実績に相当する年率 6% とし、高ケースでは政府の経済開発見通しのターゲットである年率 7% を採用した。ちなみに、低ケースの年率 5% という数字は 2000 年代前半の経済成長とほぼ同じである。

人口の伸びは、過去の実績に従って年率 2.3% とした。電化率の伸びについては、ベース・ケースでは過去 5 年の民生部門の需要家数の伸びの実績から年率 4% とし、高ケースでは年率 6%、低ケースでは 3.5% とした。

表 2.1 シナリオごとの前提条件

2.4 予測結果

	ベース・ケース	高ケース	低ケース
経済成長率 (GDP)	2008-11 年度: 4.5% 12 年度以降: 6%	2008-10 年度: 4.5% 11 年度以降: 7%	2008-12 年度: 4.5% 13 年度以降: 5%
人口の伸び	2.3%	2.3%	2.3%
電化率の伸び	4%	6%	3.5%

(注) 伸びは年率換算。

(出所) 調査団作成。

ベース・ケースでは、2007 年度実績の電力量総需要 81 億 kWh (8.1TWh) は 2020 年度で 166 億 kWh (16.6TWh)、2030 年度には 216 億 kWh (21.6TWh) まで拡大する (図 2.1 参照)。その間の伸び率を見ると、2007 年度から 2020 年度までの向こう 13 年間の平均値が年率 5.7%、2030 年度までの 23 年間では年率 4.4% である。ちなみに、1999～2007 年度の実績は年率 4.1% の伸びであった。

高ケースでは、2020 年度の電力量需要は 199 億 kWh (19.9TWh)、2030 年度では 285 億 kWh (28.5TWh) となる。伸び率は、2007 年度から 2020 年度までの 13 年間で平均で年率 7.1%、2030 年度までの 23 年間の平均では年率 5.6% である。

低ケースでは、2020 年度が 159 億 kWh (15.9TWh)、2030 年度が 194 億 kWh (19.4TWh) となる。伸び率は、2007 年度から 2020 年度までの 13 年間の平均で年率 5.3%、2030 年度までの 23 年間の平均では年率 3.9% である。

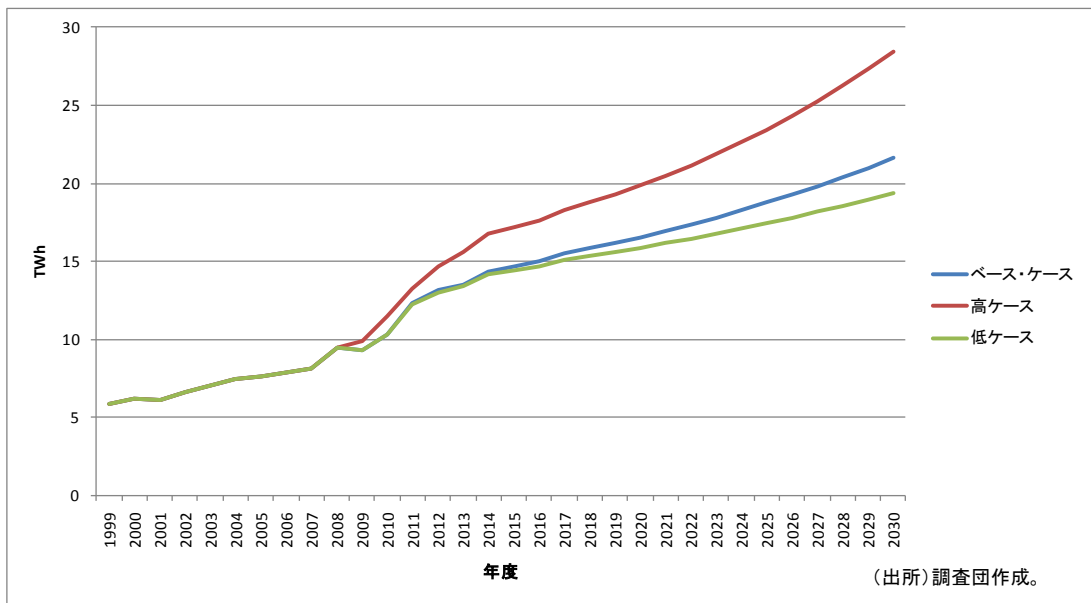


図 2.1 シナリオの違いによる需要予測の比較

## 第3章 電源開発計画

### 3.1 電源開発シナリオ

南部アフリカパワープール（SAPP）を念頭におけば、本マスタープラン調査における電源開発シナリオとして、当初、

- ① エネルギー・セキュリティの観点から、国内需要に対して国内電源のみで対応するもの（シナリオ1）
- ② 経済性や実現可能性の観点も含め、SAPPからの電力輸入（融通）を考慮し、国内の電力開発を遅らせるもの（シナリオ2）

の2つの開発シナリオを想定した。しかしながら、現状ではSAPP全体として供給予備力は8%程度に留まり、SAPP諸国の電力需給はどれも逼迫、電力輸出する余力を有する国はないことがわかった。このような状況から、当面電力輸入は期待できないため、シナリオ1について優先して検討することとした<sup>2</sup>。

また、①案（シナリオ1）については

- 1) 一次エネルギー・ベースでの自給
- 2) 電力ベースでの自給

の2つのシナリオ、すなわち、発電用エネルギー資源としてザンビアの国産資源である水力及び国産石炭のみを考慮するシナリオ1-1と、南アフリカ、ジンバブエ、モザンビークなどの近隣国から石炭を輸入するシナリオ1-2が考えられる。

エネルギー・セキュリティの観点からは、一次エネルギー・ベースでの自給を考えた場合、他国に依存しなくてよいというメリットはあるものの、一方、新規開発分を含めてザンビアの電源構成はほとんどが水力電源となるため、過去の実績に照らしても渇水年・期の供給力確保という点で供給信頼性は劣る。電力ベースでの自給を考える場合、周辺産炭国からの石炭輸入が有力な選択肢となる。先に述べたように一般的には発電コスト面で石炭火力は水力よりも有利であることに加え、初期投資額が小さいため民間投資を誘致しやすい。また、電源多様化を図り、渇水等の自然条件に左右されにくい電源確保という点でもメリットがある。

このように、ザンビアの一次エネルギーの賦存・開発状況を踏まえると電力自給を考える場合でも一次エネルギーの自給を志向する場合と一次エネルギーの輸入を考慮する場合でそれぞれ一長一短があることから、両方のシナリオについて電力開発計画を策定することとした。

---

<sup>2</sup> 電源開発計画においては電力輸入を考慮しないが、送電系統計画においては国際連系線及びそれに適合する国内送電設備を考慮し、電力輸入に対応したものとした。

## 3.2 電源開発計画

### 3.2.1 考慮した電源開発プロジェクト

#### (1) 水力開発プロジェクト

電源開発計画に考慮する水力開発プロジェクトについて、経済性、準備・進捗状況、環境社会配慮面及び系統上の必要性から評価を行い、表 3.1 のとおり水力プロジェクトマトリクスとしてとりまとめ、開発優先順位づけを行った。

#### (2) その他の電源開発プロジェクト

その他の電源開発プロジェクトとしては、現在その開発について交渉が進められている Maamba 山元火力発電所と、電源多様化の観点からは国内炭火力発電所のみでは不十分と考えられるため、輸入炭火力発電所を考慮した。

##### i) 国内炭火力 (Maamba 山元火力)

Maamba火力発電所の出力については、ZESCOの電源開発計画では 500 MW、また今年に入ってから報道<sup>3</sup>によれば 350 MWという数値も見られるが、Maamba炭鉱の生産能力年間 100 万トンという数字に鑑み、保守的に国内炭石炭火力発電所の規模としては 200 MW級を想定した。

##### ii) 輸入炭火力

ザンビアにおいて石炭輸入の計画はなく、NEPなどの政策文書においても言及されていないが、国内炭石炭火力の出力は 200 MW級であり、本調査が対象とする 2030 年までに必要な追加供給力は予備力も含めて 4,000 MW程度であることを念頭におけば、渇水対策<sup>4</sup>として 15%程度の石炭火力設備をもつことにより、水力電源のみの場合に比べて余剰予備力を小さくすることができる。2030 年断面の供給力は既設分も含めて 6,000 MW程度であり、1,000 MW程度の石炭火力の導入が望ましい。この場合、必要な石炭供給量は年間 260～360 万トン程度となるが、現時点では国内炭の生産能力は不足しており、輸入炭火力についても検討対象とすることとした。また、水力電源に比較した場合の石炭火力の利点として、①初期投資額が小さく済み、天候リスクもないため民間投資を招聘しやすい、②建設工期が短く当面の需給ギャップ解消に有利である、③地理的条件の制約を受けにくく需要地の近くに建設しやすい、ことも挙げられる。

当然のことながら、将来、国内炭供給力の増強が図られた場合には単純にいくつかの輸入炭火力プロジェクトを国内炭火力プロジェクトに置き換えればよい。

<sup>3</sup> 例えば、<http://www.domain-b.com>, January 10, 2009

<sup>4</sup> 過去 30 年の統計によれば渇水年には発電電力量が 16%程度低下している。

表 3.1 水力開発プロジェクトマトリクス

	Project	Type	Developer	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Stage	Unit gen.cost (¢/kWh)	Implement-ation	Social & environ. Consideration	Site location (system requirement)	Rank		
1	Kariba North (ext)	RES	ZESCO	360	380	Construction	10.44	○	○	○	1		
2	Itezhi Tezhi	RES	ZESCO/TATA	120	611	DD	3.08	○	○	○	2		
3	Lusiwasi (ext)	ROR	ZESCO	10	40	FS	7.41	△	△	○	3		
				40	160								
4	Kafue Gorge Lower	RES	n/a	750	2,400	Pre FS/ concept	8.06	△	△	△	10		
5	Mutinondo	ROR	Power Min	40	188		4.54	△	△	△	○	4	
6	Luchenene	ROR	Power Min	30	139		5.97	△	△	△	○	5	
7	Kabwelume Falls	RES	LPA	62	324		4.78	○	△	×	○	7	
8	Kumdabwika Falls	RES	LPA	101	533		4.70	○	△	×	○	6	
9	Kabompo Gorge	RES	CEC/TATA	34	176		7.23	×	△	×	○	11	
10	Mambilima Falls I	RES	n/a	124	609		8.76	×	×	×	○	17	
11	Mumbotuta Falls	RES	n/a	301	1,449		3.90	○	×	×	○	13	
12	Mambilima Falls II	RES	n/a	202	1,003		7.82	×	×	×	○	15	
13	Batoka Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	800	4,373		3.71	○	△	×	△	16	
14	Lunsemfwa	RES	LHPC	55	462		6.51	×	△	×	○	8	
15	Mkushi	RES	LHPC	65	223		7.01	△	△	×	○	9	
16	Devil's Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	500	2,802		n/a	3.58	○	×	△	△	12
17	Mpata Gorge	RES	ZMB-ZWE govt.	543	3,785			3.58	○	×	△	△	14
<b>Total</b>				<b>4,137</b>	<b>19,657</b>			<b>4.928</b>					

(Legend) ○: Good, △: Fair, ×: Poor or No information



### 3.2.2 目標供給信頼度

電源開発計画において目標とする供給信頼度として、表 3.2 のとおり設定した。

表 3.2 目標供給信頼度

Items	Targets	Remarks
Target demand	Base case	
Reserve margin	50% for installed capacity	For Maintenance work, drought reserve etc.
Drought reserve	20% margin in energy balance	Statistically 16% less generation in drought years

### 3.2.3 電源開発計画

#### (1) 電源開発計画

第2章で想定したベースケース需要に対して必要な電源開発量は表 3.3 となる。シナリオ 1-1 については Maamba 火力の他、表 3.1 に示した 17 全てのプロジェクトを実施する必要があり、一方、シナリオ 1-2 については、国内炭・輸入炭を含め、1,100 MW の石炭火力及び表 3.1 のうち開発優先度の高い 14 のプロジェクトを実施することとなる。なお、2015 年までのプロジェクトについては現時点ですでに具体的なアクションが起こされている必要があり、両シナリオとも同じ電源開発計画となる。また、両シナリオとも表 3.2 に示した供給予備力を目標としており、2030 年までの設備容量及び年間発電電力量はほぼ同等となる。所要投資額については初期投資の小さい石炭火力が多い分シナリオ 1-2 が US\$ 200 million ほど小さくなるが、2030 年までの燃料費を考慮すればほぼ同等となる。

表 3.3 電源開発計画 (2010–2030 年)

FY	Scenario 1-1					Scenario 1-2				
	Project	Type	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project cost (m US\$)	Project	Type	Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project cost (m US\$)
2013	Kariba North (ext)	RES	360	380	358	Kariba North (ext)	RES	360	380	358
	Itezhi Tezhi	RES	120	611	170	Itezhi Tezhi	RES	120	611	170
2014	Lusiwasi (ext)	ROR	10	40	134	Lusiwasi (ext)	ROR	10	40	134
	Maamba coal	Thermal	200	1,459	240	Maamba coal	Thermal	200	1,459	240
2015	Mutinondo	ROR	40	188	77	Mutinondo	ROR	40	188	77
	Luchenene	ROR	30	139	75	Luchenene	ROR	30	139	75
2016	Kabwelume Falls	RES	62	324	140	Kabwelume Falls	RES	62	324	140
	Kumdabwika Falls	RES	101	533	226	Kumdabwika Falls	RES	101	533	226
	Lunsemfwa	RES	55	462	271	Generic coal 1	Thermal	300	2,189	360
2017	Mkushi	RES	65	223	141					
	Kafue Gorge Lower	RES	750	2,400	1,745	Kafue Gorge Lower	RES	750	2,400	1,745
2018	Kabompo Gorge	RES	34	176	115	Lunsemfwa	RES	55	462	271
						Generic coal 2	Thermal	300	2,189	360
2019	Devil's Gorge	RES	500	2,802	1,808	--	--	--	--	--
2020	--	--	--	--	--	Mkushi	RES	65	223	141
2021	Mumbotuta Falls	RES	301	1,449	510	Kabompo Gorge	RES	34	176	115
2023	Mpata Gorge	RES	543	3,785	2,442	Generic coal 3	Thermal	300	2,189	360
2024	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2025	Mambilima Falls (site II)	RES	202	1,003	708	Devil's Gorge	RES	500	2,802	1,808
2026	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
2027	Batoka Gorge	RES	800	4,373	1,828	Mumbotuta Falls	RES	301	1,449	510
2029	Mambilima Falls (site I)	RES	124	609	481	--	--	--	--	--
						Mpata Gorge	RES	543	3,785	2,442
	<b>Total scenario 1-1</b>		<b>4,337</b>	<b>21,116</b>	<b>11,469</b>	<b>Total Scenario 1-2</b>		<b>4,111</b>	<b>21,698</b>	<b>9,532</b>

## (2) ピーク電力需給バランス

両シナリオについて、ピーク需給バランスを示すと図 3.1 のとおりとなる。シナリオ 1-1 については 2014 年から供給余力を持ち始め、2017 年の Kafue Gorge Lower 発電所、2019 年の Devil's Gorge 発電所の運転開始により目標とする供給予備力を確保することが可能となる。一方、シナリオ 1-2 については同様に 2014 年から供給余力を持ち始め、2017 年の Kafue Gorge Lower 発電所の運転開始により、本格的に供給予備力を持つことができる。

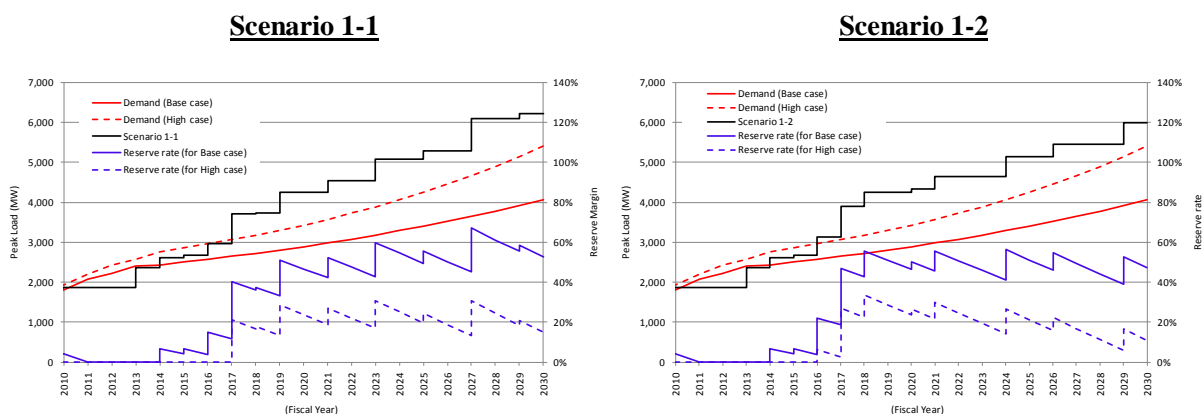


図 3.1 ピーク電力需給バランス

## (3) 年間電力量需給バランス

年間電力量需給バランスについては図 3.2 に示すとおり、ピーク電力の場合より状況は悪く、目標とする供給予備力が確保できるのはシナリオ 1-1 については 2019 年、シナリオ 1-2 については 2018 年からとなる。

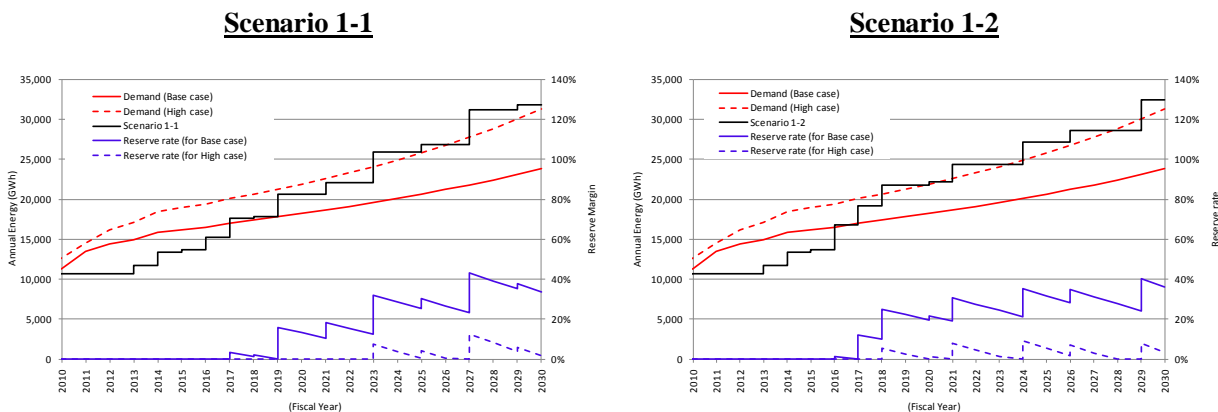


図 3.2 年間電力量需給バランス

## 第4章 国際電力融通計画

### 4.1 策定方針

ザンビア国は、SAPPにおいて地理的に中心に位置し、一大消費地である南アフリカ国向けに電力を輸出、また、需給バランスの厳しい状況に陥りつつあるタンザニア国等 SAPP 北部地域に SAPP 南部地域の電力を輸出する役割を担当する。このため、SAPP 南北を繋ぐ基幹送電線を持ち、今後も基幹送電線の増強等、設備面において SAPP の強靱なバックボーン的な役割を果たさなくてはならない。

しかし、SAPP諸国における新規電源開発、及び系統設備新設は、昨今の経済不況の影響もあり、必ずしも円滑に進捗していない。また、現時点におけるSAPPの役割は、発電プラントに対して給電指令を出すことができるような競争的な電力プールではなく、むしろ、短期、長期的な契約に基づく電気事業者間の取引を調整する場として機能している<sup>5</sup>。

以上の理由から、本章で取り扱う国際電力融通計画は、契約の詳細（契約相手国、契約体系等）等には踏み込まず、ザンビア国が必要な電力輸入、可能な電力輸出に関して論じることとする。

### 4.2 輸出入電力量の概算結果

図 4.1 に電源開発計画 No.1-1 シナリオ、図 4.2 に同計画 No.1-2 シナリオにおいて電力需要想定ベース・ケース時に水力発電が平水年であった場合の概算結果を示す。

No.1-1 シナリオの場合、発電電力量の不足が続き、2012 年度には 4,650GWh の電力輸入が必要となる。その後、2014 年度の Maamba 石炭火力発電所 (200MW) の操業、Kariba North Extension (360 MW) 等により電力輸入量が減少し、Kafue Gorge Lower (750 MW) の運用開始により需給バランスが均衡するようになる 2019 年以降は、Devil's Gorge (500 MW) を始め Zambezi 川における大規模な水力発電所の運転開始により、電力輸出が可能な状況となり、最大で 8,255 GWh の電力輸出が可能となる。

No.1-2 シナリオの場合も No.1-1 シナリオ同様、至近年度は供給力不足が継続するのだが、2016 年度に導入する石炭火力発電がベース電力を支えるため、供給不足量が劇的に減少している。その後、順次導入される石炭火力発電による効果的なベース電供給により、安定した余剰供給力が維持できる。

図 4.3、図 4.4 に各シナリオで電力需要想定ベース・ケース時に豊水年、渇水年であった場合の算定結果を示す。

注目すべきは、図 4.4 において、2016 年度以降、渇水年が発生したとしても、ベース・ケースで常に 2000GWh 程度の余力が存在する点である。この値は、開発候補石炭火力発電 1 箇所分の年間発電量に匹敵し、十分な供給予備力を有することとなる。

---

<sup>5</sup> 将来的には競争的な要素を旺盛に取り入れる意向を持っていることは SAPP メンバより確認した。

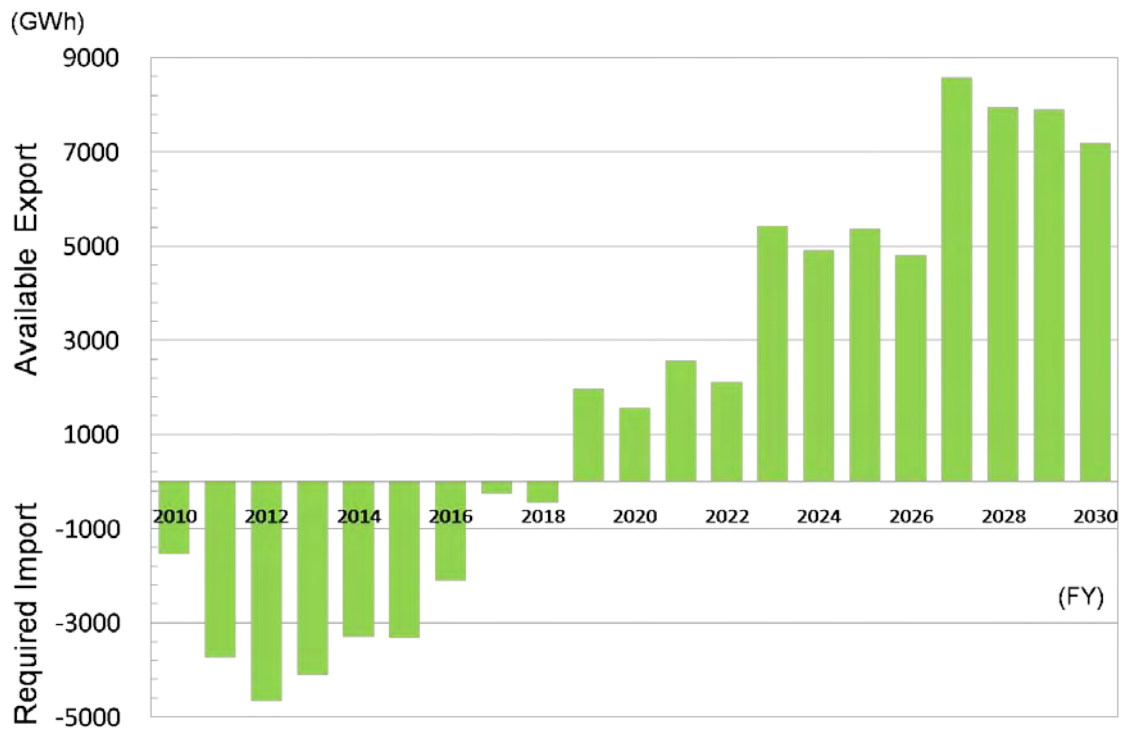


図 4.1 平水年における概算輸出入電力量（ベースケース：シナリオ 1-1）

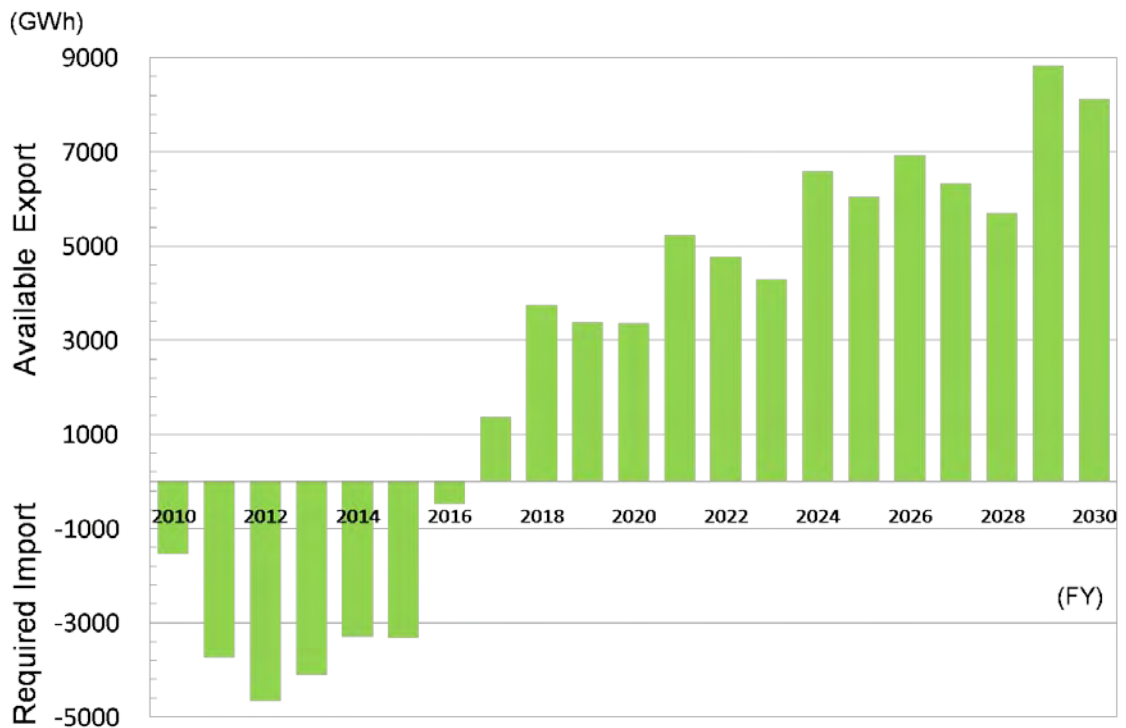


図 4.2 平水年における概算輸出入電力量（ベースケース：シナリオ 1-2）

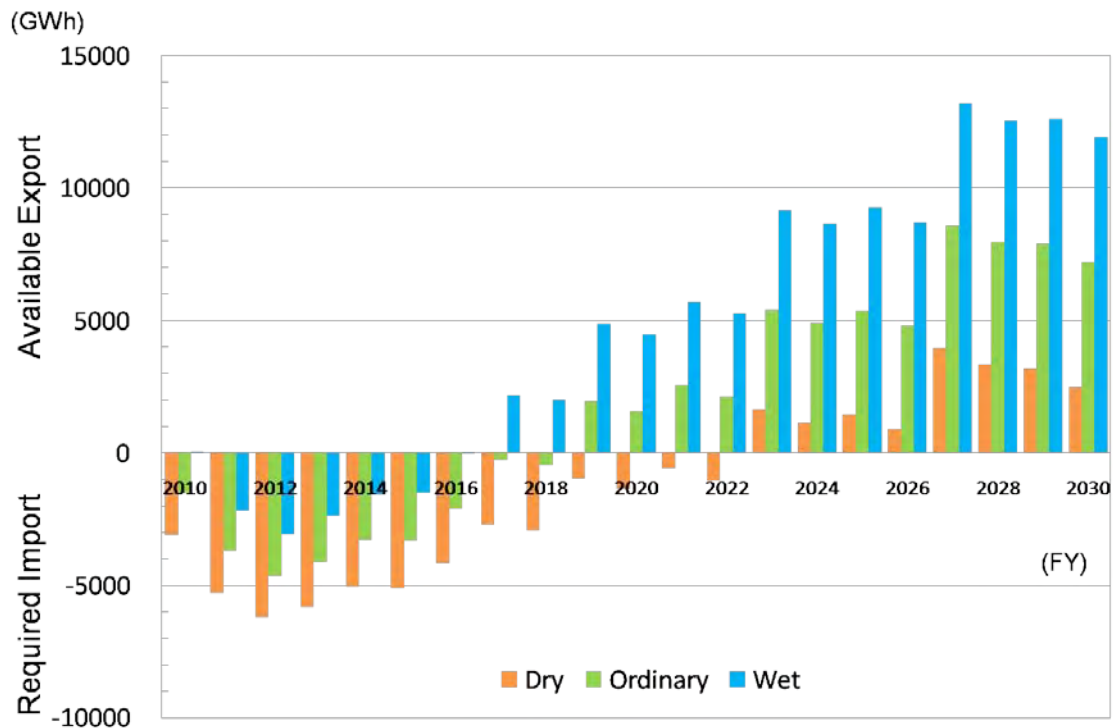


図 4.3 豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較（シナリオ 1-1）

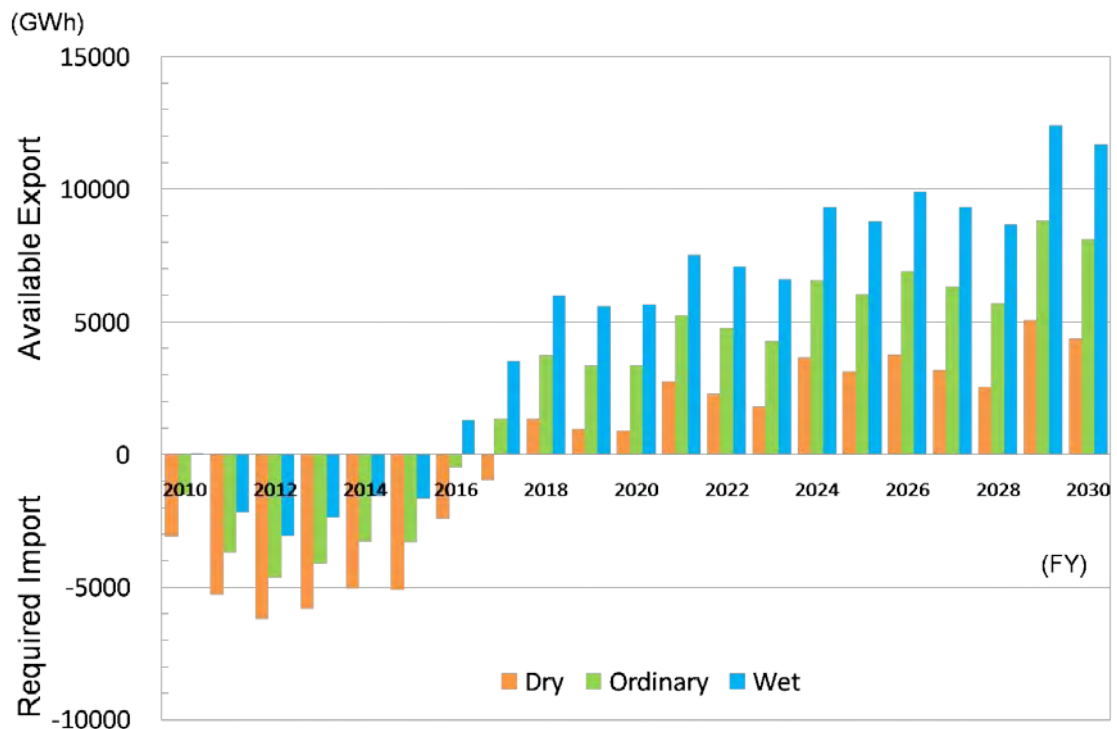


図 4.4 豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較（シナリオ 1-2）

#### 4.3 将来における国際電力融通

表 4.1、表 4.2 に前節までに述べた輸出入電力、電力量概算結果についてまとめる。

表に示す値から、ザンビア国として最優先に検討しなければならない事案は、至近年の不足電力、不足電力量をどこから調達するかである。不足電力及び不足電力量について検討した結果を表 4.3 に示す。

この不足電力及び不足電力量の供給パートナーとなりうるのは、至近年の案件であるが故に、新規にパートナーを開拓するのは困難であると考えられる。よって、現在取引実績のある南アフリカ国、DR コンゴ国に絞ってパートナーとなりうるかを検討する。

両者による受電ルートとして、DR コンゴ国との連系線（連系線容量：600MW<sup>6</sup>）、ジンバブエ国を介した連系線（KaribaSouthルート 系統線容量：300MW<sup>7</sup>）を選定する。

上記連系線容量は、系統解析シミュレーションツール PSS/E を用いて算出した値に対して、一定の安全係数を掛けた値である。

ここで、DR コンゴ国（SNEL）と南アフリカ国（ESKOM）が実際に供給できるか検討する必要がある。この検討には、世界銀行がサポートしている案件レポートより値を抽出した。表 4.4 にその結果を示す。

南アフリカ国からの輸入は不可能であり、当連系線を用いてジンバブエ国（ZESA）より電力を供給されることも想定したが、世銀案件レポートにおいても輸出可能な電力の揺らぎ幅が大きく、また、昨今の政情不安より、一層不安定さが増している。唯一対応な国である DR コンゴ国では 2010 年度の対応は完全には不可能であるものの、2015 年度には完全に補充できる輸出力を確保している。よって、DR コンゴ国と Firm 型の長期取引を締結すれば、よりメリットの大きい関係を築けるものと思われる。

表 4.1 輸出入電力量／電力の概算結果（電力需要想定：ベース・ケース）

輸出入電力		2010	2015	2020	2025	2030	
輸出	電力[MW]			700	1000	1300	
	電力量[TWh]	豊水			4.4/5.6	9.2/8.8	11.9/11.7
		平水			1.5/3.3	5.3/6.0	7.2/8.1
		渇水			-/0.9	1.4/3.1	2.4/4.3
輸入	電力[MW]	300	300				
	電力量[TWh]	豊水	0.2/0.2	1.5/1.6			
		平水	1.5/1.5	3.3/3.3			
		渇水	3.1/3.1	5.1/5.1	1.3/-		

注記：“（シナリオ1-1）” / “（シナリオ1-2）”を指す。

<sup>6</sup> 本値は、220kV 送電線 2 回線、330kV 送電線 1 回線による連系線容量である。

<sup>7</sup> 本値は、330kV 送電線 2 回線による連系線容量である。なお、中央回廊などの建設によって当連系線容量は増加方向に変化するが、実現性が不明確であるため、今回の検討においては除外した。また、ナミビアを介する受電ルート（ZIZABONA プロジェクト）も存在するが、運用が不確定であるため、これも除外した。

表 4.2 輸出入電力量／電力の概算結果（電力需要想定：高ケース）

輸出入電力		2010	2015	2020	2025	2030	
輸出	電力[MW]						
	電力量[TWh]	豊水			0.8/2.0	4.1/3.6	11.4/14.2
		平水			-/0.3	0.2/0.9	9.6/10.6
		渇水					4.9/6.9
輸入	電力[MW]	300	300				
	電力量[TWh]	豊水	1.2/1.2	4.2/4.4			
		平水	2.3/2.3	6.0/6.0	2.1/-		
		渇水	4.8/4.8	7.8/7.8	5.0/2.7	3.6/2.0	

注記：“（シナリオ1-1）” / “（シナリオ1-2）”を指す。

表 4.3 不足輸入電力量／電力の検討

Required Volume		2010	2015	2020	2025	2030	
Base Case	Required power[MW]	300	300				
	Required Energy [TWh]	Wet	Base(100) Peak(200)	Base(200) Peak(100)			
		Ordinary	Base(200) Peak(100)	Base(300)			
		Dry	Base(400)	Base(600)	Base(300)		
High Case	Required power[MW]	300	300				
	Required Energy [TWh]	Wet	Base(200) Peak(100)	Base(600)			
		Ordinary	Base(300)	Base(700)	Base(300)		
		Dry	Base(600)	Base(900)	Base(600)	Base(300)	

注記：“ベース”：ベース対応電力契約，“ピーク”：ピーク対応電力契約を指す。カッコ内の数値は、契約すべき電力 [MW]を示す

表 4.4 DR コンゴ、南アフリカ両国からの電力輸入の可能性

対象国	連系線容量 [MW]	輸出可能電力[MW]		
		2010	2015	2020
DR コンゴ国	600	179	326～3740	55～3620
南アフリカ国	300	Impossible	Impossible	Impossible or up to 1215
cf.ジンバブエ国	(300)	Impossible	Impossible or up to 648	Impossible or up to 826

出所：SAPP Regional Generation and Transmission Expansion Plan Study Dtgaft Final Report(Interim), 2008 より値を抽出し、調査団作成





## 第5章 送電開発計画

### 5.1 ザンビア国内送電系統の現状

ザンビアにおける系統図を図 5.1 に示す。この送電系統の特徴は以下の通りである。

- 基幹系送電線：主に 330 kV 送電線にて構成。潮流は Kariba North、Kafue Gorge など南側の大規模水力から Copperbelt 方面に向けて潮流が流れており、北部方面の電圧が低下する傾向にある。2008 年の Luano 変電所を見ると、年間の約 4 割の時間帯において 330 kV 母線電圧が基準値 ( $330 \text{ kV} \pm 5\%$ ) を満たしていなかった。
- 負荷送電線：主に 66 kV 送電線にて構成。北東部および西部においては長距離の 1 回線送電線が大半であり、N-1 基準を満たせない箇所が多い。また、100 km を超える距離を 66 kV 送電線で送電しているため、末端部での電圧変動が大きい。2008 年の Kasama 変電所を例にとると、年間の 1/3 以上の時間帯において 66 kV 母線電圧が基準値 ( $66 \text{ kV} \pm 5\%$ ) を満たしていなかった。

これらのことから、Zambia の送電系統においては、電圧対策の検討が重要となる。このため、Zambia 送電計画の策定においては、この点を重点的に実施した。

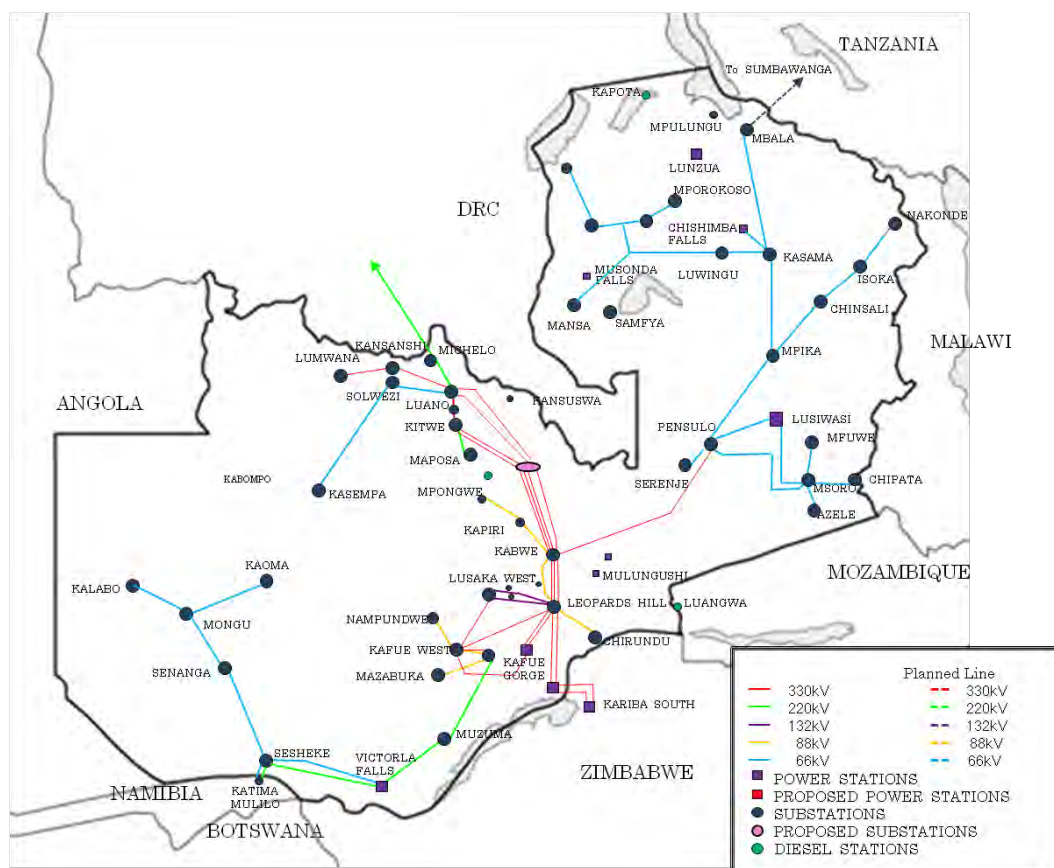


図 5.1 Zambia 系統図

## 5.2 送電開発計画策定基準

ザンビア国内における送電開発策定時の基準を表 5.1 に示す。ザンビアにおいても、世界中で標準的に用いられている N-1 基準が適用されている。ただし、北東部および西部など、需要密度が低いエリアにおいては、送電線が 1 回線しかなく、この基準を満たすことができない。限られたコストで地方電化を推進するためには、このような状況も止むを得ないが、将来的にはこのようなエリアを可能な限り小さくすることが望ましい。このため、N-1 基準を満たさないエリアについては段階的に縮小するような計画を策定した。

表 5.1 ザンビアにおける送電計画策定基準

Item	Criteria
Station Bus Voltages	Steady state: +/-5% of the nominal value
	Contingency conditions: +/-10% of nominal value
Equipment Loading	Steady state: Within Rated Current of equipment
	Short time overload: 20% above Rated Current for 20 minutes maximum
System Operation Security	System should stand a single contingency
System Stability	System stability (voltage and angle) is to be maintained following a single contingency outage after a permanent line to ground fault on any transmission line or transformer. For single circuit supply arrangements, the criterion will be relaxed.
Power Factor	0.95 (for transmission planning)
Frequency	With SAPP Interconnection: 49.95 - 50.05 Hz range 90% of the time
	Isolated Case: above 49 Hz

また、送電計画策定にあたり、国際融通の影響についても検討を行った。送電系統は国際融通を行っている状況でも安定的に機能する必要があるため、ここでは Base Case（国際融通なし）と、Interconnecting Case（Zambia 系統に対して最も厳しいと思われる条件）の 2 通りについて解析・検討を行った。解析を行ったケースを表 5.2 に示す。

表 5.2 送電計画策定における国際融通条件

Year	Base Case		Interconnecting Case	
	Import	Export	Import	Export
2015	0	0	-Sesheke 200MW	-Nakonde 200MW
2020			-Sesheke 200MW	-Nakonde 400MW
2025			-Victoria Falls 200MW	
2030				

Zambia 系統は、電源が南部に集中しており、常に潮流が南から北に向けて流れている。このため、この潮流をさらに大きくする条件、すなわち Namibia 方面から電力を輸入し、Tanzania 方面へ輸出する条件が最も Zambia 系統に対して厳しい条件となるため、国際融通ケースの条件を表 5.2 のように設定した。なお、DRC から電力輸入を行う場合は南→北と

向かう潮流を抑制するため、熱容量、電圧安定度の両面において、系統に対する負担が減少する。また、Kariba South からの電力輸入は、Victoria Falls-Lusaka 間の潮流を抑制するため、これも Namibia 方面からの輸入に比べ有利な条件となる。

### 5.3 ベースシナリオ（シナリオ 1-1）における送電開発計画

需要想定および電源開発計画の結果を基に、ベースシナリオ（シナリオ 1-1）におけるザンビアの送電計画を策定した。なお、この計画策定においては、潮流解析および N-1 条件の検討を実施した。このシナリオにおける送電開発計画にて開発する送電設備量を表 5.3 に、また代表例として 2030 年断面の系統図を図 5.2 に示す。これらから分かるように、比較的早いフェーズ（2010-2015）における送電設備開発量が大きくなっている。これは、今後の電源開発に対応するためには、現在非常に厳しい状況となっている電圧安定度の問題を早めに解決する必要があるためである。

表 5.3 シナリオ 1-1 における送電設備開発量 (kms)

Year	Voltage of Transmission Line (kV)			
	66	132	220	330
2010-2015	194	2,562	599	3,668
2015-2020	5	1,494	0	389
2020-2025	0	241	0	2,142
2025-2030	0	236	0	140

### 5.4 石炭火力開発シナリオ（シナリオ 1-2）における送電開発計画

ここでは、電源開発シナリオとして石炭火力開発ケース（シナリオ 1-2）の結果を用い、送電計画の策定を行った。なお、需要想定結果、国際融通条件などについて、シナリオ 1-1 と同様のものを用いた。このシナリオにおいては、石炭火力発電所の立地が送電計画に大きな影響を及ぼす。このため、石炭火力発電所の立地としては表 5.4 に示すものを想定した。

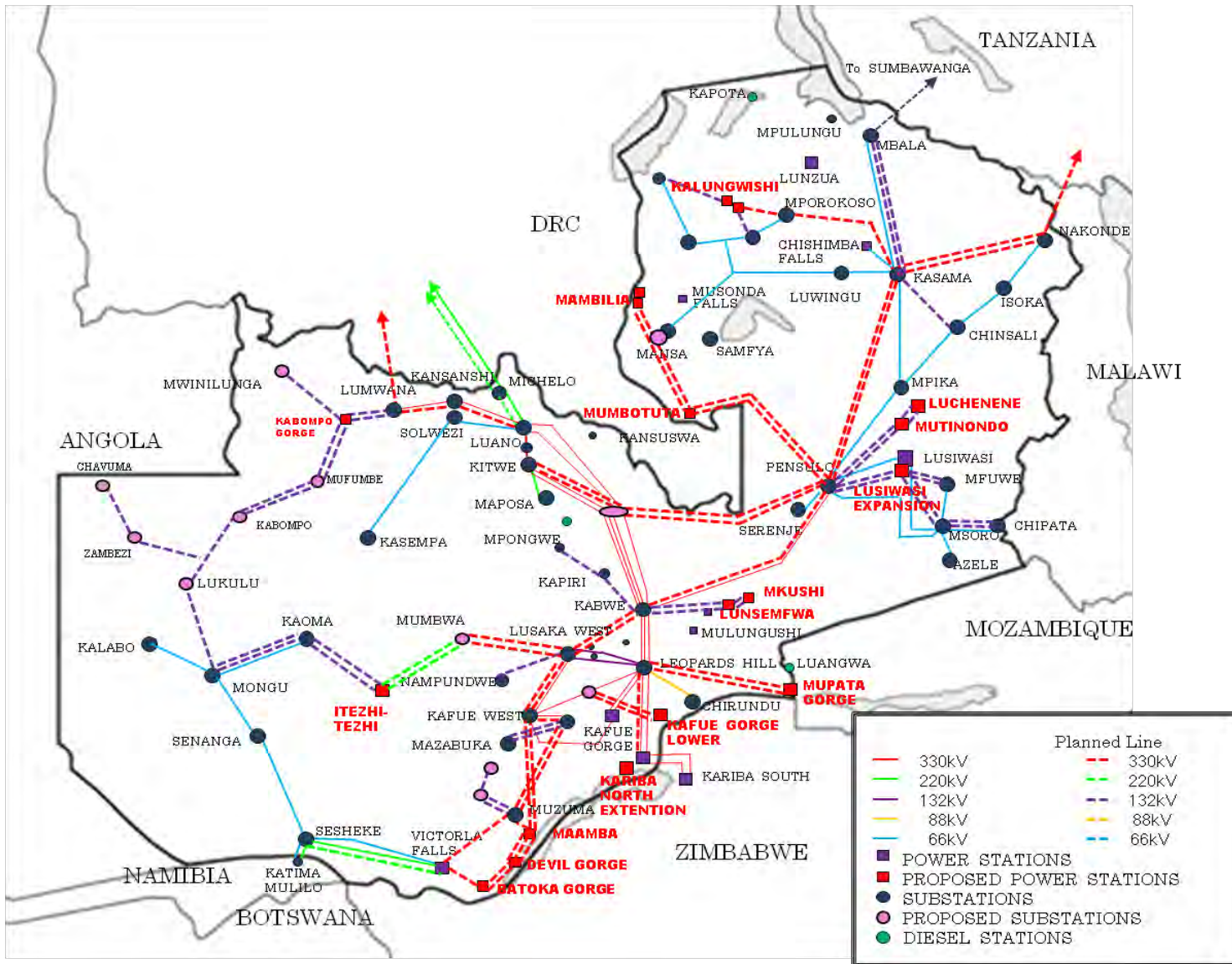
表 5.4 Developing Plan of Coal Power Plant

Install year	Capacity (MW)	Location
2014	200	Maamba
2016	300	Maamba
2018	300	Kitwe
2021	300	Kitwe

このシナリオの送電開発計画にて開発する送電設備量を表 5.5 に示す。また、代表的な系統図として 2030 断面における系統図を図 5.3 に示す。これらから分かるように、シナリオ 1-2 においても比較的早いフェーズ（2010-2015）における送電設備開発量が大きいですが、シナリオ 1-1 に比べその集中度は下がる。これは、Kitwe 方面に開発する石炭火力発電所が北部方面に向かう送電線の潮流を減少させることにより、熱容量、電圧安定度ともにシナリオ 1-1 に比べ緩やかな条件となるためである。

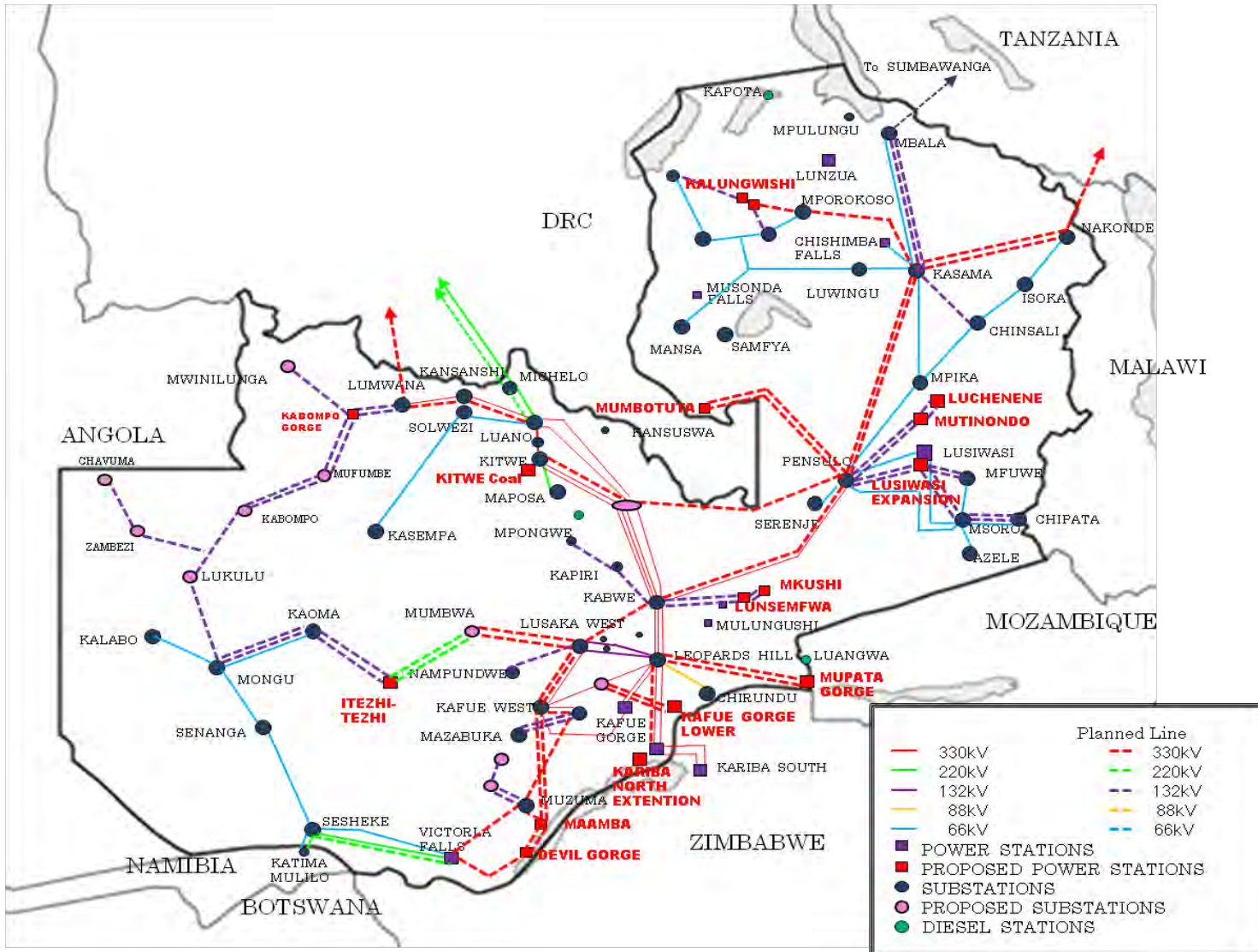
表 5.5 シナリオ 1-2 における送電設備開発量 (kms)

Year	Voltage of Transmission Line (kV)			
	66	132	220	330
2010-2015	194	2,562	599	3,668
2015-2020	5	1,474	0	205
2020-2025	0	261	0	104
2025-2030	0	236	0	1,203



5.2 Zambian Power System on 2030 (Scenario 1-1)





5.3 Zambian Power System on 2030 (Scenario1-2)

## 5.5 送電開発計画まとめ

ここでは、策定した送電開発計画のまとめとして、送電開発にかかる費用および送電ロスに関して述べる。表 5.6 に、シナリオ 1 における送電開発コストを、表 5.7 にシナリオ 2 における送電開発コストを示す。なお、ここで示したコストは 2008 年断面の機器コストをもとに算出しており、将来のインフレ率などは反映していない。

表 5.6 シナリオ 1-1 における送電開発コスト (million USD)

Year	Transmisson Line	Switchgear	Transformer	Total
2010-2015	1,324	133	126	1,583
2015-2020	295	33	42	371
2020-2025	597	52	27	675
2020-2030	74	8	16	98
Total	2,290	226	211	2,728

表 5.7 シナリオ 1-2 における送電開発コスト (million USD)

Year	Transmisson Line	Switchgear	Transformer	Total
2010-2015	1,324	133	126	1,583
2015-2020	259	29	35	324
2020-2025	41	9	35	86
2020-2030	310	25	13	348
Total	1,934	197	210	2,341

この表に示すように、ザンビアにおける送電開発コストは非常に大きな金額となり、2030 年までにシナリオ 1-1 で 2.7 billion USD、シナリオ 1-2 でも 2.3 billion USD もの開発コストが必要となる。特に、2010-2015 のフェーズで必要となる金額が大きく、2030 年までの開発コストのうち、およそ 50% ものコストをこの期間に投資する必要がある。これは、現在のザンビアにおける送電システムが非常に厳しい運営を強いられており、これ以上の需要増加に対応するためには基幹システムを含めた大幅な増強が必要であるためである。

なお、シナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 の結果を対比すると、全般的にシナリオ 1-2 の方が低い開発コストで済む。また、開発時期も遅い時期 (2025-2030) にシフトする。これは、主に Kitwe に開発する石炭火力発電所のために、南北方向の潮流が小さくなることと、Mambilima, Mumbotuta の開発が遅くなることによるものである。

## 第6章 配電計画

需要想定結果および送電計画の結果を踏まえて、以下のとおり 2020 年までの配電計画の策定を行った。なお、以下の配電計画対象に示すとおり本章はザンビア国すべての地域および配電設備を包括するマスタープランではない。

### 6.1 配電計画対象

本調査における配電計画の策定対象となる電力設備は以下のとおり。

- BSP（バルク・サプライ・ポイント<sup>8</sup>）から 33/11 kV変電所に至る 33 kV配電線
- 33/11 kV 変電所間を連系する 33 kV 配電線
- 33/11 kV 変電所

本調査における対象地域は、C/P との調整の結果、Lusaka, Choma, Kafue, Livingstone, Mazabuka, Kapiri/Mkushi, Ndola, Kitwe とした。

### 6.2 配電拡充計画（2020 年断面）

需要想定および送電計画の策定結果に基づき 2020 年断面における配電拡充計画（案）を策定した。

#### 6.2.1 Lusaka地域

##### (1) 配電計画結果

- 33/11 kV 変電所および 33kV 配電線の拡充（2020 年断面）

需要の増加に伴いほとんどの 33/11 kV 変電所が過負荷となることから大容量変圧器への取替、変圧器の追加設置もしくは新規変電所の設置が必要となる。また、同様にほとんどの 33kV 配電線が過負荷となり、電圧降下も基準値を下回るため、大容量配電線への取替もしくは新規配電線の設置が必要となる。拡充に必要な工事数は、33 kV 配電線 165 km、33/11 kV 変圧器 36 台となる。
- 132 kV 送電線および 132/33kV BSP の新設（2020 年断面）

Lusaka 地域の需要を満たすため 132 kV 送電線および 132/33kV BSP を新設する。

##### (2) 建設工事費

表 6.1にLusaka 地域の建設工事費を示す。

表 6.1 建設工事費（Lusaka 地域）

	2010 - 2015	2016 - 2020	Total
Transmission	62.6	10.6	73.2
Distribution	24.0	13.4	37.4
Total	86.6	24.0	110.6

<sup>8</sup> 33kV 配電線に対して電力を供給する配電用変電所。日本では”二次変電所”に相当する。



## 6.2.2 南部地域 ; Livingstone, Choma, Mazabuka, Kafue

### (1) 配電計画結果

#### - 33kV 配電線の拡充 (2020 年断面)

需要の増加に伴い 33 kV 配電線の数か所において電圧降下の限界値を下回ることから、大容量配電線への張替および新規配電線の追加設置が必要となる。なお、拡充に必要な工事数は、33 kV 配電線 284 km、33/11 kV 変圧器 15 台となる。

#### - 132 kV 送電線および 132/33kV BSP の新設 (2020 年断面)

一部地域では需要が大きくなり配電線での負荷供給が困難となることから第 8 章で述べたように Choma および Monze に 132 kV 送電線および 132/33kV BSP を追加する。

### (2) 建設工事費

表 6.2 に南部地域の建設工事費を示す。

表 6.2 建設工事費 (南部地域)

Construction Cost		2010 - 2015	2016 - 2020	Total
Choma	Transmission	6.8	0.6	7.4
	Distribution	7.3	-	7.3
	Total	14.1	0.6	14.7
Kafue	Transmission	1.3	-	1.3
	Distribution	-	-	-
	Total	1.3	-	1.3
Livingstone	Transmission	-	-	-
	Distribution	2.9	-	2.9
	Total	2.9	-	2.9
Mazabuka	Transmission	26.8	-	26.8
	Distribution	3.0	1.2	4.2
	Total	29.8	1.2	31.0

## 6.2.3 Copperbelt地域 ; Kitwe, Ndola

### (1) 配電計画結果

#### - 33kV 配電線の拡充 (2020 年断面)

需要の増加に伴い Chambishi から負荷側の 33 kV 配電線において電圧降下の限界値を下回ることから、新規配電線 100mm<sup>2</sup> ACSR の追加設置が必要となる。なお、拡充に必要な工事数は、33 kV 配電線 46 km、33/11 kV 変圧器 3 台となる。

- 66 kV 送電線および 66/33kV BSP の新設（2020 年断面）  
Kitwe 地域（Chambishi, Chati, Katembula）の需要を満たすため 66 kV 送電線および 66/33kV BSP を追加する。

(2) 建設工事費

表 6.3にCopperbelt地域に必要な建設費用を示す。

表 6.3 建設工事費 (Copperbelt 地域; Kitwe)

Construction Cost	2010 – 2015	2016 - 2020	Total
Transmission	-	-	-
Distribution	1.2	0.7	1.9
Total	1.2	0.7	1.9

6.2.4 中部地域 ; Kapiri/Mkushi

(1) 配電計画結果

- 33kV 配電線の拡充（2020 年断面）  
需要の増加に伴い 33 kV 配電線の数か所において電圧降下の限界値を下回ることから、大容量配電線への張替および新規配電線の追加設置が必要となる。なお、拡充に必要な工事数は、33 kV 配電線 118km、33/11 kV 変圧器 2 台となる。

(2) 建設工事費

表 6.4に中部地域に必要な建設費用を示す。

表 6.4 建設工事費 (中部地域; Kapiri/Mkushi)

Construction Cost	2010 – 2015	2016 - 2020	Total
Transmission	22.2	8.8	31.0
Distribution	5.2	-	5.2
Total	27.4	8.8	36.2

## 第7章 環境社会配慮

### 7.1 ザンビア国の環境社会配慮制度

ザンビアでは、環境影響評価規則（Environmental Protection and Pollution Control (Environmental Impact Assessment) Regulations, 1997）が、開発プロジェクトに関する環境影響評価（EIA）の対象事業や実施手順を定めている。発電所、送電線、ダム建設など、マスタープランに含まれる各サブプロジェクトの実施に際しては、同規則に従って必要な手続きを踏まなければならない。開発プロジェクトの環境影響評価は、ザンビア環境審議会（ECZ）が担当する。

このほか、国立公園管理や野生生物の保護について定めたザンビア野生生物法、国有林・地方林の管理について定めた森林法などの法令がある。ザンビアには 19 の国立公園と 35 の野生生物管理区が指定されており、両者で国土のおよそ 3 割を占めている。これらの保護区は、野生生物局（ZAWA）が管理している。また、国有林は 180 区域、地方林は 307 区域がそれぞれ指定されており、森林法に基づき林業局が所管している。このほか、環境社会配慮調査に際しては、大気汚染・水質汚濁・騒音に関する環境基準、土地制度などに留意する必要がある。

### 7.2 環境社会配慮の方針と手法

マスタープラン段階での環境社会配慮の目的は、早い段階から想定される影響を予測して、それを立地や仕様などの決定の際に反映させることで、事業化段階での深刻な影響を回避・緩和することにある。これにより、フィージビリティ調査（F/S）や詳細設計（D/D）で立地や施設の仕様を決める際の留意事項が明らかになり、環境影響評価の効果的・効率的な実施が可能になる。

本調査では、既存文献のレビュー、既存電力施設のサンプル調査、有識者・関係者からの聞き取り、ステークホルダー協議などを通じて、各サブプロジェクトの実施に際して想定される影響と必要な回避・緩和策を検討した。

### 7.3 環境社会面の影響

#### 7.3.1 想定される環境社会影響と回避・緩和策

マスタープランに含まれる各サブプロジェクトに関して、特に留意すべき影響項目を挙げると表 7.1 のとおりである。

表 7.1 サブプロジェクトに伴い想定される影響と回避・緩和策

影響項目		想定される影響	回避・緩和策
非自発的住民移転	A	貯水池の建設に伴う大規模な非自発的住民移転の発生、発電施設や送電線・準送電線の建設による一定規模の非自発的住民移転の発生	非自発的住民移転が起きる可能性が高い候補地の回避、対象住民や住民代表との事前協議と合意取得、住民移転計画の策定と実施、必要な補償、生活再建築の策定と実施
地域経済／土地利用への影響	B	農地・林地などの土地利用の変化、一部の土地の収用、生計手段の喪失、送電線の下での土地利用制限	周辺住民への計画内容の事前説明、土地収用計画の策定と実施、必要な補償、生計回復プログラムの策定と実施
水文状況・地下水への影響	A	貯水池の新設・減水区間の出現に伴う地域水文や近隣地下水の分布・量の変化	水文調査を踏まえた取水量・取水パターンの検討、近隣の水域・井戸の水量・水質モニタリング、モニタリングを踏まえた改善措置
動植物および生物多様性	A	国立公園や野生生物管理区に生息・生育する野生生物への影響（水力開発プロジェクトの多くは、国立公園などの中やその隣接地域に計画されている。）、送電線下の樹木伐採	プロジェクトサイト周辺の生物調査とその調査結果を踏まえたプロジェクト計画の策定、回避策・最小化措置・代償措置の検討
感染症（HIV/AIDS）	B	建設作業員の流入による HIV/AIDS の蔓延	建設作業員や周辺住民への HIV その他の感染症に関する教育・啓発活動の実施
文化遺産	C	ダムや貯水池、発電所、送電線の建設に伴う文化遺産の移設などの影響	住民・地方政府・チーフらとの協議、配慮すべき文化遺産の有無の確認、影響が予見される場合の計画の一部修正、文化遺産の移設などの緩和策の検討
景観	B	ダムや貯水池、発電所、送電線の建設による景観への影響	住民・地方政府・チーフらとの協議、地域景観への影響の有無の確認、影響が予見される場合の計画の一部修正（ルート変更など）、工事後の再緑化などの緩和策の検討
廃棄物	B	建設残土・建設廃棄物の排出、火力発電所からの石炭灰・飛灰の排出、古い変圧器の PCB 廃油の排出	建設残土・建設廃棄物・火力発電所からの石炭灰・飛灰の適正処分、工事契約の適正処分担保条項、PCB 廃油の適正保管
騒音・振動	B	工事中の騒音・振動	工事現場の周辺村落への工事日時・期間の事前告知、火力発電所や変電所の施設の設計や配置の際の配慮

【凡例】 A：重大な影響が生じる可能性がある

B：一定程度の影響が生じる可能性がある

C：現段階では影響不明

無印：無視できる程度の影響

### 7.3.2 環境管理計画・モニタリング

プロジェクトを進めていく中で必要な環境対策を着実に実行し、その悪影響を最小限にとどめるためには、環境管理計画の策定が不可欠である。環境管理計画では、構すべき回避・緩和策の内容、環境モニタリングの項目や方法、環境対策の実施・責任体制などを明確に定める必要がある。特に、環境モニタリングは重要であり、提言された回避・緩和策が着実に実施されているか、期待されたとおりの効果が上がっているか、想定外の影響が生じていないかなどを、個々の環境・社会影響の性質に応じて確認する必要がある。

### 7.3.3 現地ステークホルダー協議

本件調査では、表 7.2 のとおりのステークホルダー協議を実施した。

表 7.2 現地ステークホルダー協議の概要

日程	場所	協議先
2009年6月5日	中部州 Serenje 郡	Serenje 郡開発調整委員会*1
2009年6月3日	中部州 Mailou 村	Chief Mailou (Lushiwasi 発電所周辺を治めるチーフ)
2009年6月9日	南部州 Itezhi-Tezhi 郡	Itezhi-Tezhi 郡開発調整委員会*1
2009年6月10日	南部州 Kaingu 村	Chief Kaingu (Itezhi-Tezhi ダム周辺を治めるチーフ)
2009年6月18日	ルサカ	政府関係機関 (野生生物局、林業局、国家遺産保全委員会など)、NGO、ザンビア大学など

\*1：各省庁の出先機関、郡政府、農民代表、商工業者代表、NGOなどが参加する機関  
(出典) 調査団作成

ステークホルダー協議では、発電所の建設工事や操業に伴う雇用創出や地域経済の活性化、電化による生活水準の向上など、電力プロジェクトがもたらす便益への期待が表明された一方で、非自発的住民移転、土地収用、生活手段の喪失などへの懸念、人口流入に伴う社会の変化や感染症のリスク増大への懸念などが示された。影響が大きいと考えられる非自発的住民移転や土地収用については、十分な事前説明や協議、適正な補償、移転先での生活再建支援などが適切になされれば、容認できるとの声が多かった。

今後、事業化の段階では、事業の立地や詳細が実質的に決定される前に現地ステークホルダーと協議し、事前の合意を得る必要がある。その際、事業の影響を受ける住民だけでなく、地域の伝統的権威であるチーフ、各郡の開発調整委員会などの地方政府機関、さらには野生生物局などの地域事務所との協議が必要であることに留意すべきである。

### 7.3.4 事業化段階での環境社会配慮調査に関する留意事項

#### ① 必要な手続きの確実な履行

環境影響評価規則は、電力セクターの各種プロジェクトに対し、環境影響評価またはそれに準じる手続きを義務づけている。このため、サブプロジェクトの実施の際には、ザンビア環境審議会と十分に協議しながら、必要な手続きを確実に履行していくことが必要である。

#### ② 立地に応じた環境社会配慮

F/S 段階では、個々の事業の立地や性質に応じて環境社会影響を予測する必要がある。特に、水力発電所のダム建設予定地や湛水区域、送電線の架設ルートが特定された場合には、非自発的住民移転や土地収用、保護区や生態系への影響などにつき、詳細な検討が求められる。その検討結果に基づき、想定された影響の性質に応じた回避・緩和策を検討することが必要である。

#### ③ 事業立地オプションの準備

回避・緩和策の検討に際しては、まず影響を回避するための代替立地の検討を優先すべきである。回避できない場合は、影響の最小化のための措置、補償などの代償措置を検討することになる。このため、事業立地の選定の際には、立地のオプションをできる限り複数用意しておき、それぞれの環境社会影響も考慮して最終的な立地を選定すべきである。

#### ④ 環境管理体制

事業化段階で一定の環境社会影響が想定される場合には、工事中や作業中の環境対策、環境モニタリングを含む総合的な環境管理計画を策定し、悪影響の回避・最小化に取り組む必要がある。水力開発プロジェクトに関しては、非自発的住民移転のプロセスのモニタリング、生態系への予期していなかった影響のモニタリングが必須である。とくに、生態系への影響については、事前にすべて予測することは事実上不可能であるため、モニタリングの重要性は高い。

## 第8章 経済財務分析及び民間投資促進策

### 8.1 経済財務分析

#### 8.1.1 経済分析

##### (1) 政府財政将来見通し

2008年から2010年の政府予算見通しは、国内外の困難な経済状況や借入金上限設定の政策を踏まえ、厳しいものとなっている。国内借入は2008年においてGDPの1.2%を上限とし、2009年と2010年においてもGDPの1.0%とするとしている。また、対外借入は2008年はGDPの0.6%、2009年と2010年にはGDPの0.7%以下との見通しを行っている。

##### (2) 電力セクターにおける民間資金需要

政府は民間セクターの成長状況に鑑み、国内の電力システムを民間にて開発する重要性を認識している。また、将来の地方電化の重要性においてもニーズを把握している。一方、将来の電力開発にかかる資金ニーズは現在の政府予算のエネルギーセクターに対する予算配分を大きく上回るものである。

JICA調査では、今後21年間の電力システム開発に要する資金需要をUS\$14 billion以上と試算しているが、これは民間セクターによる開発を含めたものである。一方、電力以外のインフラを含めた経済関連への現在の予算配分は約K3000 billion程度であり、これはUSドルに換算すると\$600 million程度に過ぎない。従って、現在の政府予算によって、この電力セクター投資の公的資金部分<sup>9</sup>をすべてカバーできるかどうかは疑問が残る。

#### 8.1.2 財務分析

この財務分析では、個々の投資案件の内部収益率などの投資リターンではなく、ZESCOの企業財務に着目する。これは、個々のプロジェクトはIRRの検討を含む可能性調査によってスクリーニングされており、再度可能性を確認する必要はないと思料されるからである。すなわち、すでに収益性が確認されている案件が実施された場合に、それらの投資がZESCO財務にどのような影響があるかを中心に検討を行う。

---

<sup>9</sup> 全体の投資金額はシナリオ1-1で約US\$14 billionであり、このうち送電線は約US\$2.7billionである。

(1) 分析の前提条件

対象となる期間は ZESCO の会計年度 2009/10 から 2030/31 年度とする。

a. 収入にかかる前提条件

マクロ経済、為替率、年間売上高、電気料金などについて設定した。電気料金は「コスト回収ができる料金」の達成は 2012～13 年にできるとした。2013 年以降は物価上昇率を勘案し毎年改訂を行うとした。

b. 費用にかかる前提条件

減価償却、新規投資、コスト改善、税金などについて設定した。

c. キャッシュフローに係る前提条件

投資費用額、借入金などについて設定した。

(2) 財務分析結果

(i) 財務見通し概要

将来の ZESCO 財務の見通しについては、利益マージンは損益計算書における健全な財務状況を示している。また、固定資産リターンは通常目安とされる 8%をほぼクリアしており、十分な収益性が確認された。

(ii) 営業費用

ZESCO の営業費用内訳の実数を以下に示す。

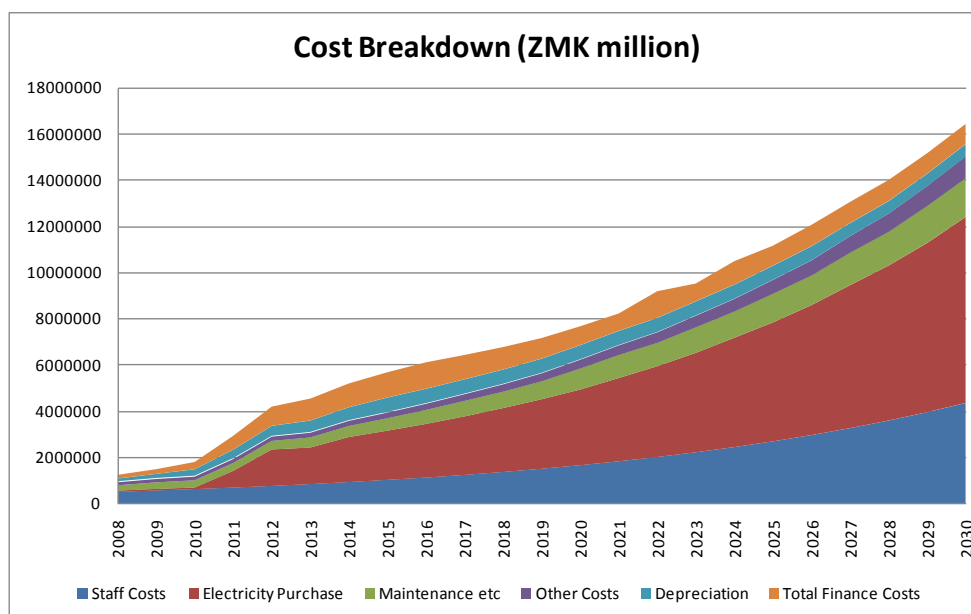


図 8.1 営業費用内訳

出典) JICA 調査 (2009)



電力供給コストは、2013年ぐらいまではERBの電気料金値上げのシナリオに従い高い上昇率が見込まれるが、その後は平均的なコスト上昇が見込まれる。従業員費用は、総費用に比べると低い増加率であるが、維持管理費用や減価償却費などの費用に比べると若干多めの増加を示している。一方、買電費用は、IPPからの買電のため、検討期間中大きな伸びを示している。

#### (iii) 供給コスト

ZESCOの供給コストは検討期間において、すべての顧客カテゴリーで増加が見込まれる。民生顧客においては2012年までにコストを反映した料金レベルに引き上げるために大きな増加が想定されるが、それ以降はコストの増加率は減少する。すべての顧客を平均すると2009年の207ZMK/kWhから2030年には830ZMK/kWhとなり、これは年平均にすると約7%の上昇率になる。この増加は期間中の国内インフレ率を約10%と想定していることから、これより若干低い増加率になっている。

#### (iv) キャッシュ・ポジション

キャッシュ・ポジションについては、大規模投資が行われる期間については、資金調達が課題となる。特に2012年から2017年の、主に送電線の延伸開発に係る費用が必要な期間である。しかしながら2018年以降は大きな投資もなく、健全なキャッシュ・ポジションが想定される。

### 8.1.3 経済財務面における提言

#### (1) 将来の投資プロジェクト

開発計画は将来の資本支出に係る最適なシナリオを示したものである。本調査では、今後の開発が提案したスケジュールにて実施されることを想定している。しかしながら、仮に開発スケジュールが何らかの理由で遅延した場合、ZESCOは隣国から電力を輸入する必要があるが生じたり、新たな資金を用意する必要があることが考えられる。従って、計画の遅れはさらに電気料金が上がる要因ともなりかねないため、投資プロジェクトのスケジュールの遅れが生じないように、実施を進めるべきである。

#### (2) 将来投資のための資金調達

投資計画が示すとおり、今後多額の資金支出プロジェクトが、特に2012年から2016年において、計画されている。これまでの時期に電気料金はサービスコストを反映した料金レベルに達していると想定される一方、新規投資のための資金はZESCOにとって課題として残る。本調査の財務分析ではZESCOの従来計画に従い、85%を政府保証を前提とした借入金で賄うと想定した。しかしながら、この資金調達については、財務・国家計画省と十分協議を行うことが求められる。

### (3) サービスコスト

電力サービスは、インフレ、新規開発、効率・信頼性向上のための投資、IPP への支払い義務など様々な要因によって、コストが上昇することが考えられる。一方、システムロス低減、実質的なオペレーションコストの低減、規模の経済によるコスト低減など効率改善によってコストの上昇が抑えられることも期待できる。ZESCO はこれらあらゆる手段を事前に講じてパフォーマンスを向上させるとともに、成果を ERB ほか関係者に示すため、継続的な取組みを行うことが求められている。

### (4) 外貨ポジション

ZESCO は現在 US ドルとザンビア・クワチャの二つの通貨によって収益を得ている。これは鉱業需要家などからの売上は外貨にて、小売については現地通貨で支払いがされているからである。ZESCO は現在、この外貨建ての収益を、外貨建ての借入金返済や機器輸入、買電費用、その他輸入による購買費用などに使用している。しかしながら、今後は IPP からの買電が増加するとともに、外貨建ての支払い決済が増加すると考えられる。従って、現地通貨の対 US ドルレートの変動も予想されることから、外貨管理は今後、ZESCO にとってさらに重要になってくることが想定される。現時点においても為替率の変動は ZESCO 財務に大きな影響を与えている。外貨管理という観点から、ZESCO は IPP への外貨による買電料金の支払いが増加することにより、現金の不足が想定される。従って、資産負債管理は ZESCO にとってますます重要になってくると考えられる。

### (5) 料金改訂

財務分析で示したように、ZESCO のパフォーマンスが向上しても電力供給コストの上昇のため、今後も定期的な料金改訂は避けられない。ERB は ZESCO のパフォーマンスや経済・産業状況を踏まえて、適正な料金改訂を継続的、タイムリーに実施すべきである。この料金改訂の状況いかにによって、ZESCO の財務運営に大きな影響を与えるからである。また、この料金改訂にあたっては、ZESCO の外貨による決済のニーズを踏まえて外貨ポジションについて迅速な改訂をすることが望ましい。

## 8.2 民間投資促進策

### 8.2.1 民間投資促進に係る提言

#### (1) 民間投資を促進するためのわかりやすい枠組みとシステムを提示する

民間投資に係る枠組みを法律に立脚した手段のよって刷新し強化していくことが重要である。すなわち、租税・公課、グリッド・コードやオープン・アクセス、環境問題、その他の法律、規制などがそれらに相当する。多くの投資家の懸念は、特定のプロジェクトの収益性や技術リスクにあるのではなく、不透明な法制度やそれを取り巻く規制環境にある。もしこれらの租税公課などの投資条件が投資家にとって確度の高いものであったなら、投

資家はもっと自信をもって民間投資案件を実施することができると思う。

#### (2) 民間投資プロジェクトのレビュー、承認プロセスの期間短縮を図る

パイプラインにあるいくつかのプロジェクトは、行政指導や承認を待っているものが多い。政府による指導や支援はこれら案件実施に対して非常に重要である。なぜなら、政府の指導によって案件の方向性が変わることもあるからである。案件にとって重要事項には、①環境問題、②プロジェクト開発のライセンス付与、③電気料金や PPA 交渉、④設計・施工に係る事項、⑤水利権などが含まれる。政府による承認プロセスは、民間投資家にとって単純でわかりやすいものでなければならない。民間投資家の中には、政府関連機関の遅いプロセスや承認手順の複雑さに不満を持つものが少なくない。また、ある投資家はザンビアの電力セクターに未参入の新規事業者であるため、市場参入のための障害を低くするため政府の専門家からの支援が有効である場合もある。

#### (3) 民間開発案件の申請のレビューや調整のための能力を強化する

ERB は、現在最も懸念事項である、電気料金課題や ZESCO のパフォーマンス合意のモニタリング、グリッド・コードの改訂などに忙しい状況であると推測される。しかし、ERB は民間投資プロジェクトの標準やグッド・プラクティスを確立するための指導的役割が期待されている。FPI についても近年の電力セクターの開発状況、傾向を踏まえて改訂し、ERB による民間開発の規制のためのスコープや方法論について明らかにすべきであろう。電気料金交渉についても、異なる民間投資家や案件の多様化したニーズに対応するため、この後ますます重要になることが想定される。

#### (4) 民間セクターによるプロジェクト準備や実施を支援するための取組みの強化

民間セクター案件を支援するための資金支援について再検討することが必要である。国内投資家の数は国外投資家に比べて数は少ないものの、ローカル投資家による国内資金市場からの資金調達に関して、政府が支援することのニーズや便益は確かにあるものと考えられる。電力案件に係るインフラ開発のための政府資金も、案件実施について重要な役割を果たす。これらには、アクセス道路建設、発電した電力を送電するための変電所その他の設備、情報通信システム、その他の社会サービスなどが含まれる。これらの公的施設やサービスは民間投資プロジェクトの実施の障害にはならない。

## 第9章 最適電力開発計画

本章では、策定した最適電源開発計画、国際融通計画、送配電系統計画を元に、ザンビア国における最適電力開発計画の策定を行った。また、検討した最適電力開発計画の実施に向け、本邦の支援が必要と思われるプロジェクトの抽出を実施した。

### 9.1 最適電力開発計画の策定

本調査においては、最適電力開発計画の策定にあたり、以下の2つのシナリオを想定して調査・検討を実施した。

シナリオ1：電力自給シナリオ

エネルギー・セキュリティの観点から、国内電源のみで対応するシナリオ

シナリオ2：SAPPを通じた電力融通シナリオ

経済性や実現可能性の観点も含め、SAPPからの電力輸入（融通）を考慮し、国内の電力開発を遅らせるシナリオ

2つのシナリオを検討した結果、それぞれのシナリオにおいて以下の問題点が発生した。

#### シナリオ1

水力電源の開発は時間とコストがかかるため、ザンビア国内における水力電源の開発のみでは、至近年においてエネルギーバランスを満たすことが出来ず、電力不足に陥る。また、国内に存在する他のエネルギー資源（石炭等）も量が十分ではなく、当面のエネルギー不足を解消することが困難なため、エネルギー資源を輸入するケースについても検討を行う必要がある。

#### シナリオ2

至近年においては、ザンビア国だけでなくSAPP各国においても電力不足の状態が継続し、電力を安定的に購入することが困難である。また、SAPP各国の電源開発状況は、資金不足等の理由から遅れがちであり、電力融通に頼って国内の電源開発量を削減することはリスクが高い。また、将来の国際電力融通価格についても不透明な部分が多く、国際融通に頼ることがコスト削減につながるかも不明である。

以上の課題から、本調査においては以下の方針にて最適電力開発計画を策定した。

#### シナリオ1

自国のエネルギー資源のみを用いたシナリオ（シナリオ1-1）以外に、エネルギー資源

を輸入して、自国で発電を行うケース（シナリオ 1-2）についても検討を行う。

## シナリオ 2

SAPP 内の電源開発に頼り、自国の電源開発を遅らせることはリスクが大きいため、積極的な国際連系を想定した電源開発計画は実施しない。

しかし、緊急時の電力融通や、ザンビア国を經由した近隣国同士の電力融通の実現には SAPP メンバーであるザンビア国として対応する必要がある。よって、送電系統については国際電力融通に対応できる系統を計画するものとする。尚、これについては、上記シナリオ 1-1、1-2 に包含して検討する。

以上の方針に従い、最適電力開発計画の策定を実施した。ここで、表 9.1 にシナリオ 1-1 における総投資額を、表 9.2 に、シナリオ 1-2 における総投資額を示す。

表 9.1 シナリオ 1-1 における総投資額

Unit: million US\$

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	合計
発電	1,054	4,446	2,952	3,017	11,469
送電	1,583	371	675	98	2,728
合計	2,637	4,817	3,627	3,115	14,197

表 9.2 シナリオ 1-2 における総投資額

Unit: million US\$

	2010-2015	2016-2020	2021-2025	2026-2030	合計
発電	1,054	3,358	2,678	3,150	10,240
送電	1,583	324	86	348	2,341
合計	2,637	3,682	2,764	3,498	12,581

これらの表から分かるように、シナリオ 1-2 の方が小さい総投資額で済み、その差は 1,616million US\$である。ただし、これらの金額は初期投資額であり、燃料費（石炭）が含まれておらず、燃料費を考慮すれば発電投資額はほぼ同等となる。2015 年までの開発計画においては、シナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 における現在のプロジェクトの進捗状況を踏まえると 2015 年までの開発計画については全く同じものとなる。シナリオ 1-2 で想定する石炭の輸入については現時点で全く目途がついておらず、今後、その輸入先、輸入主体、発電

所への供給形態などの検討を行う必要がある。

## 9.2 協力事業に関する提案

以下に本調査団が今回の調査を通じて得た情報から考案した技術協力として実施すべき事業、及び有望な開発事業パッケージを示す。

### 9.2.1 技術協力事業

#### (1) 電力マスタープランのローリング [技術協力プロジェクト]

本調査において策定した電力開発マスタープランについては、今後、ザンビア国政府（エネルギー・水資源省）により、ザンビア国の長期電力開発計画として正式に承認されることとなっている。

長期電力開発計画を実行に移すにあたって重要な取り組みは、以下の 2 点であると考えられる。

- 長期計画に基づいて、中期（3～5 年）、短期（1 年）の計画を策定し、至近に実施すべきことを具体化する
- 需給状況やプロジェクトの進捗状況を監視し、これらを反映した定期改訂を行う

である。

これらの取り組みについては、DOE の職員自身により自主的に実施されることが期待されるが、要員上の制約やこれまでの経験も乏しく、本件調査を実施した経験からは、一定期間何らかのサポートが必要であると言わざるを得ない。具体的には、電力開発計画更新のスケジューリング等全体を把握する長期専門家と、需要想定、電源計画、送電計画、配電計画の各要素技術に関する短期専門家を派遣する形態の技術協力プロジェクトが想定される。

#### (2) 配電マスタープラン [開発調査]

本事業については、先に策定された地方電化マスタープランと今回策定した電力開発マスタープランの間を埋めるものとして、カウンターパート機関（DOE）より提案されたものである。

ザンビア国においては、既存配電設備の更新・増強が十分に行われておらず、配電設備は全般的に老朽化と慢性的な過負荷運用が著しい。このようなザンビア国の配電部門の現状を改善し、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減を行い、包括的視点に立った全国レベルの配電マスタープラン実施の必要がある。なお、配電設備については、比較的大規模な工事となる発電設備や送電設備の更新・増強等と異なり、計画立案から工事の実施まで

が比較的短期間に実施できると想定される。

また、本調査において策定した配電計画は、ザンビア国全ての地域および配電設備を対象としたものではないため、本調査の対象外である地域および設備を対象に加えて、本事業を進める必要がある。

### (3) 包蔵水力調査 [開発調査]

ザンビアでは、これまでに北西部州に限った包蔵水力調査<sup>10</sup>が実施されているものの、全国一斉の包蔵水力調査は行われていない。一方、世界エネルギー会議（WEC）のまとめた統計では、

- a) 理論包蔵水力（theoretical）： 53 TWh p.a.
- b) 技術的開発可能（technically exploitable）： 30 TWh p.a.
- c) 経済的開発可能（economically exploitable）： 11 TWh p.a.

とされている。いみじくも、経済的開発可能水力は既開発分と概ね一致し、また、技術的開発可能水力は既設分と政府（OPPPI）が所有する候補プロジェクトの合計と概ね一致する。

これまでは主要 3 水力発電所（Victoria Falls、Kariba North Bank、Kafue Gorge）により十分な電力供給ができていたことから、包蔵水力に関する関心は低かったものと想像されるが、本調査において明らかにしたように、既に候補として挙げられている水力プロジェクトでは 2030 年までの電力需要を賄うのが精一杯であり、2030 年以降の電源についても調査を進めておく必要があること、また、地方電化の観点からは、グリッド延伸が当面計画されていない遠隔地については小水力発電による電化が有力な選択肢の一つであり、こうした意味合いからも小水力も含めた全国一斉の包蔵水力調査が必要である。

具体的には、ザンベジ川、ルアプラ川といった国際河川だけでなくその支流における調査（西部州、ルアプラ州）、北部州、東部州に存在する中、小規模河川の流れ込み式水力発電所の可能性を調査することが必要であると考えられる。また、いくつかの有望地点については、あわせてプレ F/S を実施し、プロジェクトの早期実現につなげることも視野に入れたい。

### (4) 水力地点フィージビリティ調査 [開発調査]

OPPPI が所有する 16 の水力開発プロジェクトのうち、F/S に着手されていないものが少なくない。とりわけ、Zambezi 川及び Luapula 川のプロジェクトについては規模も大きく総設備容量は 2,470 MW と 2030 年までの開発量の半分以上を占め、その重要性は高い。こ

---

<sup>10</sup> NORPLAN A.S (2000), “Small Hydropower Pre-Investment Study North-Western Province, Zambia”

これらのプロジェクトについては国際河川プロジェクトであり、ジンバブエあるいはコンゴ民主共和国との共同開発となることが想定され、国内プロジェクトにも増して開発リードタイムを要する。また、近年、水力開発に伴う環境社会への影響への関心が高まっており、開発途上国における水力開発が環境社会上の課題のために遅延する事例も少なからず見られる。したがって、ザンビア国の環境基準のみならず、JICAをはじめとする国際援助機関の環境ガイドラインに沿った評価も必要である。

以上のことから、世界銀行をはじめとする多援助機関の動向も見ながら、日本のODAによりF/Sを実施することも有効である。

## 9.2.2 有望な水力発電設備支援パッケージ

### Lusiwasi 水力発電所拡張事業

Lusiwasi プロジェクトについては、既設 Lusiwasi 水力発電所（12 MW（3 MW×4 機））に 40 MW（20 MW×2 機）を増設する増設計画と、既設発電所の上流に新たに貯水池を設け、その下流に流れ込み式の発電所（出力 10 MW（5 MW×2 機））を新設する上流計画の 2 つの計画から構成される。（図 9.1 参照）

現在、ZESCO にて実現可能性調査が実施されているが、その後の開発スキームは定まっていない。そのため、当プロジェクトの実現に向けた本邦の支援の余地は十分あると考えられる。さらに、当プロジェクトは拡張計画と新設計画の 2 つの開発計画の合成となっており、各計画個別の対応も可能と考えられることから、各支援スキームへの柔軟性も高い。

開発コストの概算は、以下のとおり。

表 9.3 Lusiwasi 水力発電所拡張事業のコスト概算

	上流計画	増設計画
Capacity (MW)	10 (5 x 2units)	40 (20 x 2units)
Construction Period	14 months	28 months
Project Cost (million US\$)	32.68	101.32



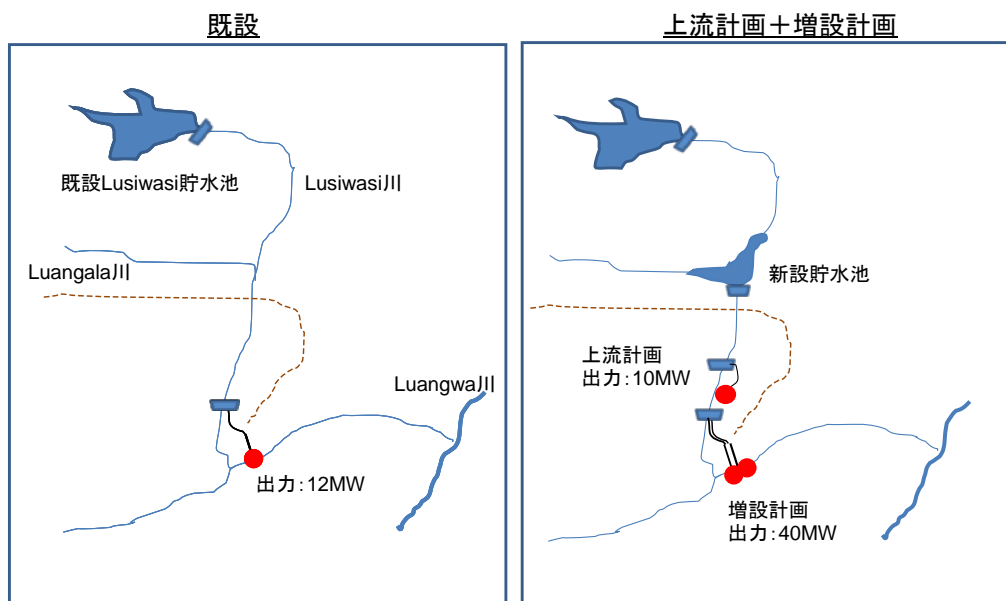


図 9.1 Lusivasi 水力発電所拡張事業の概要

### 9.2.3 有望な送電設備支援パッケージ

本調査で策定したマスタープランを実施に移行させるうえで、資金調達は重要懸案の一つに挙げられる。前述したように、2010～2030年までの21年間に電源・送電設備<sup>11</sup>に必要な投資額は126～142億ドル程度であり、平均して年間5～10億ドル程度の至近が必要となる。現行のザンビア国政府の総公共投資予算が年間5億ドル程度であることを鑑みれば、この数字がいかに大きいか分かるであろう。電力セクター、とりわけ発電セクターについては、政府方針に則り、現在も幾つかの交渉が進められているとおり、民間資本の参入が期待されている。ただし、送電網の整備に関しては、この民間資本の参入は殆ど見込めない。

ここでは送電線建設に関するプロジェクト、特に至近段階（2010-205）における主要送電網建設、における多額な投資費用について再度確認する。

#### (1) Lusaka地域 送配電網整備

現在、首都 Lusaka における電力需要は増大を続けており、送配電設備の容量がほぼ限界に近付いている。また、Lusaka 地域においては 330kV, 132kV, 88kV の送電系統と 33kV, 11kV の配電系統が存在するが、このなかでも特に 88kV 系統は老朽化が進んでおり、また世界的にも適用例が少ない電圧であることから、送電設備運用の障害となりうる。

<sup>11</sup> 配電については別に 2010～2020 年までの所要投資額についてまとめた（本文参照）。この数字は配電等については含まない。

このため、Lusaka 地域の拠点変電所として Lusaka South 330/132kV 変電所を新設するとともに、132kV 送電網、33kV 配電網を拡充し、老朽化した 88kV 送電網を廃止することで送配電設備容量の増加と電圧階級の統一による設備運用の改善、信頼度向上を図る。

・実施時期：2010-2015

・対象設備：

変電所

330/132kV Lusaka South 変電所 新設

132/33kV 変電所 5 箇所新設

Mapepe, Coventry A, Waterworks, Woodland, Avondale

33/11kV 変電所 17 箇所増強

送配電線

132kV 送電線 216km 延伸

表 9.4 支援による新設送電線 (Lusaka 地域 2010～2015)

Name	Length (km)	Type
Coventry - Leopards Hill 2 <sup>nd</sup>	28	132kV Wolf
Coventry - Lusaka West 2 <sup>nd</sup>	7	132kV Wolf
Roma - Lusaka West 2 <sup>nd</sup>	15	132kV Wolf
Leopards Hill – Avondale 1 <sup>st</sup>	15	132kV Zebra
Leopards Hill – Avondale 2 <sup>nd</sup>	15	132kV Zebra
Mapepe - Lusaka South 1 <sup>st</sup>	20	132kV Wolf
Mapepe - Lusaka South 2 <sup>nd</sup>	20	132kV Wolf
Lusaka South – Waterworks 1 <sup>st</sup>	14	132kV Zebra
Lusaka South – Waterworks 2 <sup>nd</sup>	14	132kV Zebra
Lusaka South – Woodlands 1 <sup>st</sup>	13	132kV Zebra
Lusaka South – Woodlands 2 <sup>nd</sup>	13	132kV Zebra
Lusaka South – Coventry A 1 <sup>st</sup>	21	132kV Zebra
Lusaka South - Coventry A 2 <sup>nd</sup>	21	132kV Zebra

ほか、33kV 配電線 96km 延伸

・建設コスト

表 9.5 支援に必要な建設費 (Lusaka 地域 2010～2015)

Item	Cost (million USD at 2008)
Transmission Line	28
Substation (for Transmission)	35
Distribution Line	13
Substation (for Distribution)	11
Total	87

(2) Copperbelt 電圧対策

この地域は、Zambia の主要産業の一つである銅鉱山が集中しており、Zambia の需要の約半分を占める大需要地域となっている。ただし、この地域には電源がなく、Kariba North, Kafue Gorge といった、Zambia 南部の電源に頼っているのが現状である。このため、長距離・大容量送電による電圧低下が発生している他、大規模需要家（鉱山）の負荷変動に伴う電圧変動が発生しており、銅関連産業の安定した操業のためにも、電圧安定化対策が必要となる。このため、以下の設備導入を行い、北部地域の電圧安定化を図るものとする。ただし、Kitwe に石炭火力発電所が導入される場合、SVC の導入は不要となる。

・実施時期：2010-2015

・対象設備：

変電設備

中間開閉所：1ヶ所 新設

SVC ±100MVar 1台 設置 (Kitwe)

送電線

表 9.6 支援による新設送電線 (Copperbelt 地域 2010～2015)

Name	Length (km)	Type
Luiano - Kansanshi 2 <sup>nd</sup>	127	330kV 2-Bison
Kansanshi – Lumwana 2 <sup>nd</sup>	72	330kV 2-Bison

- ・必要コスト

表 9.7 支援に必要な建設費 (Copperbelt 地域 2010~2015)

Item	Cost (million USD at 2008)
Transmission Line	22
Substation (Switching Station)	20
SVC	10
Total	52

(3) 南部地域送電網整備

この地域は、Maamba 石炭火力、Batoka Gorge, Devil Gorge 水力発電所等、将来大規模電源の開発が計画されている。また、Namibia 方面の国際連系を行う際にも、この地域の送電網を経由して電力融通を行うため、将来の Zambia 系統にとって、この地域の送電線は最も重要な送電線の一つとなる。このため、この地域においては将来に向けた送電線拡充が必要不可欠であり、以下の設備を導入することで新規電源開発の促進、国際融通電力の拡大を図るものとする。

- ・実施時期：2010-2015

- ・対象設備：

変電所

増強 2 か所

Muzuma, Victoria Falls

新設 2 か所

Choma, Monze

送電線

送電線昇圧 (220kV→330kV) 348km

330kV 送電線 725km 延伸

220 kV 送電線 224km 延伸

132kV 送電線 132km 延伸

表 9.8 支援による新設送電線（南部地域 2010～2015）

Name	Length (km)	Type
Victoria Falls – Muzuma Upgrade	159	330kV 2-Bison
Muzuma – Kafue Town Upgrade	189	330kV 2-Bison
Sesheke - Victoria Falls 2 <sup>nd</sup>	224	220kV Bison
Victoria Falls – Maamba	180	330kV 2-Bison
Maamba – Muzuma	55	330kV 2-Bison
Maamba- Kafue West 1 <sup>st</sup>	245	330kV 2-Bison
Maamba- Kafue West 2 <sup>nd</sup>	245	330kV 2-Bison
Muzuma – Choma 1 <sup>st</sup>	26	132kV Wolf
Muzuma – Choma 2 <sup>nd</sup>	26	132kV Wolf
Choma – Monze	80	132kV Wolf

・建設コスト

表 9.9 支援に必要な建設費（南部地域 2010～2015）

Item	Cost (million USD at 2008)
Transmission Line	352
Substation	42
Total	394

(4) 北東部地域 送電網整備

現在、Zambia 北東部においては 66kV 送電ネットワークが構築されているが、送電距離に対し送電電圧が低く、電圧低下や送電ロスによる問題が発生している。また、将来この地域に Tanzania との国際連系を行う計画が存在する他、Lusiwasi, Kundabwika, Kabwelume 等の水力電源開発が計画されており、これらの水力開発促進のためにも送電網整備が必要である。

このため、以下の設備導入を行い、北東部地域の電源開発促進および電圧安定化を図るものとする。

実施時期：2010-2015

・対象設備：

変電所

6 変電所 増強

Kasama, Nakonde, Mporokoso, Pensulo, Chinsali, Mbala

送電線

330kV 送電線 1628km 延伸

132kV 送電線 607km 延伸

表 9.10 支援による新設送電線（北東部地域 2010～2015）

Name	Length (km)	Type
Pensulo – Kasama 1 <sup>st</sup>	380	330kV 2-Bison
Pensulo – Kasama 2 <sup>nd</sup>	380	330kV 2-Bison
Pensulo – Kabwe 2 <sup>nd</sup>	298	330kV 2-Bison
Kasama – Nakonde 1 <sup>st</sup>	210	330kV 2-Bison
Kasama – Nakonde 2 <sup>nd</sup>	210	330kV 2-Bison
Kasama – Mporokoso	150	330kV 2-Bison
Kasama – Mbala 1 <sup>st</sup>	161	132kV Wolf
Kasama – Mbala 2 <sup>nd</sup>	161	132kV Wolf
Kasama – Chinsali	105	132kV Wolf
Pensulo – Lusiwasi 1 <sup>st</sup>	90	132kV Wolf
Pensulo – Lusiwasi 2 <sup>nd</sup>	90	132kV Wolf

・建設コスト

表 9.11 支援に必要な建設費（北東部地域 2010～2015）

Item	Cost (million USD at 2008)
Transmission Line	445
Substation	45
Total	490

(5) Itezhi-tezhi 方面 送電網整備

Itezhi-tezhi 発電所の建設に併せて、この発電所と Lusaka を結ぶ送電線の建設が計画されている。また、この発電所は将来の西部方面への電力供給の拠点となる発電所であり、Zambia 西部地域の電化のためには、ここから西に向かう送電線が必要となる。これらの送電網整備に必要な設備投資を以下に示す。

・実施時期：2010-2015

・対象設備：

変電所

変電所 新設 1 ヲ所

## Mumbwa

開閉所 新設 2 か所

Kaoma, Mongu

送電線

330kV 送電線 210km 延伸

220kV 送電線 290km 延伸

132kV 送電線 545km 延伸

表 9.12 支援による新設送電線 (Itezhi-tezhi 方面 2010~2015)

Name	Length (km)	Type
Lusaka West – Mumbwa 1 <sup>st</sup>	105	330kV 2-Bison
Lusaka West – Mumbwa 2 <sup>nd</sup>	105	330kV 2-Bison
Mumbwa – Itezhi tezhi 1 <sup>st</sup>	145	220kV Bison
Mumbwa – Itezhi tezhi 2 <sup>nd</sup>	145	220kV Bison
Itezhi tezhi – Kaoma 1 <sup>st</sup>	180	132kV Wolf
Itezhi tezhi – Kaoma 2 <sup>nd</sup>	180	132kV Wolf
Kaoma – Mongu	185	132kV Wolf

### ・建設コスト

表 9.13 支援に必要な建設費 (Itezhi-tezhi 方面 2010~2015)

Item	Cost (million USD at 2008)
Transmission Line	177
Substation	30
Total	207

これらの送配電建設プロジェクトはいずれも至近年に必要なもの、投資金額が非常に大きく、一度には資金調達できない可能性がある。このため、ここではこれらのプロジェクトを段階的に実施する方策について検討した。

プロジェクトを段階的に実施する方法としては以下の 2 通りが考えられる。

- (a) 開発を行う地域に優先順位をつけ、地域別に系統を拡充する手法
- (b) 初めは N-1 条件への対応を行わない状態で系統拡充を行い、資金が調達でき次第、送電線を追加して N-1 条件への対応を行う手法

手法(b)は、現在のザンビア国系統の状態を考慮すると推奨できない。なぜなら、現状の運用面から言えば、現在ザンビア国系統の電圧安定度は非常に悪く、早急に改善する必要があること、また、建設面から言えば、N-1 条件に対応する場合と対応しない場合の初期投資額が大きく変わらないこと、送電線工事を 2 回に分けることで建設の効率が悪くなるためである。よって、手法(a)を採用し、検討を行った。

### 優先順位 1. Lusaka 地域送配電プロジェクトと、Copperbelt 電圧安定度対策

まず、最も優先順位が高いと考えられるプロジェクトは、Lusaka 地域送配電プロジェクトと、Copperbelt 電圧安定度対策である。これは、現在これらの地域への送電能力が限界に達しており、この開発を行わないと、電源開発を行っても、その電気を需要地に送ることができなくなるためである。至近年でも Itezhi-tezhi や Kariba North Extension などの電源開発が予定されているが、これらの電源開発で得られた電気を有効に活用するためにも、この 2 つの送配電プロジェクトを実施することが必要である。

次に優先順位が高いものとして、電源線および国際連系線プロジェクトが挙げられる。ここでは、南部地域送電網整備、北東部地域送電網整備、Itezhi-tezhi 方面送電網整備の 3 つが挙げられるが、これらの中でさらに順位づけを行うと以下の様になる。

### 優先順位 2. 南部地域送電網整備

この地域は、ZIZABONA プロジェクトによる国際連系や、Maamba をはじめとする大規模電源の開発が早い段階で行われ、後には Devil Gorge、Batoka Gorge などの大規模水力電源開発が計画されている必要な地帯である。特に、至近年は電力不足が継続し、国際連系による電力融通と Maamba 石炭火力発電所の電力が Zambia 系統にとって非常に重要となるため、この送電開発プロジェクトの優先順位は高くなる。

### 優先順位 3. 北東部地域送電網整備

この地域は Kalungwishi の電源開発や、Tanzania との国際連系が予定されている地域である。ただし、Kalungwishi の電源開発は Maamba に比べやや遅いことと、Tanzania からの受電はそれほど期待できないことから、至近年における優先順位は南部地域に比べやや低くなる。

なお、tezhi-tezhi 方面送電網整備については、すでに Itezhi-tezhi から Lusaka に向かう送電線建設プロジェクトについては、発電所の建設に合わせて進行中である。また、Itezhi-tezhi から西に向かう送電線については、西部地域の電圧安定化および西部地域の地方電化の推進にとって重要であるが、首都である Lusaka や鉱山需要の集中する Copperbelt に比べると優先順位は低くなる。



## 添付資料

表 附- 1 各変電所における需要想定結果

Substation	Peak Demand (MW)					
	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Kalabo	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Mongu	3	3.4	4.7	5.4	7.2	9.4
Senanga	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Sesheke	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Zambezi	5	5.6	7.8	9	12	15.7
Kazunlula	4	4.5	6.3	7.2	9.6	12.5
Vinciria Falls	15	16.9	23.5	27.1	35.9	47
Maamba	5	5.6	7.8	9	12	15.7
Muzuma	10	11.3	15.6	18.1	23.9	31.3
Nampundwe	12	13.5	18.8	21.7	28.7	37.6
Mazabuka	38	42.8	59.4	68.7	91	106.6
Monze			5.6	7.3	9.6	12.5
Kafue Town	30	33.8	46.9	54.2	71.8	94
Mapepe	14	15.8	21.9	25.3	33.5	43.9
Water Works1	30	33.8	46.9	54.2	71.8	94
Water Works2	40	45	62.6	72.3	95.8	125.3
Coventry Street	15	16.9	23.5	27.1	35.9	47
Coventry Street	80	90	125.1	144.6	191.5	250.6
Coventry Street	25	28.1	39.1	45.2	59.9	78.3
Lusaka West	70	78.8	109.5	126.5	167.6	219.3
Roma	100	112.5	156.4	180.7	239.4	313.3
Chirundu	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Chongwe	7	7.9	10.9	12.6	16.8	21.9
Fig Tree	6	6.8	9.4	10.8	14.4	18.8
Kabwe	27	30.4	42.2	48.8	64.6	84.6
Kapiri Muposi	12	13.5	18.8	21.7	28.7	37.6
Mpongwe	6	6.8	9.4	10.8	14.4	18.8
BRKHL	13	14.6	20.3	23.5	31.1	40.7
Cosak	50	3	78.2	81.9	87.8	96.7
Chisenga	24	31	41.5	43.4	46.6	51.3
Chambishi	25	3	39.1	40.9	43.9	48.3
Solwezi	10	11.3	15.6	16.3	17.5	19.3
Kabundi	16	18	25	26.2	28.1	30.9
Stadium	70	78.8	109.5	114.6	123	135.4
Avenue	53	94.6	117.9	123.4	132.4	145.8

Substation	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Bancroft	77	106.6	180.4	188.9	202.6	223.1
Bancroft North	20	22.5	31.3	32.8	35.2	38.7
Kansanshi	90	101.3	140.8	147.4	158.2	174.1
Lumwana1	30	33.8	46.9	49.1	52.7	58
Lumwana2	15	16.9	23.5	24.6	26.4	29.1
Chambishi	10	11.3	15.6	16.3	17.5	19.3
Kansuswa	12	13.5	18.8	19.7	21.1	23.2
Mufulira	57	64.1	89.2	93.4	100.2	110.3
Kankoyo	34	2	2	2.1	2.2	2.5
Mufulira West	6	6.8	9.4	9.8	10.6	11.6
C.S.S.(Kitwe)	24	27	37.5	39.3	42.1	46.4
Turf	14	15.8	21.9	22.9	24.6	27.1
Kitwe	35	39.4	54.7	57.3	61.4	67.6
Mill	32	36	50.1	52.4	56.3	61.9
Nkana	26	29.3	40.7	42.6	45.7	50.3
Mindola	35	2	54.7	57.3	61.4	67.6
Fikondi	5	5.6	7.8	8.2	8.8	9.6
Chibulma	8	9	12.5	13.1	14	15.5
Maposa	1	1.1	1.6	1.7	1.8	2
Pamodzi	28	31.5	43.8	45.9	49.2	54.2
Depot Road	18	20.3	28.2	29.5	31.7	34.9
Skyways	43	48.4	67.3	70.5	75.6	83.2
Ndola Refinery	2	2.3	3.1	3.2	3.5	3.8
Mushili	5	5.6	7.8	8.2	8.8	9.6
Bwana Mukubwa	11	12.4	17.2	18	19.3	21.3
Baluba	13	14.6	20.3	21.3	22.8	25.1
Maclaren	1	1.1	1.6	1.7	1.8	2
Irwin	1	1.1	1.6	1.7	1.8	2
Roan	10	11.3	15.6	16.3	17.5	19.3
Luanshya Minic	16	18	25	26.2	28.1	30.9
Stoke	1	1.1	1.6	1.7	1.8	2
Serenje	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Mfuwe	5	5.6	7.8	9	12	15.7
Chipata	7	7.9	10.9	12.6	16.8	4.9
Azele	2	2.3	3.1	3.6	4.8	6.3
KANON	6	6.8	9.4	10.8	14.4	18.8
KAOMB	7	7.9	10.9	12.6	16.8	21.9

Substation	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Mpika	3	3.4	4.7	5.4	7.2	9.4
Chinsali	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Isoka	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Nakonde	1	1.1	1.6	1.8	2.4	3.1
Mbala	4	4.5	6.3	7.2	9.6	12.5
Kasama	4	4.5	6.3	7.2	9.6	12.5
Luwingu	2	2.3	3.1	3.6	4.8	6.3
Mansa	2	2.3	3.1	3.6	4.8	6.3
Kawambwa Tea	2	2.3	3.1	3.6	4.8	6.3
Mporokoso	2	2.3	3.1	3.6	4.8	6.3
Frontier	26	29.3	40.7	40.7	40.7	40.7
Kaoma		3.8	5.4	7.0	9.2	12.0
Chavuma		0.3	0.4	0.6	0.8	1.0
Kabompo		2.2	3.1	4.1	5.3	7.0
Mufumbwe		1.3	1.8	2.3	3.1	4.0
Mwinilunga		1.9	2.7	3.5	4.6	6.0
Zambezi		2.2	3.1	4.1	5.3	7.0
Lukuku		2.2	3.1	4.1	5.3	7.0
Mbereshi		2.2	3.1	4.1	5.3	7.0
Nchelenge		2.6	3.6	4.7	6.1	8.0

表 附- 2 送電開発計画（シナリオ 1-1）

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
3	Kariba North	Leopards Hill	2010-2015	123	330	2-Bison
2	Kabwe	Pensulo	2010-2015	298	330	2-Bison
1	Kabwe	Lusaka West	2010-2015	100	330	2-Bison
2	Luano	Kansanshi	2010-2015	197	330	2-Bison
1	Pensulo	Kasama	2010-2015	380	330	2-Bison
2	Pensulo	Kasama	2010-2015	380	330	2-Bison
1	Kafue West	Maamba	2010-2015	245	330	2-Bison
2	Kafue West	Maamba	2010-2015	245	330	2-Bison
2	Kafue West	Lsaka West	2010-2015	34	330	2-Bison
1	Kafue Town	Muzuma(UP Grade)	2010-2015	189	330	2-Bison
2	Kansanshi	Lumuwana	2010-2015	72	330	2-Bison
1	Kasama	Nakonde	2010-2015	210	330	2-Bison
2	Kasama	Nakonde	2010-2015	210	330	2-Bison
1	Kasama	Mporokoso	2010-2015	150	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Muzuma(UP Grade)	2010-2015	159	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Batoka Gorge	2010-2015	40	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Muzuma	2010-2015	159	330	2-Bison
1	Batoka Gorge	Devil Gorge	2010-2015	70	330	2-Bison
1	Devil Gorge	Maamba	2010-2015	70	330	2-Bison
1	Maamba	Muzuma	2010-2015	55	330	2-Bison
2	Kansanshi	Lumuwana	2010-2015	72	330	2-Bison
1	Mumbwa	Lusaka West	2010-2015	105	330	2-Bison
2	Mumbwa	Lusaka West	2010-2015	105	330	2-Bison
2	Luano	Michelo	2010-2015	31.9	220	2-HD153
1	Luano	Stadium	2010-2015	16.4	220	2-Lion
2	Luano	Stadium	2010-2015	16.4	220	2-Lion
1	Michelo	Bankroft	2010-2015	10	220	2-HD153
2	Michelo	Bankroft	2010-2015	10	220	2-HD153
2	Victoria Falls	Sesheke	2010-2015	224	220	Bison
1	Mumbwa	Itezhi-Tezhi	2010-2015	145	220	Bison
2	Mumbwa	Itezhi-Tezhi	2010-2015	145	220	Bison
2	Coventry	Leopards Hill	2010-2015	28	132	Wolf
2	Coventry	Lusaka West	2010-2015	7	132	Wolf
2	Roma	Lusaka West	2010-2015	15	132	Wolf

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
1	Leopards Hill	Avondale	2010-2015	15	132	Zebra
2	Leopards Hill	Avondale	2010-2015	15	132	Zebra
1	Kasama	Mbala	2010-2015	161	132	Wolf
2	Kasama	Mbala	2010-2015	161	132	Wolf
1	Kasama	Chinsali	2010-2015	105	132	Wolf
1	Pensulo	Lusiwasi	2010-2015	90	132	Wolf
2	Pensulo	Lusiwasi	2010-2015	90	132	Wolf
1	Pensulo	Kanon	2010-2015	20	132	Wolf
2	Pensulo	Kanon	2010-2015	20	132	Wolf
1	Pensulo	Mutindo	2010-2015	110	132	Wolf
2	Pensulo	Mutindo	2010-2015	110	132	Wolf
1	Lusiwasi	Msoro (UP Grade)	2010-2015	115	132	Wolf
2	Lusiwasi	Msoro	2010-2015	115	132	Wolf
1	Lusiwasi	Mfuwe	2010-2015	80	132	Wolf
2	Lusiwasi	Mfuwe	2010-2015	80	132	Wolf
1	Kabwe	Kapiri Mposhi	2010-2015	96	132	Wolf
1	Itezhi-Tezhi	Kaoma	2010-2015	180	132	Wolf
2	Itezhi-Tezhi	Kaoma	2010-2015	180	132	Wolf
1	Kaoma	Mongu	2010-2015	185	132	Wolf
1	Nampundwe	Lusaka West	2010-2015	60	132	Wolf
1	Kafue Town	Mazabuka	2010-2015	52	132	Zebra
2	Kafue Town	Mazabuka	2010-2015	52	132	Zebra
1	Mazabuka	Monze	2010-2015	60	132	Wolf
1	Mapepe	Lusaka South	2010-2015	20	132	Wolf
2	Mapepe	Lusaka South	2010-2015	20	132	Wolf
1	Lusaka South	Waterworks	2010-2015	14	132	Zebra
2	Lusaka South	Waterworks	2010-2015	14	132	Zebra
1	Lusaka South	Woodlands	2010-2015	13	132	Zebra
2	Lusaka South	Woodlands	2010-2015	13	132	Zebra
1	Lusaka South	Coventry A	2010-2015	21	132	Zebra
2	Lusaka South	Coventry A	2010-2015	21	132	Zebra
1	Coventry A	Coventry B	2010-2015	1	132	Zebra
2	Coventry A	Coventry B	2010-2015	1	132	Zebra
1	Muzuma	Choma	2010-2015	26	132	Wolf
2	Muzuma	Choma	2010-2015	26	132	Wolf
1	Choma	Monze	2010-2015	80	132	Wolf

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
1	Mutinond	Luchene	2010-2015	45	132	Wolf
2	Mutinond	Luchene	2010-2015	45	132	Wolf
2	Stadium	Avenue	2010-2015	1.27	66	2-HD124
3	Stadium	Avenue	2010-2015	1.27	66	2-HD124
2	Chisenga	Luano	2010-2015	11.4	66	Lynx
2	Mufulira	Kankoyo	2010-2015	0.4	66	2-HD124
2	Maposa	Dola Hill	2010-2015	21.3	66	Lynx
1	Maposa	Pamodzi	2010-2015	25	66	Lynx
2	Maposa	Pamodzi	2010-2015	25	66	Lynx
2	Ndola Refinery	Skyways	2010-2015	1.5	66	HD124
2	Pamodzi	Depot Road	2010-2015	6.3	66	Lynx
2	Kanon	Kaomb	2010-2015	21	66	Wolf
2	KZNGL	Victoria Falls	2010-2015	80	66	Wolf
	New SWS (Internal of Kabwe – Kitwe, LuanoLine)		2010-2015			
	Lusaka South SS (Internal of Leopards Hill – Kafue West Line)		2010-2015			
2	Kabwe	Lusaka West	2015-2020	100	330	2-Bison
3	Kafue West	Luaka West	2015-2020	34	330	2-Bison
2	Devil Gorge	Maamba	2015-2020	70	330	2-Bison
1	Kundabwika	Mporokoso	2015-2020	95	330	2-Bison
1	Kafue Gorge Lower	Lusaka South	2015-2020	45	330	2-Bison
1	Kafue Gorge Lower	Lusaka South	2015-2020	45	330	2-Bison
1	Mukushi	Lunsemfwa	2015-2020	10	132	Wolf
2	Mukushi	Lunsemfwa	2015-2020	10	132	Wolf
1	Kundabwika	Kabwelumbe	2015-2020	25	132	Zebra
2	Kundabwika	Kabwelumbe	2015-2020	25	132	Zebra
1	Kundabwika	Nchelenge	2015-2020	75	132	Wolf
1	Kabwelumbe	Kawambwa Tea	2015-2020	30	132	Wolf
1	Msoro	Chipata (UP Grade)	2015-2020	80	132	Wolf
2	Msoro	Chipata	2015-2020	80	132	Wolf
1	Kabwe	Lunsemfwa	2015-2020	65	132	Zebra
2	Kabwe	Lunsemfwa	2015-2020	65	132	Zebra
1	Kabwe	BRKHL	2015-2020	3	132	Wolf
2	Kabwe	BRKHL	2015-2020	3	132	Wolf

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
1	Kapiri Mposhi	Mpongwe	2015-2020	60	132	Wolf
1	Lumwana	Kabompo Gorge	2015-2020	70	132	Wolf
2	Lumwana	Kabompo Gorge	2015-2020	70	132	Wolf
1	Kabompo Gorge	Mwinilunga	2015-2020	100	132	Wolf
1	Kabompo Gorge	Mufumbwe	2015-2020	110	132	Wolf
1	Mufumbwe	Kabompo	2015-2020	105	132	Wolf
1	Kabompo	Mumbeji	2015-2020	80	132	Wolf
1	Mongu	Lukulu	2015-2020	160	132	Wolf
1	Lukulu	Mumbeji	2015-2020	80	132	Wolf
1	Mumbeji	Zambezi	2015-2020	75	132	Wolf
1	Zambezi	Chavuma	2015-2020	80	132	Wolf
1	Lusaka South	Chawama	2015-2020	6	132	Wolf
2	Lusaka South	Chawama	2015-2020	6	132	Wolf
1	University	Chelston	2015-2020	5	132	Zebra
2	University	Chelston	2015-2020	5	132	Zebra
1	Avondale	Chelston	2015-2020	5.7	132	Zebra
2	Avondale	Chelston	2015-2020	5.7	132	Zebra
3	Ndola Refinery	Skyways	2015-2020	1.5	66	HD124
2	Dola Hill	Pamodzi	2015-2020	3.7	66	Lynx
3	Kitwe	New SWS	2020-2025	91	330	2-Bison
4	Kitwe	New SWS	2020-2025	91	330	2-Bison
1	Leopards Hill	Mpata Gorge	2020-2025	255	330	2-Bison
2	Leopards Hill	Mpata Gorge	2020-2025	255	330	2-Bison
1	Pensulo	Mumbotuta	2020-2025	190	330	2-Bison
2	Pensulo	Mumbotuta	2020-2025	190	330	2-Bison
1	Pensulo	New SWS	2020-2025	219	330	2-Bison
2	Pensulo	New SWS	2020-2025	219	330	2-Bison
2	Kafue West	Kafue Town	2020-2025	3	330	2-Bison
2	Kafue Town	Muzuma	2020-2025	189	330	2-Bison
1	Mumbotuta	Mambilima	2020-2025	210	330	2-Bison
1	Mumbotuta	Mansa	2020-2025	130	330	2-Bison
1	Mambilima	Mambilima Site2	2020-2025	10	330	2-Bison
2	Mambilima	Mambilima Site2	2020-2025	10	330	2-Bison
1	Mambilima	Mansa	2020-2025	80	330	2-Bison



<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
2	Kaoma	Mongu	2020-2025	185	132	Wolf
1	Makeni	Lusaka West	2020-2025	13	132	Zebra
2	Makeni	Lusaka West	2020-2025	13	132	Zebra
1	Matero	Lusaka West	2020-2025	15	132	Zebra
2	Matero	Lusaka West	2020-2025	15	132	Zebra
2	Batoka Gorge	Devil Gorge	2025-2030	70	330	2-Bison
3	Devil Gorge	Maamba	2025-2030	70	330	2-Bison
2	Kabompo Gorge	Mufumbwe	2025-2030	110	132	Wolf
2	Mufumbwe	Kabompo	2025-2030	105	132	Wolf
3	Lusaka South	Coventry A	2025-2030	21	132	Zebra

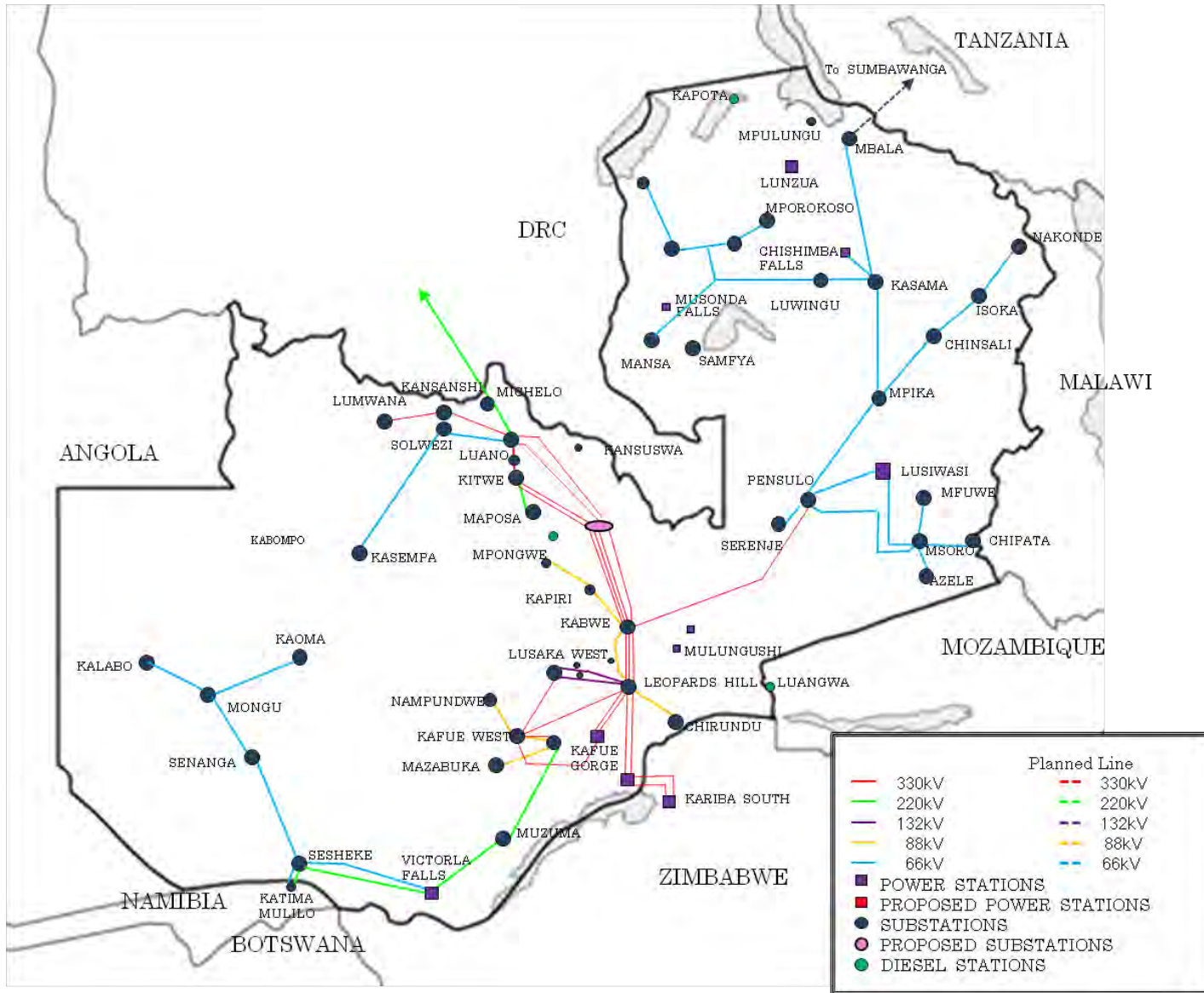


図 附-1 Zambian Power System on 2010

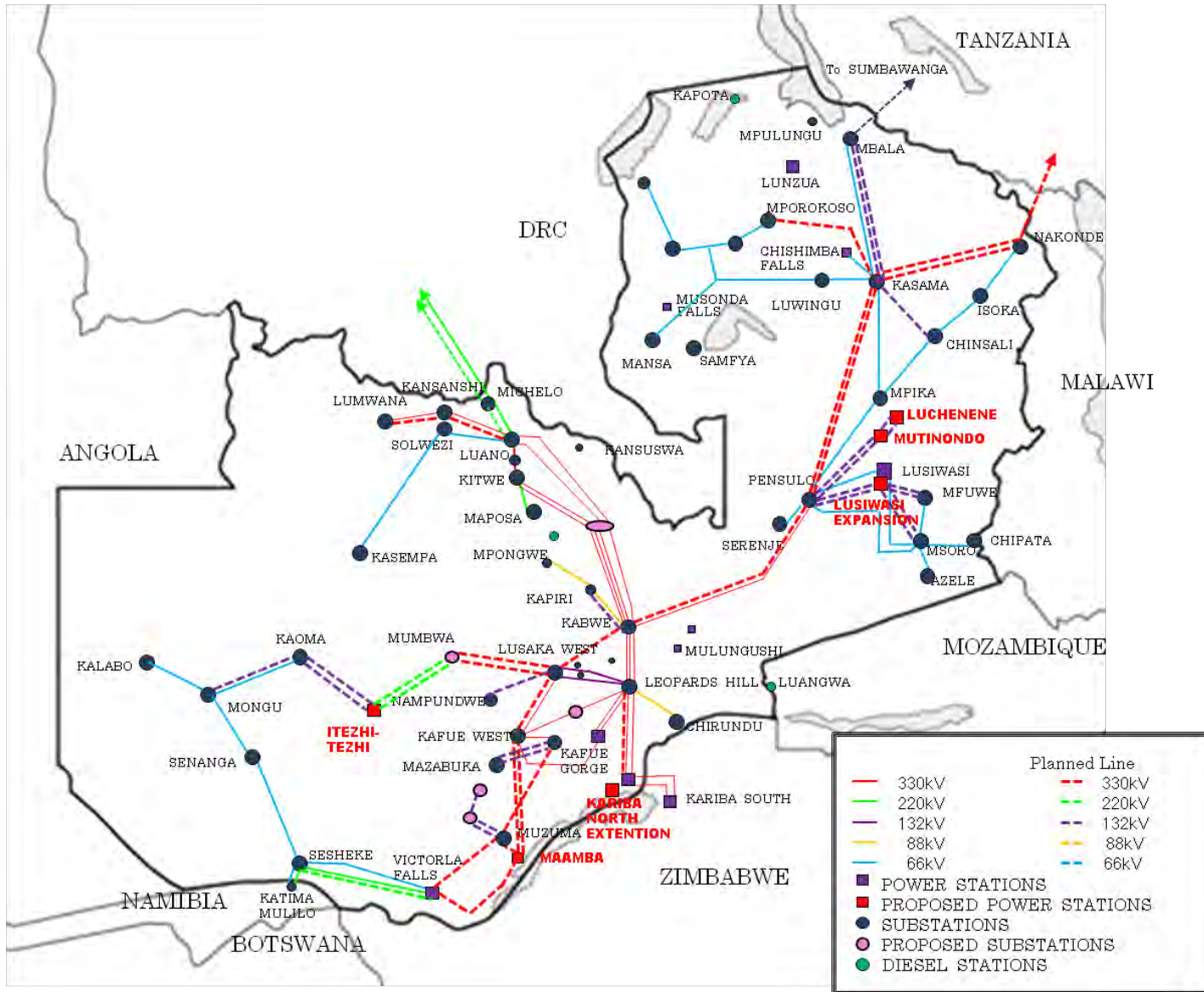


図 附-2 Zambian Power System on 2015 (Scenario1-1)

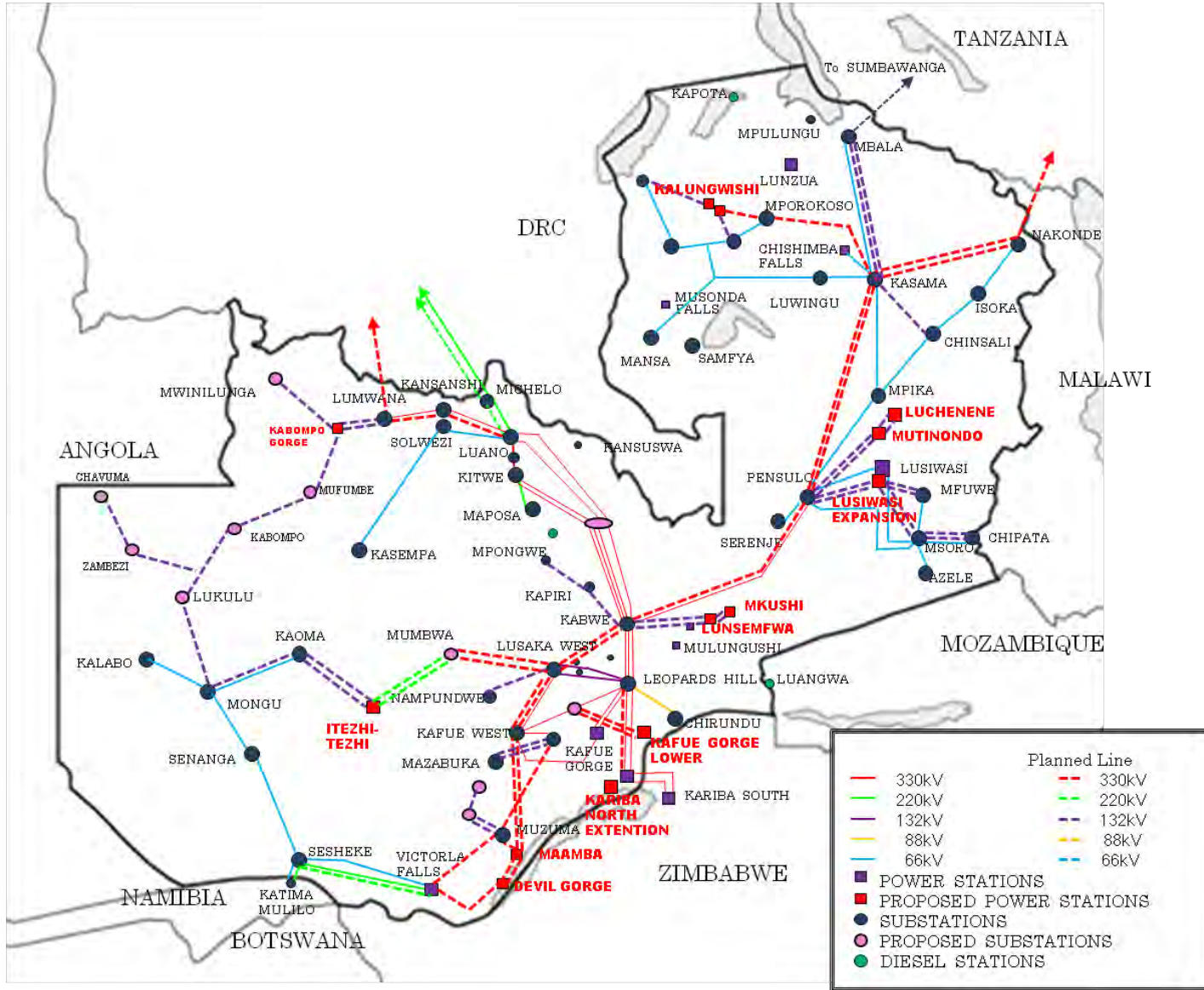


図 附-3 Zambian Power System on 2020 (Scenario1-1)



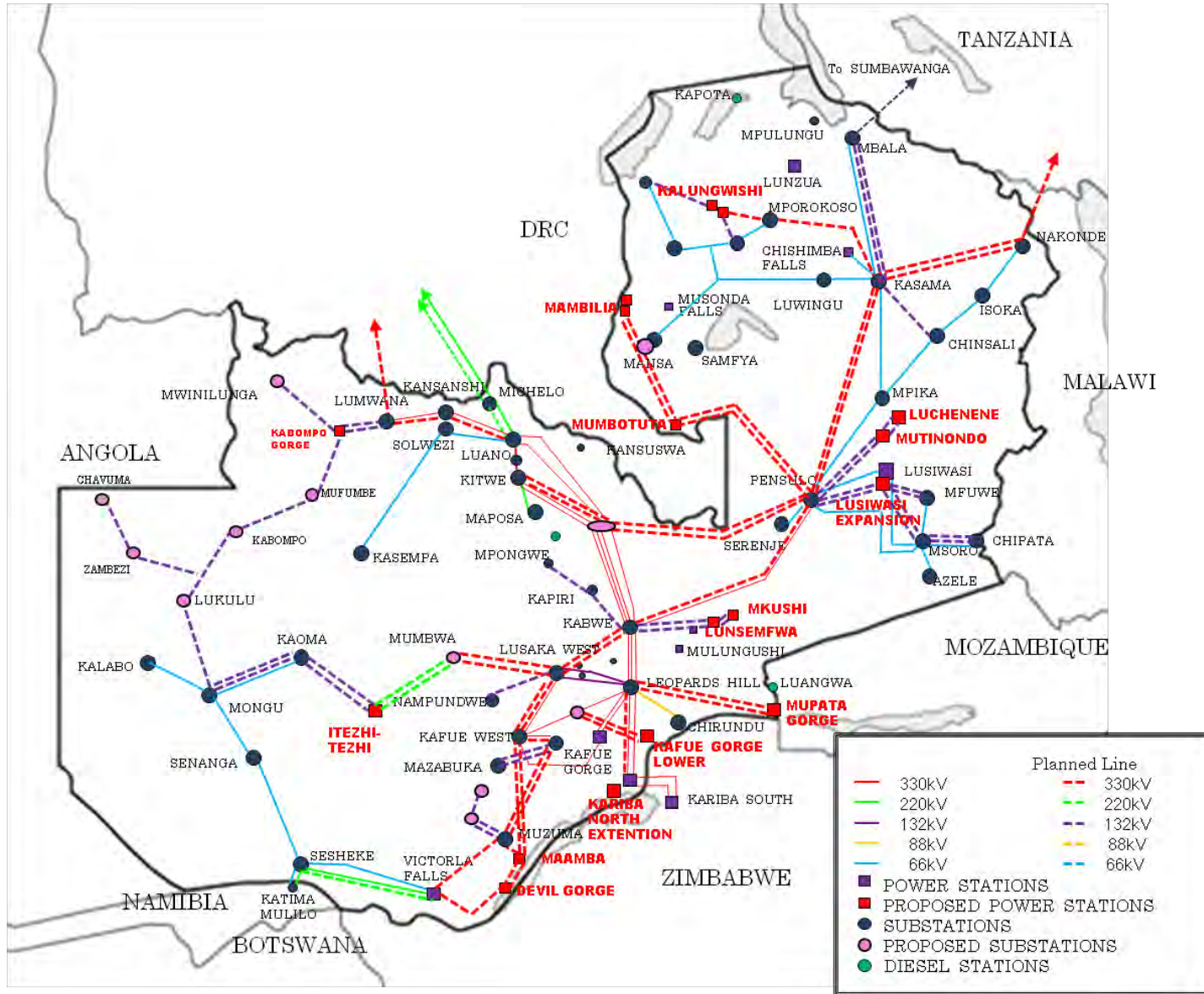


図 附- 4 Zambian Power System on 2025 (Scenario1-1)

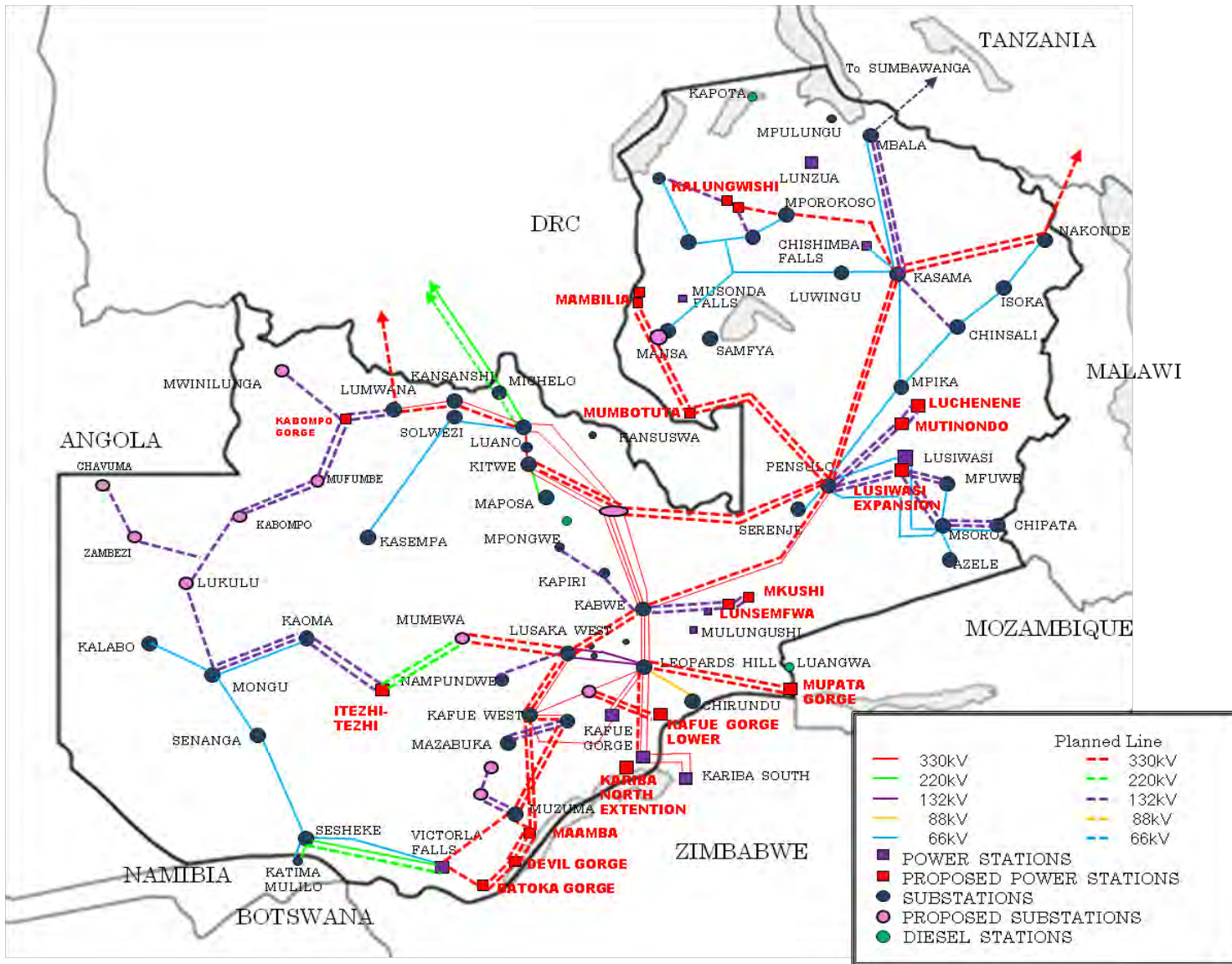


図 附- 5 Zambian Power System on 2030 (Scenario1-1)

表 附-3 送電開発計画（シナリオ1-2）

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
3	Kariba North	Leopards Hill	2010-2015	123	330	2-Bison
2	Kabwe	Pensulo	2010-2015	298	330	2-Bison
1	Kabwe	Lusaka West	2010-2015	100	330	2-Bison
2	Luano	Kansanshi	2010-2015	197	330	2-Bison
1	Pensulo	Kasama	2010-2015	380	330	2-Bison
2	Pensulo	Kasama	2010-2015	380	330	2-Bison
1	Kafue West	Maamba	2010-2015	245	330	2-Bison
2	Kafue West	Maamba	2010-2015	245	330	2-Bison
2	Kafue West	Lsaka West	2010-2015	34	330	2-Bison
1	Kafue Town	Muzuma(UP Grade)	2010-2015	189	330	2-Bison
2	Kansanshi	Lumuwana	2010-2015	72	330	2-Bison
1	Kasama	Nakonde	2010-2015	210	330	2-Bison
2	Kasama	Nakonde	2010-2015	210	330	2-Bison
1	Kasama	Mporokoso	2010-2015	150	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Muzuma(UP Grade)	2010-2015	159	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Batoka Gorge	2010-2015	40	330	2-Bison
1	Victoria Falls	Muzuma	2010-2015	159	330	2-Bison
1	Batoka Gorge	Devil Gorge	2010-2015	70	330	2-Bison
1	Devil Gorge	Maamba	2010-2015	70	330	2-Bison
1	Maamba	Muzuma	2010-2015	55	330	2-Bison
2	Kansanshi	Lumuwana	2010-2015	72	330	2-Bison
1	Mumbwa	Lusaka West	2010-2015	105	330	2-Bison
2	Mumbwa	Lusaka West	2010-2015	105	330	2-Bison
2	Luano	Michelo	2010-2015	31.9	220	2-HD153
1	Luano	Stadium	2010-2015	16.4	220	2-Lion
2	Luano	Stadium	2010-2015	16.4	220	2-Lion
1	Michelo	Bankroft	2010-2015	10	220	2-HD153
2	Michelo	Bankroft	2010-2015	10	220	2-HD153
2	Victoria Falls	Sesheke	2010-2015	224	220	Bison
1	Mumbwa	Itezhi-Tezhi	2010-2015	145	220	Bison
2	Mumbwa	Itezhi-Tezhi	2010-2015	145	220	Bison
2	Coventry	Leopards Hill	2010-2015	28	132	Wolf
2	Coventry	Lusaka West	2010-2015	7	132	Wolf
2	Roma	Lusaka West	2010-2015	15	132	Wolf
1	Leopards Hill	Avondale	2010-2015	15	132	Zebra
2	Leopards Hill	Avondale	2010-2015	15	132	Zebra
1	Kasama	Mbala	2010-2015	161	132	Wolf

<b>ID</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
2	Kasama	Mbala	2010-2015	161	132	Wolf
1	Kasama	Chinsali	2010-2015	105	132	Wolf
1	Pensulo	Lusiwasi	2010-2015	90	132	Wolf
2	Pensulo	Lusiwasi	2010-2015	90	132	Wolf
1	Pensulo	Kanon	2010-2015	20	132	Wolf
2	Pensulo	Kanon	2010-2015	20	132	Wolf
1	Pensulo	Mutindo	2010-2015	110	132	Wolf
2	Pensulo	Mutindo	2010-2015	110	132	Wolf
1	Lusiwasi	Msoro (UP Grade)	2010-2015	115	132	Wolf
2	Lusiwasi	Msoro	2010-2015	115	132	Wolf
1	Lusiwasi	Mfuwe	2010-2015	80	132	Wolf
2	Lusiwasi	Mfuwe	2010-2015	80	132	Wolf
1	Kabwe	Kapiri Mposhi	2010-2015	96	132	Wolf
1	Itezhi-Tezhi	Kaoma	2010-2015	180	132	Wolf
2	Itezhi-Tezhi	Kaoma	2010-2015	180	132	Wolf
1	Kaoma	Mongu	2010-2015	185	132	Wolf
1	Nampundwe	Lusaka West	2010-2015	60	132	Wolf
1	Kafue Town	Mazabuka	2010-2015	52	132	Zebra
2	Kafue Town	Mazabuka	2010-2015	52	132	Zebra
1	Mazabuka	Monze	2010-2015	60	132	Wolf
1	Mapepe	Lusaka South	2010-2015	20	132	Wolf
2	Mapepe	Lusaka South	2010-2015	20	132	Wolf
1	Lusaka South	Waterworks	2010-2015	14	132	Zebra
2	Lusaka South	Waterworks	2010-2015	14	132	Zebra
1	Lusaka South	Woodlands	2010-2015	13	132	Zebra
2	Lusaka South	Woodlands	2010-2015	13	132	Zebra
1	Lusaka South	Coventry A	2010-2015	21	132	Zebra
2	Lusaka South	Coventry A	2010-2015	21	132	Zebra
1	Coventry A	Coventry B	2010-2015	1	132	Zebra
2	Coventry A	Coventry B	2010-2015	1	132	Zebra
1	Muzuma	Choma	2010-2015	26	132	Wolf
2	Muzuma	Choma	2010-2015	26	132	Wolf
1	Choma	Monze	2010-2015	80	132	Wolf
1	Mutinond	Luchene	2010-2015	45	132	Wolf
2	Mutinond	Luchene	2010-2015	45	132	Wolf
2	Stadium	Avenue	2010-2015	1.27	66	2-HD124
3	Stadium	Avenue	2010-2015	1.27	66	2-HD124
2	Chisenga	Luano	2010-2015	11.4	66	Lynx



<b>ID</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
2	Mufulira	Kankoyo	2010-2015	0.4	66	2-HD124
2	Maposa	Dola Hill	2010-2015	21.3	66	Lynx
1	Maposa	Pamodzi	2010-2015	25	66	Lynx
2	Maposa	Pamodzi	2010-2015	25	66	Lynx
2	Ndola Refinery	Skyways	2010-2015	1.5	66	HD124
2	Pamodzi	Depot Road	2010-2015	6.3	66	Lynx
2	Kanon	Kaomb	2010-2015	21	66	Wolf
2	KZNGL	Victoria Falls	2010-2015	80	66	Wolf
	New SWS (Internal of Kabwe – Kitwe, LuanoLine)		2010-2015			
	Lusaka South SS (Internal of Leopards Hill – Kafue West Line)		2010-2015			
1	Kundabwika	Mporokoso	2015-2020	95	330	2-Bison
1	Kafue Gorge Lower	Lusaka South	2015-2020	45	330	2-Bison
1	Kafue Gorge Lower	Lusaka South	2015-2020	45	330	2-Bison
1	Kitwe	Kitwe Coal	2015-2020	10	330	2-Bison
2	Kitwe	Kitwe Coal	2015-2020	10	330	2-Bison
1	Kundabwika	Kabwelumbe	2015-2020	25	132	Zebra
2	Kundabwika	Kabwelumbe	2015-2020	25	132	Zebra
1	Kundabwika	Nchelenge	2015-2020	75	132	Wolf
1	Kabwelumbe	Kawambwa Tea	2015-2020	30	132	Wolf
1	Msoro	Chipata (UP Grade)	2015-2020	80	132	Wolf
2	Msoro	Chipata	2015-2020	80	132	Wolf
1	Kabwe	Lunsemfwa	2015-2020	65	132	Zebra
2	Kabwe	Lunsemfwa	2015-2020	65	132	Zebra
1	Kabwe	BRKHL	2015-2020	3	132	Wolf
2	Kabwe	BRKHL	2015-2020	3	132	Wolf
1	Kapiri Mposhi	Mpongwe	2015-2020	60	132	Wolf
1	Lumwana	Kabompo Gorge	2015-2020	70	132	Wolf
2	Lumwana	Kabompo Gorge	2015-2020	70	132	Wolf
1	Kabompo Gorge	Mwinilunga	2015-2020	100	132	Wolf
1	Kabompo Gorge	Mufumbwe	2015-2020	110	132	Wolf
1	Mufumbwe	Kabompo	2015-2020	105	132	Wolf
1	Kabompo	Mumbeji	2015-2020	80	132	Wolf

<b>Id</b>	<b>From</b>	<b>To</b>	<b>Install Year</b>	<b>Length (km)</b>	<b>Voltage (kV)</b>	<b>Conductor Type</b>
1	Mongu	Lukulu	2015-2020	160	132	Wolf
1	Lukulu	Mumbeji	2015-2020	80	132	Wolf
1	Mumbeji	Zambezi	2015-2020	75	132	Wolf
1	Zambezi	Chavuma	2015-2020	80	132	Wolf
1	Lusaka South	Chawama	2015-2020	6	132	Wolf
2	Lusaka South	Chawama	2015-2020	6	132	Wolf
1	University	Chelston	2015-2020	5	132	Zebra
2	University	Chelston	2015-2020	5	132	Zebra
1	Avondale	Chelston	2015-2020	5.7	132	Zebra
2	Avondale	Chelston	2015-2020	5.7	132	Zebra
3	Ndola Refinery	Skyways	2015-2020	1.5	66	HD124
2	Dola Hill	Pamodzi	2015-2020	3.7	66	Lynx
3	Kafue West	Lusaka West	2020-2025	34	330	2-Bison
2	Devil Gorge	Maamba	2020-2025	70	330	2-Bison
1	Mukushi	Lunsemfwa	2020-2025	10	132	Wolf
2	Mukushi	Lunsemfwa	2020-2025	10	132	Wolf
2	Kaoma	Mongu	2020-2025	185	132	Wolf
1	Makeni	Lusaka West	2020-2025	13	132	Zebra
2	Makeni	Lusaka West	2020-2025	13	132	Zebra
1	Matero	Lusaka West	2020-2025	15	132	Zebra
2	Matero	Lusaka West	2020-2025	15	132	Zebra
3	Kitwe	New SWS	2025-2030	91	330	2-Bison
1	Leopards Hill	Mpata Gorge	2025-2030	255	330	2-Bison
2	Leopards Hill	Mpata Gorge	2025-2030	255	330	2-Bison
1	Pensulo	Mumbotuta	2025-2030	190	330	2-Bison
2	Pensulo	Mumbotuta	2025-2030	190	330	2-Bison
1	Pensulo	New SWS	2025-2030	219	330	2-Bison
2	Kafue West	Kafue Town	2025-2030	3	330	2-Bison
2	Kabompo Gorge	Mufumbwe	2025-2030	110	132	Wolf
2	Mufumbwe	Kabompo	2025-2030	105	132	Wolf
3	Lusaka South	Coventry A	2025-2030	21	132	Zebra

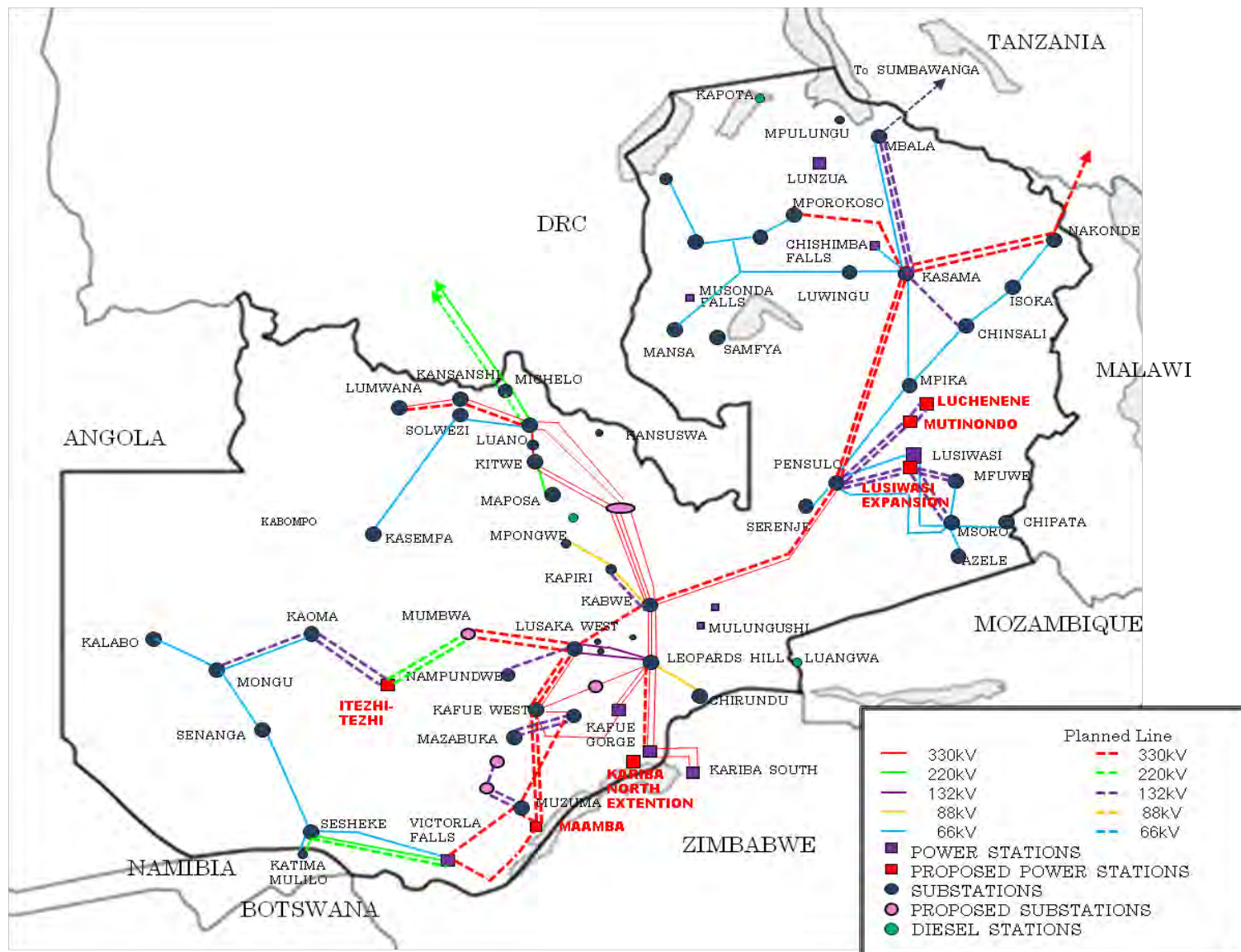


図 附-6 Zambian Power System on 2015 (Scenario1-2)

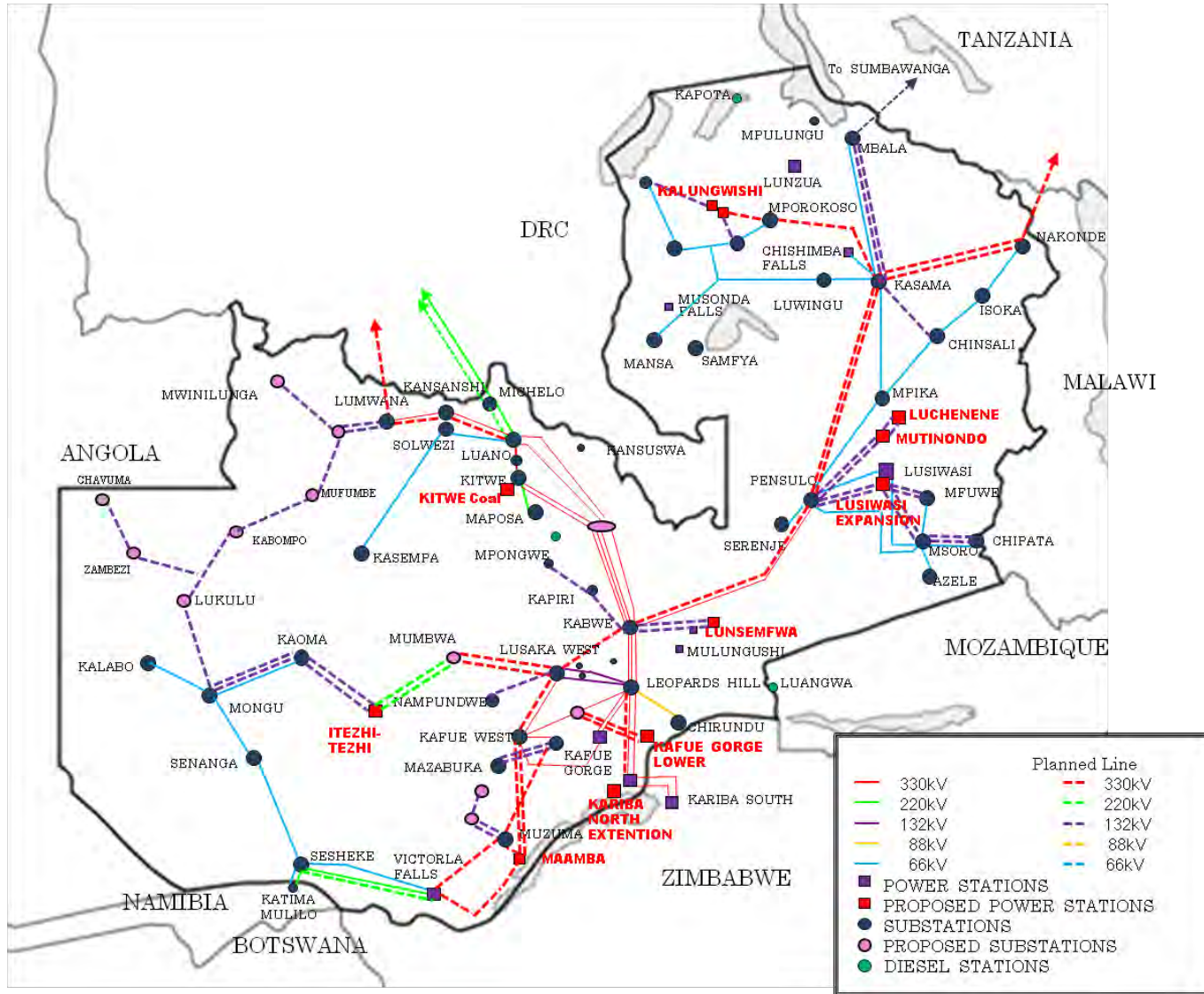


図 附-7 Zambian Power System on 2020 (Scenario1-2)



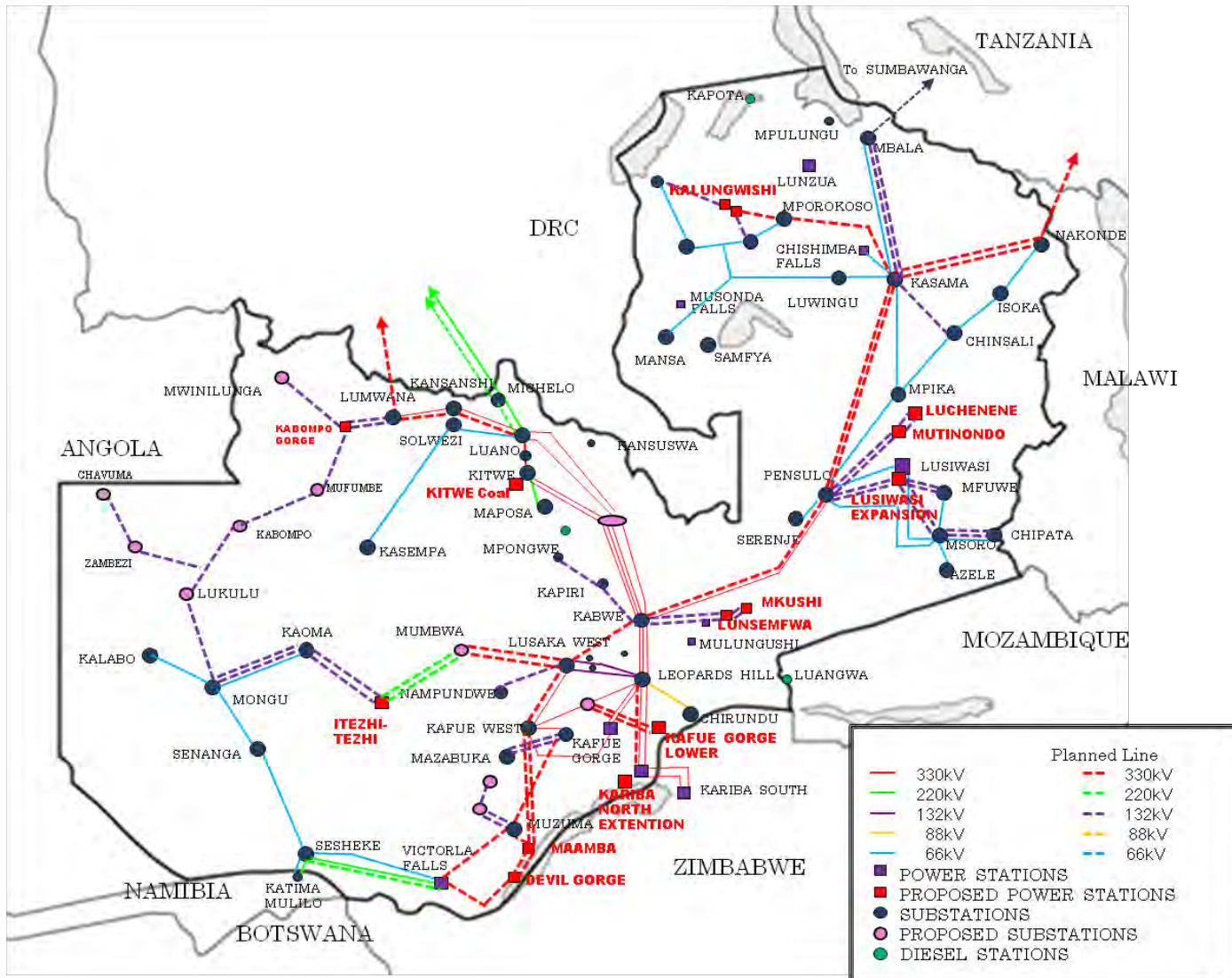


図 附- 8 Zambian Power System on 2025 (Scenario1-2)

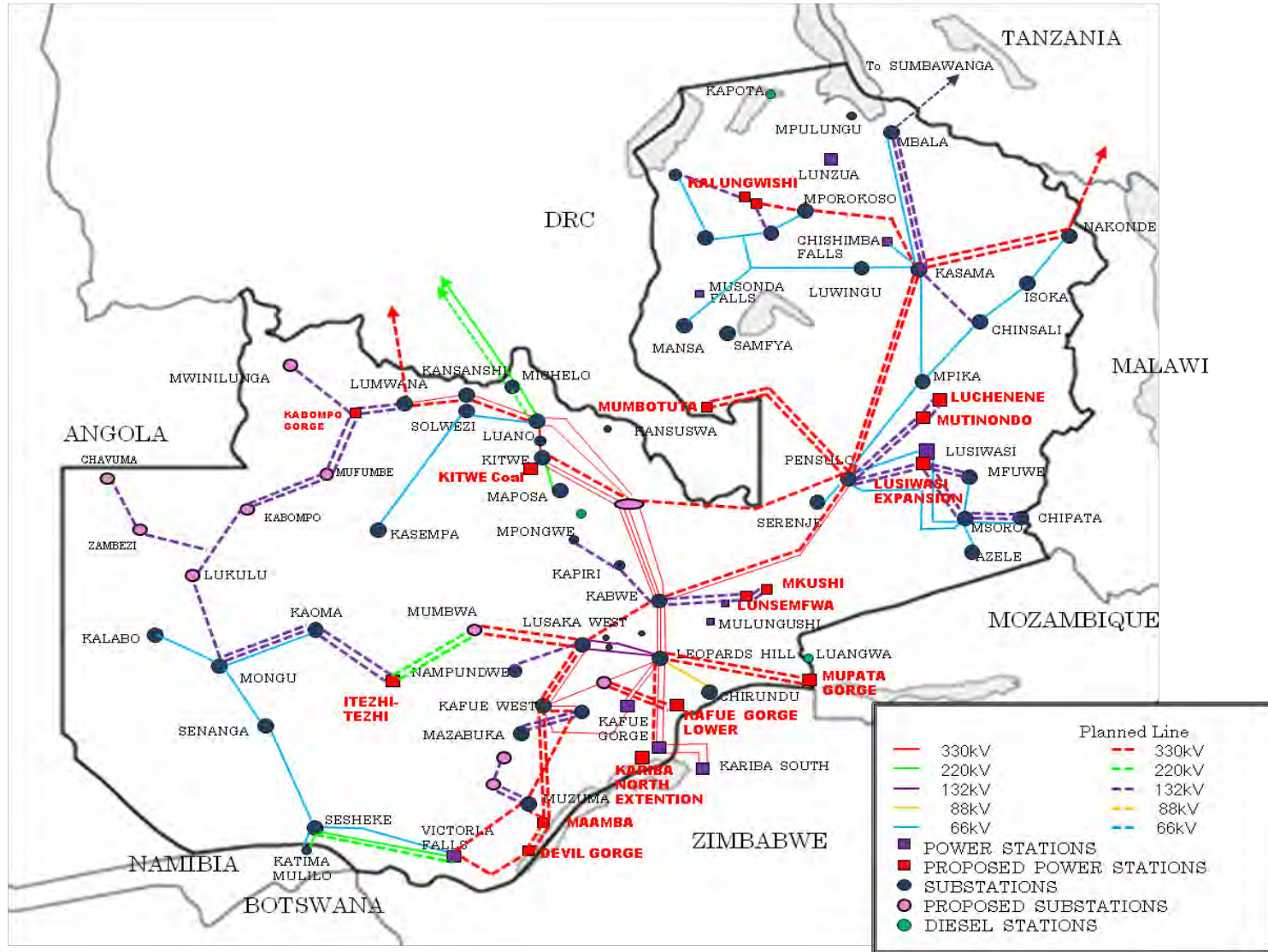


図 附-9 Zambian Power System on 2030 (Scenario1-2)

