

第7章 国際電力融通計画

7.1 策定方針

国際電力連系融通は、効率的に供給予備力を得るといったエネルギー・セキュリティの観点、または、自国における発電と比べ発電単価の安い電力を輸入したり、自国内余剰電力を自国外に売却するといった電力市場経済の活性化、及びこれを基盤とした域内経済の活性化という意味で重要な仕組みである。

前章の電源開発計画で論じたように、国際連系を用いた電力融通を需給バランスに積極的に取り込み、電源構成の重要部分を国際電力融通で占めさせるという計画は、現時点では行わない。なぜなら、国際連系による電力（主に輸入電力）を需給バランスの主要電力としてしまうと、ザンビア国のエネルギー・セキュリティを他国の電源、つまり、他国のエネルギー・セキュリティに依存させてしまうこととなり、大規模水力発電を運転、維持し、今後も水力発電を始め多種の電源を導入する意欲を持つザンビア国においてマスタープランの意味をなさない。中所得国入りを目指すザンビア国においての電力融通のあるべき姿は、需要の大部分を国内電源によって賄い、不足する供給予備力（ここで言う供給予備力とは、主に、瞬動予備力および一部の待機予備力）を国際電力融通により国外に求める、また、余剰電力が出た場合は戦略的に売電し積極的に電力市場経済に参加していくことと考える。

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。次章の送電開発計画において、この設備面に関して論じるが、本設備投資は、単に近隣国同士の電力取引のためだけのものではない。全土に地方電化を推進するザンビア国において、地方部に安定した電力を提供するためには、基幹送電線の延伸、充実（電圧安定性の確保）が不可欠であり、この命題は、国際連系系統の建設によって同調して解決可能であるという副次的効果を持っている。

さて、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⁵⁴。

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。

7.2 策定方法

国際電力融通計画策定フローを図 7.1 に示す。前章までに述べた電力需要想定と電源開発計画を元に、ザンビア国として可能な電力輸出、及び必要な電力輸入量を算定する。

また、電力量と並んで重要な要素に、電力がある。ここで言う電力は、ピーク需要とし

⁵⁴ 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。

て対応不可能な量、つまりピーク需要が発生する時間帯において足りない設備余力を指す。当然、ピーク需要のうち賄えない電力は、負荷の抑え込み（負荷遮断等）を行わなければならない。よって、電力輸出入量に加えて輸入電力について算定する。

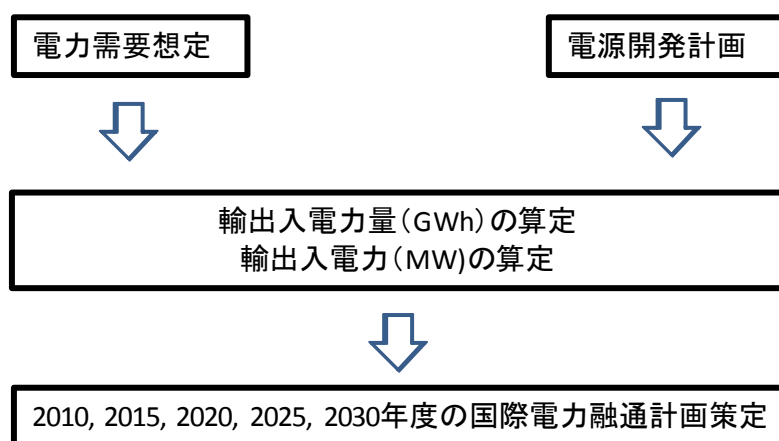


図 7.1 国際電力融通計画策定フロー

7.3 輸出入電力量の概算結果

＜電源開発No.1-1 シナリオにおける電力輸出入量＞

図 7.2 に電源開発計画 No.1-1 シナリオ、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。この場合、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) 等により電力輸用量が減少し、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。

平水に加えて、電源開発計画 No.1-1 シナリオ、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図 7.3 に示す。豊水年であった場合でも至近の 2011～2016 年度は電力輸入しなければならない状況となる。渇水年の場合は、電力需給状況が大きく悪化し、ほとんどの年度において電力輸入が必要な状況となり、Zambezi 川流域における Mpata Gorge (543 MW)、 Devil’s Gorge (500 MW) といったの大規模水力発電の運転開始が電力輸出を行う上で重要となる。

図 7.4～図 7.6 は、それぞれの電力需要想定ケース（高ケース、低ケース、ベース・ケース）における平水（図 7.4）、豊水（図 7.5）、渇水（図 7.6）の場合の算定結果である。

図 7.6 において、電力需要想定が高ケースとなる場合、ほぼすべての年度で電力輸入が必要な状況が続く。低ケースの場合は、ベース・ケース時と同様、至近年は電力輸入が必要な状況が続くが、2017 年度以降は電力輸出が可能な状況となる。図 7.5 に示すように、仮に豊水年であったとしても、2017 年度付近まではベース・ケースであっても全電力を自国で賄うことができない。

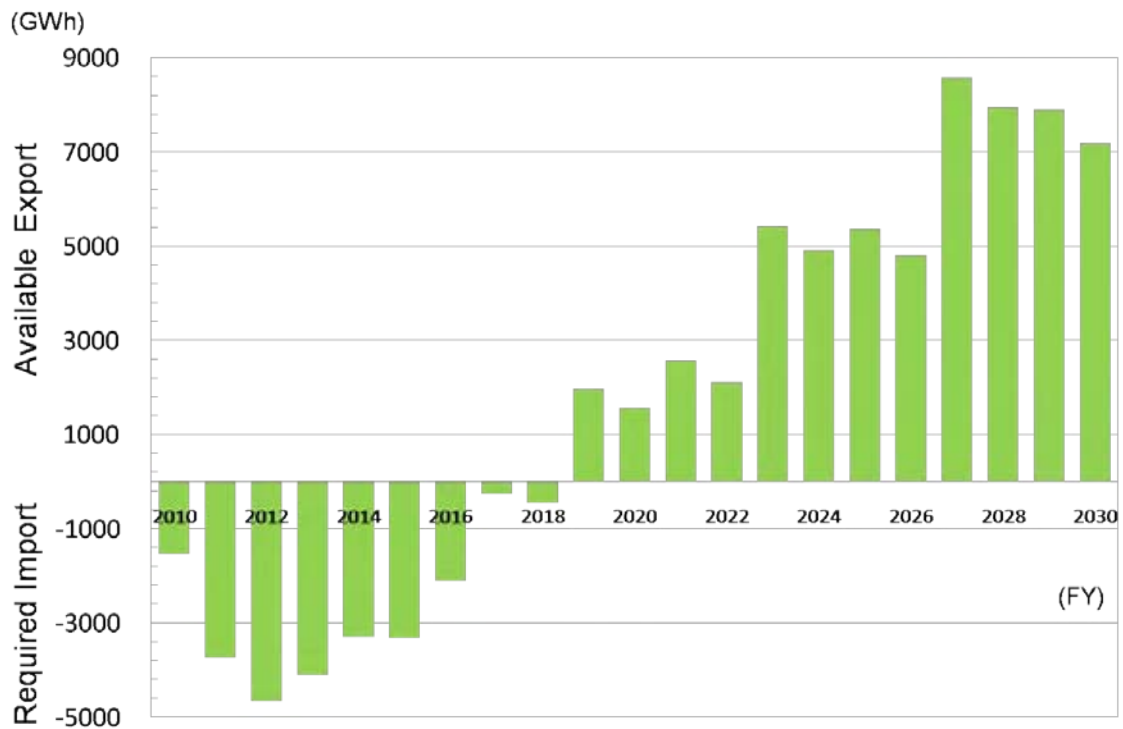


図 7.2 平水年における概算輸出入電力量 (ベースケース：シナリオ 1-1)

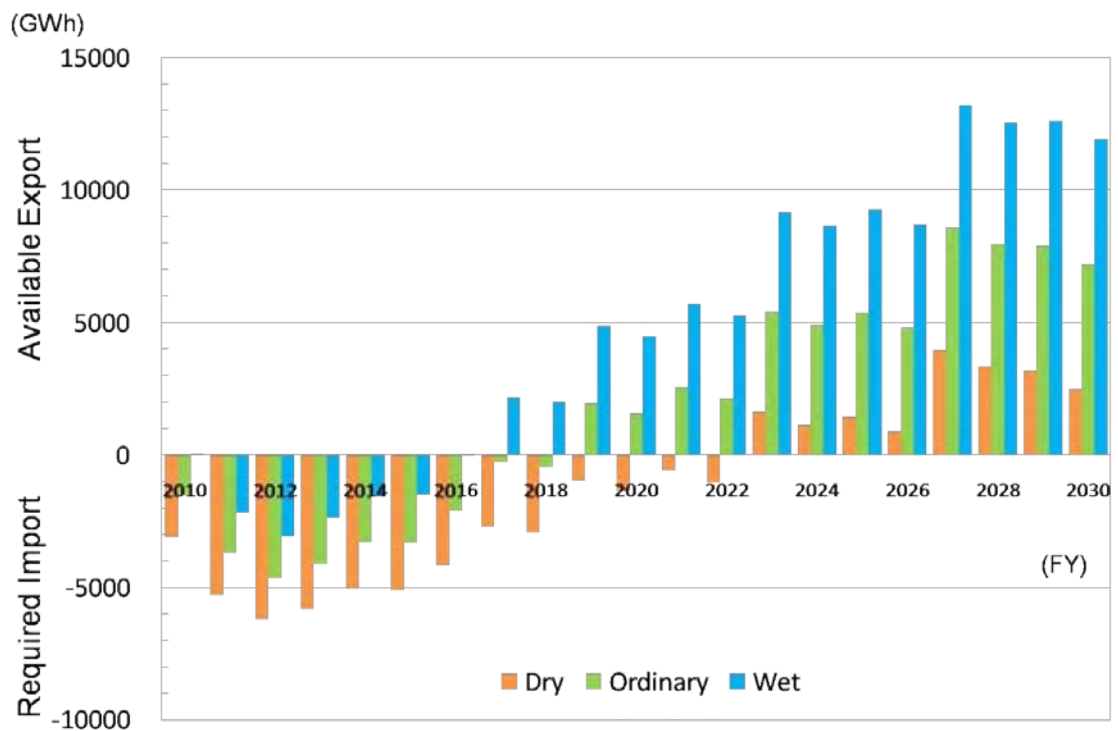


図 7.3 豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較 (シナリオ 1-1)

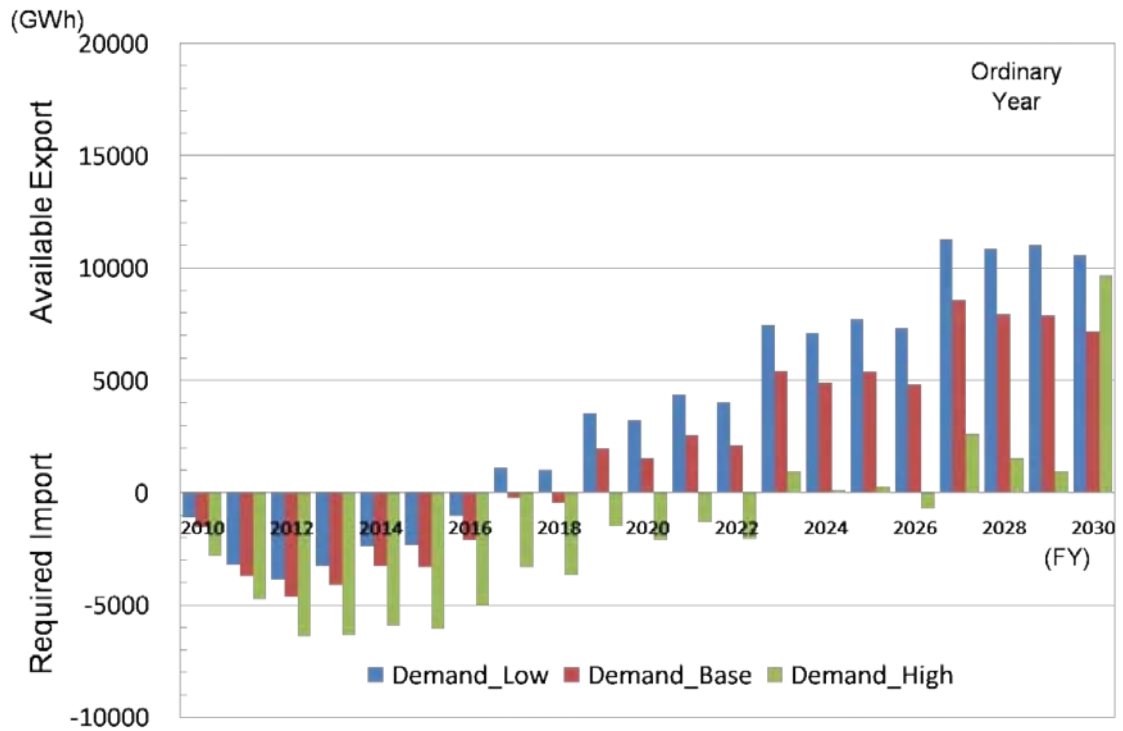


図 7.4 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（平水年：シナリオ 1-1）

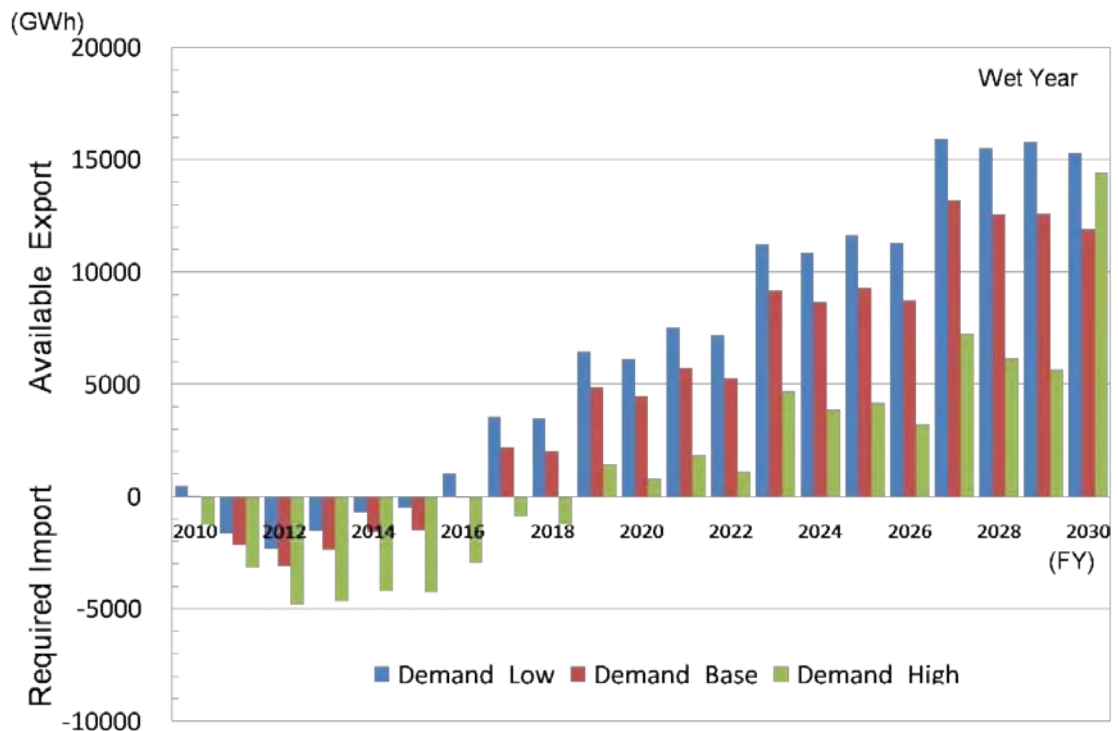


図 7.5 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（豊水年：シナリオ 1-1）

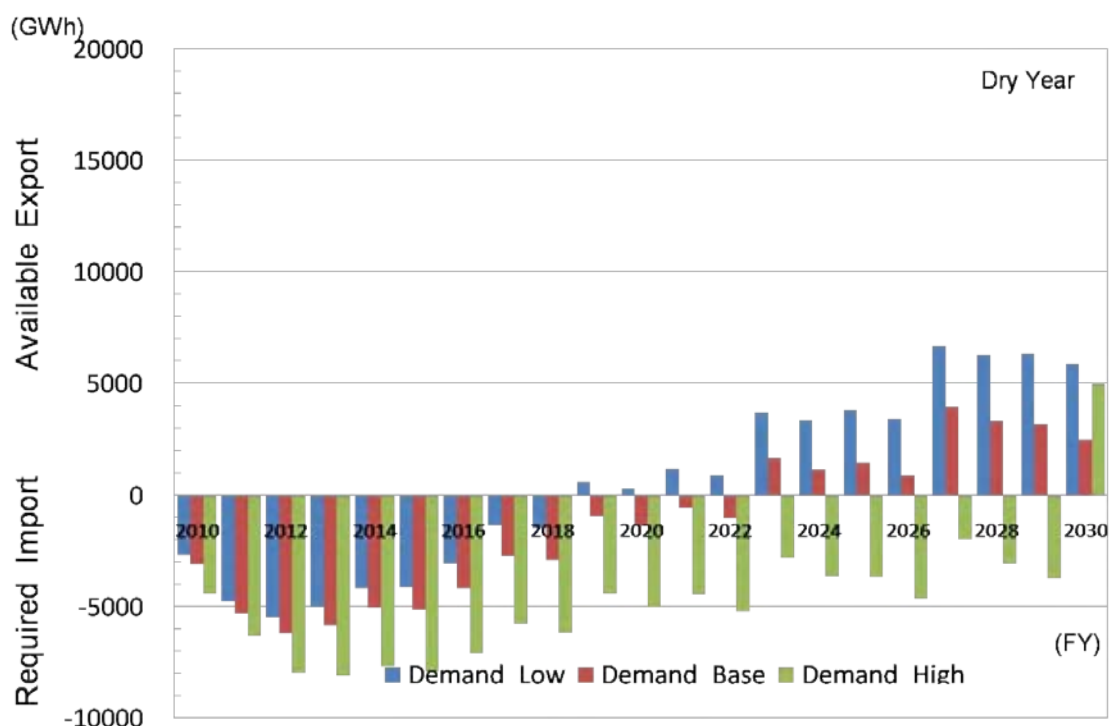


図 7.6 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（渇水年：シナリオ 1-1）

＜電源開発No.1-2 シナリオにおける電力輸出入量＞

図 7.7 に電源開発計画 No.1-2 シナリオ、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。この場合も 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力供給により、安定した余剰供給力が維持できる。

平水に加えて、電源開発計画 No.1-2 シナリオ、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図 7.12 に示す。本図が最も効果的に火力発電導入の効果を表しており、2016 年度付近以降は供給力不足を生じていない。

図 7.9～図 7.11 は、それぞれの電力需要想定ケース（高ケース、低ケース、ベース・ケース）における平水（図 7.9）、豊水（図 7.10）、渇水（図 7.11）の場合の算定結果である。注目すべきは、図 7.11 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。

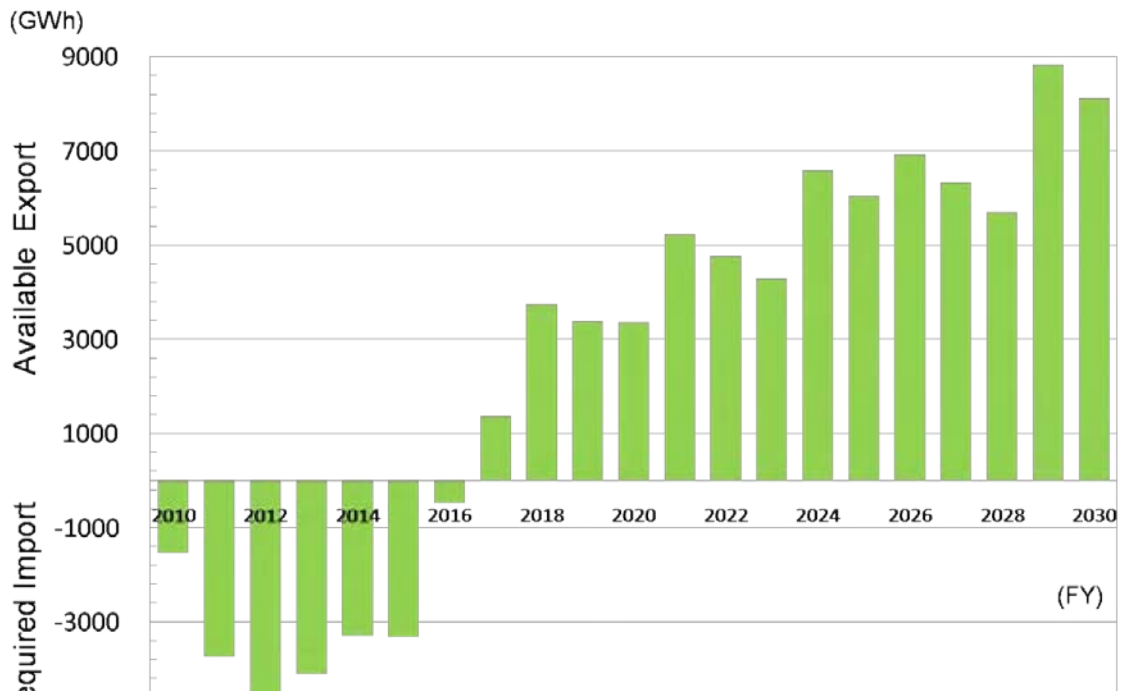


図 7.7 平水年における概算輸出入電力量 (ベースケース：シナリオ 1-2)

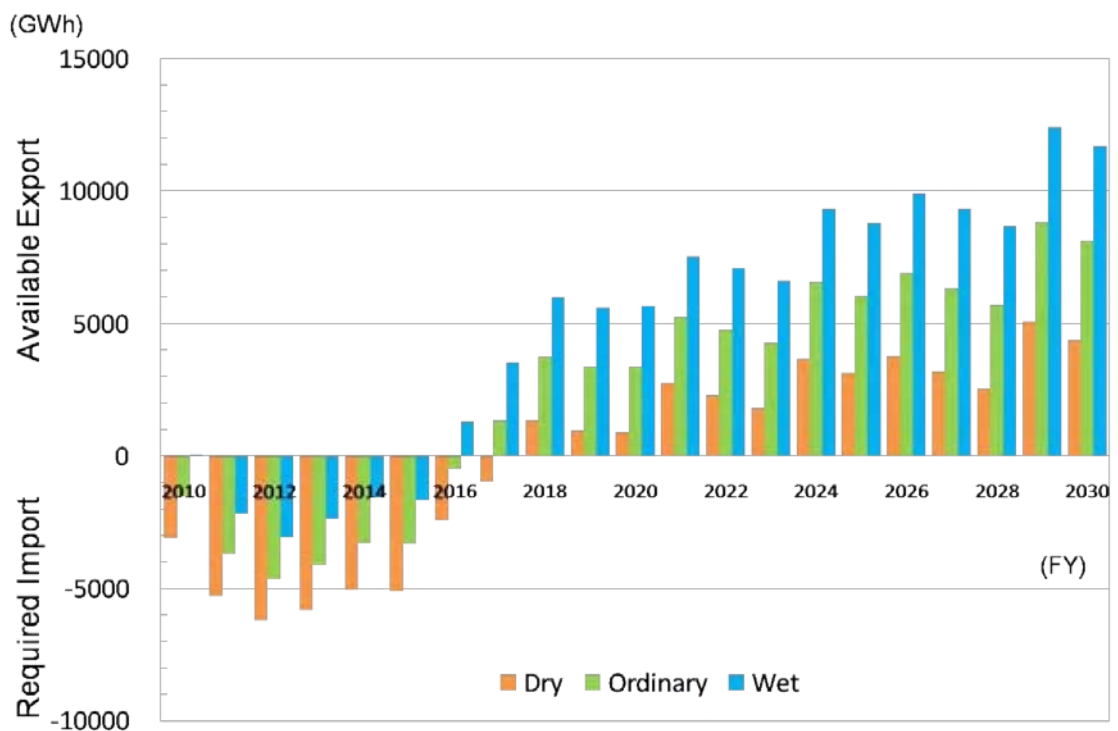


図 7.8 豊水、平水、渇水における輸出入電力量比較 (シナリオ 1-2)

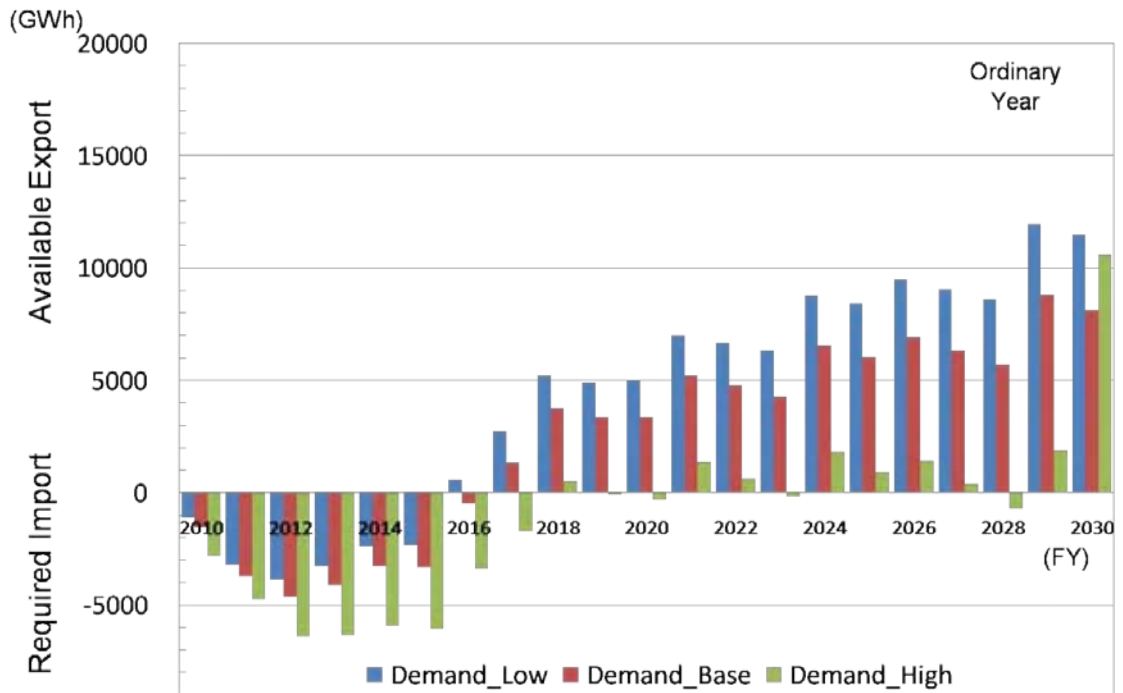


図 7.9 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（平水年：シナリオ 1-2）

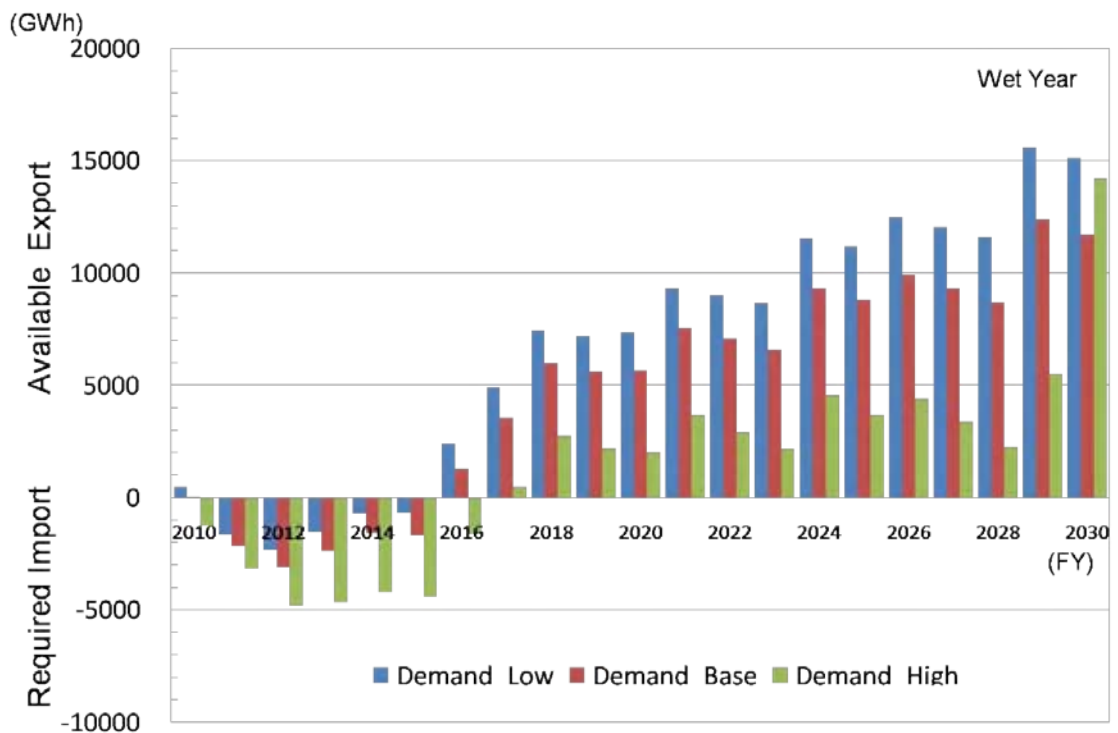


図 7.10 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（豊水年：シナリオ 1-2）

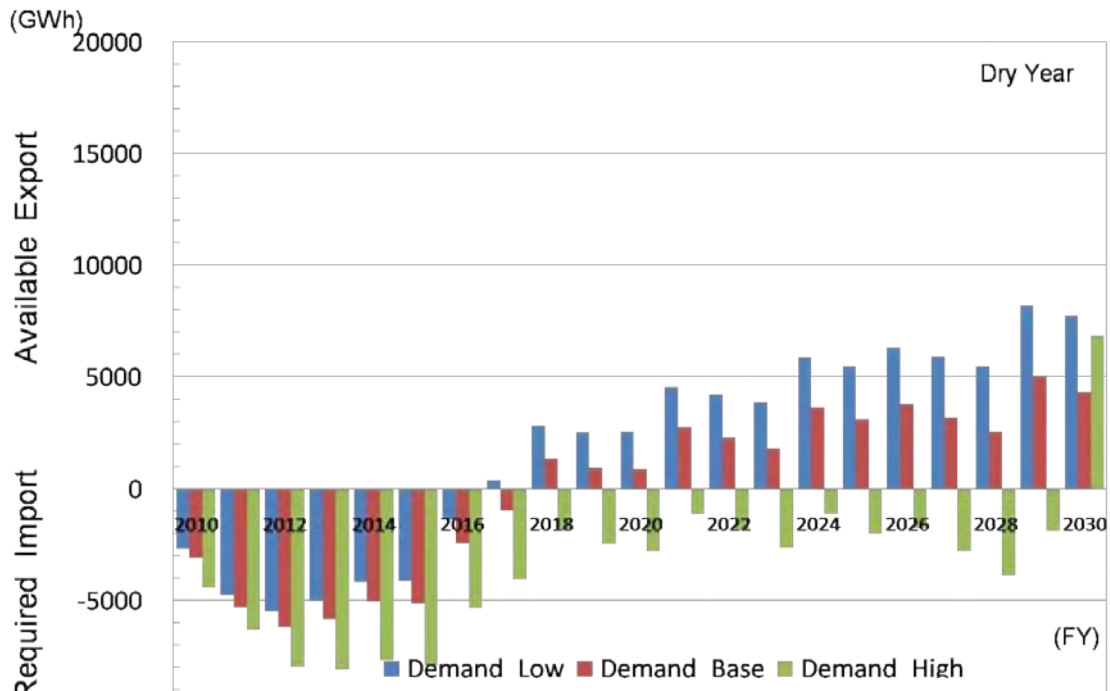


図 7.11 電力需要想定に基づく輸出入電力量比較（渇水年：シナリオ 1-2）

7.4 輸出入電力の概算結果

輸入電力の必要性に関する算定のため、予想ピーク需要と発電可能容量を比較する。図 7.12 に比較結果を示す。

発電可能容量の算定は、以下の見積もりに従い算出した。

- ・火力発電ユニットは、定格出力の 80% 運転とする。
- ・貯水池式水力発電ユニットは、定格出力の 100% 運転とする。
- ・流れ込み式水力発電ユニットは、水力発電量がその時々々の水量に依存するため、定格出力の 60% 運転とする。

本図より、2017 年度以降は、以下のことが明らかとなっている。

- ・電力需要想定ベース・ケースにおいては、電源開発計画シナリオ 1-1,1-2 いずれも 800MW ~1300MW の予備力を持つことが可能となる。この値は、いずれの年度においても 20% 以上の供給予備力を持つことを示しており、非常に安定した系統計画であることが分かる。
- ・電力需要想定高ケースにおいては、ある年度においては非常にきびしい供給予備力となる場合があるものの、概ね 5~8% 程度の供給予備力を維持できている。

つまり、2017 年度以降においては、ピーク電力対応として十分な電力を輸出できると考える。

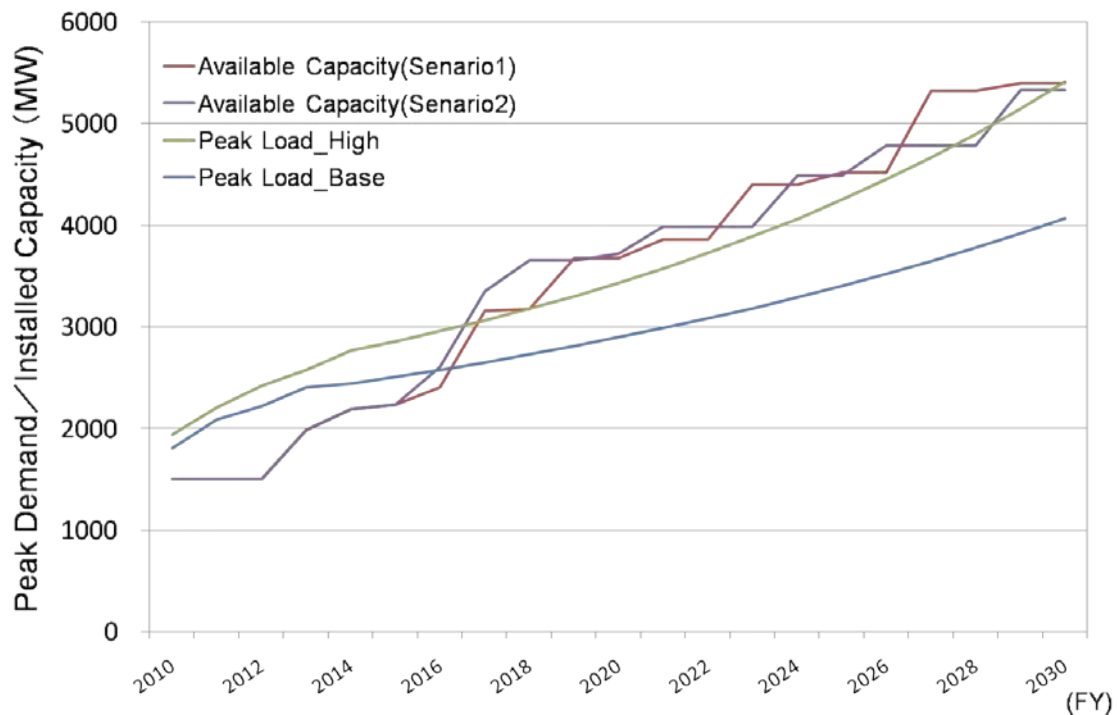


図 7.12 予想ピーク需要と発電可能容量の関係

7.5 将来における国際電力融通

表 7.1 および表 7.2 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 7.1 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
		濁水			-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			
		濁水	3.1/3.1	5.1/5.1	1.3/-		

注記：“（シナリオ1）” / “（シナリオ2）”を指す。

表 7.2 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）” / “（シナリオ2）”を指す。

これらの表に示す値から、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、不足電力量の調達先の確保である。

表 7.1 に示した 2010 年度が平水年であった場合の輸入電力を検討した場合、必要な電力が 300MW、必要な電力量が平水年において 1.5TWh であるため、この値を年間時間で除すると $1.5[\text{TWh}]/8760[\text{h}] = 171\text{MW}$ となる。この値は、300MW に満たないため、ベース対応電力として輸入する契約以外にピーク対応電力の輸入というオプションが必要になる。また、同表 2010 年度が渇水年であった場合の輸入電力を同様に計算すると、 $3.1[\text{TWh}]/8760[\text{h}] = 353\text{MW}$ となり、ベース対応電力として輸入する契約内でピーク対応電力の対応も可能となる。この観点で、不足電力及び不足電力量について検討した結果を表 7.3 に示す。

表 7.3 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

この不足電力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：600MW⁵⁵）、ジンバブエ国を介した連系線（KaribaSouthルート 系統線容量：300MW⁵⁶）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 7.4 にその結果を示す。

表 7.4 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

(Source) 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

南アフリカ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（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。

一方、輸出電力に関しては、ここでは、契約の形態や契約相手国の選定等は行わないこととする。なぜなら、現時点における SAPP 諸国の電源開発、送電線開発計画は、資金不足、民間投資の停滞等によりスケジュール通りの実現が必ずしも達成できない。また、活発な電力融通が実現するためには、インフラ整備に加え、取引価格の設定が最もな関心事であり、これは各国の電気料金がどのように変化していくかによって左右される。よって、ザンビア国としては、今後の SAPP 諸国の状況を注視し、その時節にあった電力取引を行うことを進める。当面、自国の供給信頼度を上げるために供給予備力として待機予備力として保持していても良いし、買電として貢献させてもよい。

⁵⁵ 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。

⁵⁶ 本値は、330kV 送電線 2 回線による連系線容量である。なお、中央回廊等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。

第8章 送電開発計画

8.1 ザンビア国内送電系統の現状

ザンビア国における系統図を図 8.1 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 等南側の大規模水力発電から Copperbelt 方面に向けて長距離重潮流が流れており、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、ザンビア国送電系統においては、電圧対策の検討が重要となる。この点に注目し、送電計画を策定した。

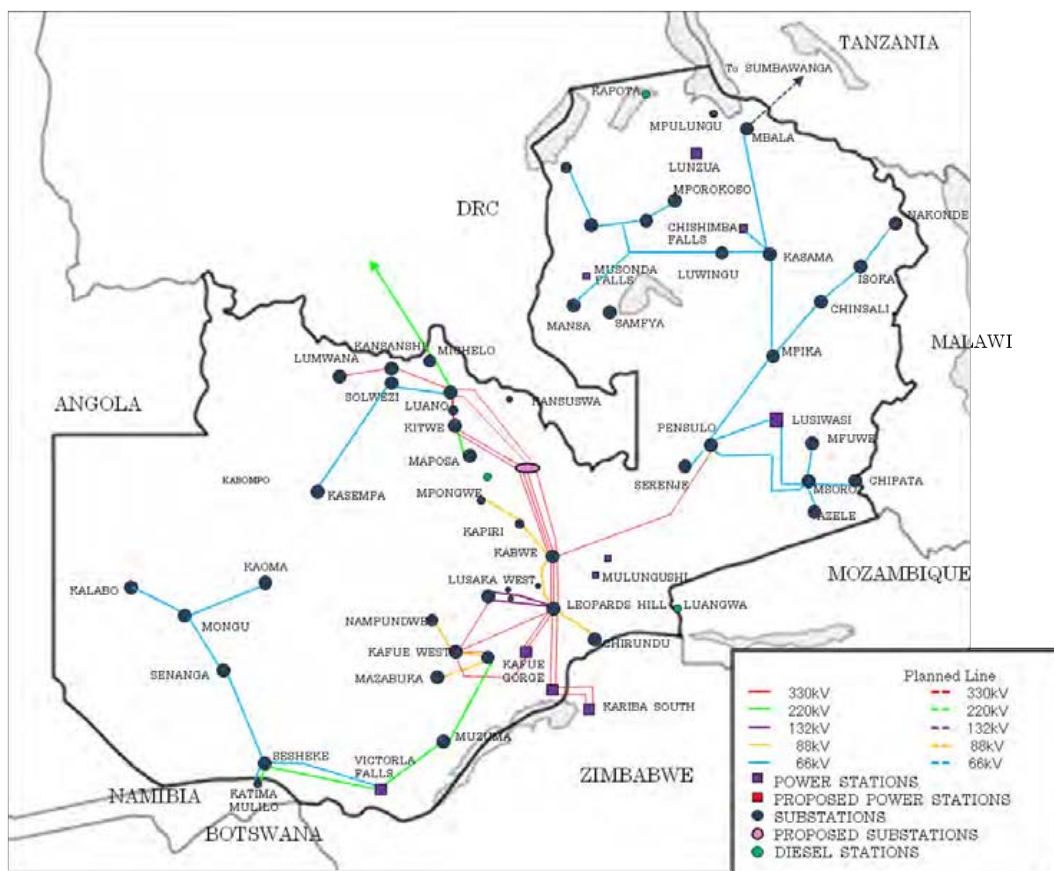


図 8.1 ザンビア国系統図

8.2 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 8.1 に示す。なお、ザンビアにおける送電開発策定の基準は ERB によって定められた Grid Code に従っており、本計画もこの基準に従って作成することとした。ザンビア国においても、系統の信頼性評価方法として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、北東部および西部等、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は段階的に縮小するように計画を策定した。

表 8.1 ザンビア国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、送電計画の策定にあたり、第 5 章で示した電力需要想定（ベースケース）と、現在の各変電所の需要を考慮して、各変電所における電力需要想定を行った。その結果を表 8.2 に示す。なお、変電所別の需要想定方法については Appendix 2 に示す。

表 8.2 各変電所における需要想定結果

Peak Demand (MW)

Substation	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

また、送電計画策定にあたり、国際電力融通の影響も検討を行った。送電系統は国際電力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（国際電力融通無：Situation-1 と称す）と、Interconnecting Case（ザンビア国内系統に対して最も厳しいと思われる条件：Situation-2 と称す）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 8.3 に示す。

表 8.3 送電計画策定における国際電力融通条件

Year	Base Case (Situation-1)		Interconnecting Case (Situation-2)	
	Import	Export	Import	Export
2015	0	0	-Sesheke 200MW	-Nakonde 200MW
2020			-Sesheke 200MW	-Nakonde 400MW
2025			-Victoria Falls 200MW	
2030				

ザンビア国内系統は、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、すなわちナミビア(Katima Mulilo)方面から電力を輸入し、タンザニア方面へ輸出する条件が最も厳しい条件となる。

なお、DRC から電力輸入を行う場合は南部から北部へ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、システムに対する負担が減少する。また、Kariba South Power Station 方面からの電力輸入は、Victoria Falls-Lusaka 間の潮流を抑制するため、これもナミビア方面からの電力輸入に比べ易しい条件となる。

8.3 一次エネルギーベース自給シナリオ（シナリオ 1-1）における送電開発計画

各変電所に関する電力需要想定結果を基に、電源開発計画策定結果である一次エネルギーベース自給シナリオ（シナリオ 1-1）について送電計画を策定した。なお、この計画策定において、潮流解析および N-1 条件の検討を実施した。また、ザンビア系統の安定度についても検討を実施した。安定度検討結果については APPENDIX 3 に示す。

送電計画の策定においては、電力システムを以下の 5 ヶ所に分け、それぞれの地域特性を考慮して策定した。地域分け区分を図 8.2 に示す。

- (1) North-east area
- (2) West area
- (3) South area
- (4) Lusaka area
- (5) Copperbelt area

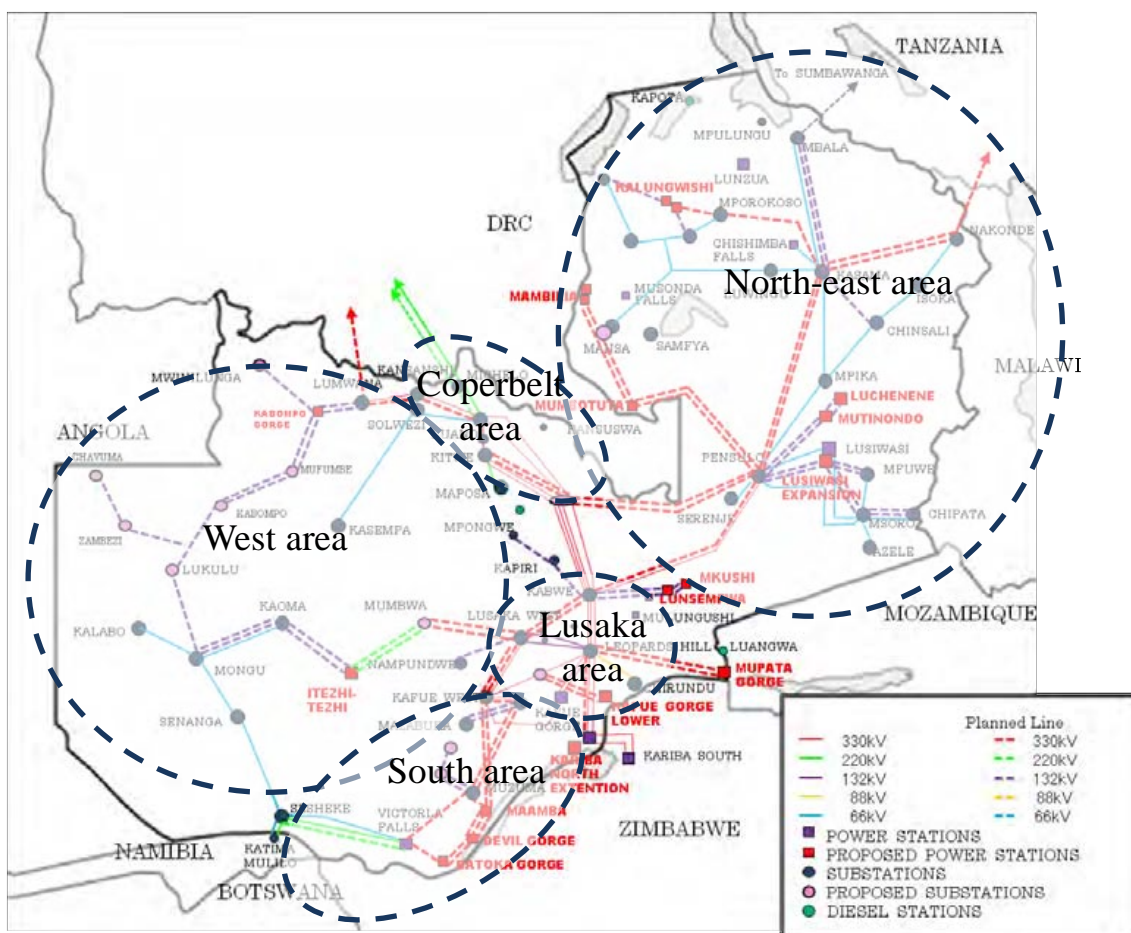


図 8.2 送電計画策定における地域区分

以下に、それぞれの地域特性と、それに対応した開発計画の概要を示す。

8.3.1 North-east area

この地域は、DRC との国境に大規模な水力発電所を導入する計画がある他、タンザニアとマラウィとの国際連系計画が存在する。この地域の送電系統の特徴は以下の通りである。

- ・ 66kV 送電系統が既に張り巡らされている。
- ・ 66kV 送電線の長さは、100km 以上のものが大半であり、電圧降下が非常に大きい。
- ・ 需要密度が低い。
- ・ 大半の送電線が 1 回線で構成されており、且つ放射状系統であるため、N-1 条件を満たしていない。
- ・ 大規模水力電源の候補地点として、Mambilima, Mumbotuta, Kundabwika, Kabwelume が存在する。

この地域における深刻な問題は、66kV 送電系統の電圧安定度である。この問題を解決するため、132kV および 330kV 送電線を導入し、この地域の送電系統を補強することとした。また、建設予定の大規模水力発電所 (Mambilima および Mumbotuta) の電源線とタンザニアとの国際連系線を 330kV で設置し、これらの送電線の活用することで、この地域の電圧および安定度改善に寄与させる。

既存の送電線建設計画との整合を考慮し、本送電計画の概要を以下に示す。

(ア) 国際連系線

この地域では、2 つの国際連系線が計画されている。一つはタンザニアとの連系であり、もう一つはマラウィとの連系である。以下に 2 つの国際連系線に関する計画を示す。

・タンザニアとの国際連系線 (Pensulo – Kasama – Nakonde – Tanzania)

2013 年にタンザニアとの国際連系を行う計画がある。本計画は最終的に 400MW の電力をザンビア国方面からタンザニア、ケニア方面へ融通するものである。この連系線は、送電可能容量の観点から 330kV 送電線が必要であり、EAPP と SAPP の接続点の役割を果たす重要な役割を果たすことになるため、N-1 条件に対応する必要がある。

同時に、この地域は長距離 66kV 送電系統で構成されており、電圧低下が大きい。このため、この 330kV 送電線経路に Kasama、Nakonde 変電所を導入し、これらの変電所から電力供給することで北東部エリアの電圧維持を保つこととした。電圧問題は現在既に発生しているため、本連系線、関連変電設備を早期 (2010~2015) に導入する計画とした。

・マラウィとの国際連系線 (Pensulo - Lusiwasi - Msoro – Chipata – Malawi)

マラウィの系統は、2008 年時点で使用する最高送電電圧が 132kV、ピーク需要が 268MW である。このため、マラウィとの連系線は 132kV 送電線を使用することを基本とする。

また、この周辺は既に 66kV 送電線が設置されているが⁵⁷、Lusiwasi 発電所の増設や電圧の安定等を考慮すると、早期 (2010~2015) に 132kV 系統の導入が必要となる。

⁵⁷ Lusiwasi-Msoro-Chipata の 66kV 送電線は 132kV 設計となっており、鉄塔等を建て替えることなく昇圧が可能である。

(イ) 電源線

この地域で重要となる電源線は Mambilima, Mumbotuta 発電所からの電源線と、Kundabwika, Kabwelume 発電所からの電源線の2つである。それぞれの送電線についての計画を以下に示す。

・ Mambilima・Mumbotuta 電源線

この2つの発電所の出力は合計 326MWになり、発電所周辺の負荷⁵⁸に比べ非常に大きく、出力の殆どを他のエリア（主にCopperbelt）に送電することとなる。このため、これらの発電所と、主な需要地であるCopperbeltとの間を送電線で結ぶ必要がある。

ルートとしては以下の2つが考えられる。

- ・ Mambilima , Mumbotuta - Pensulo – Kitwe
- ・ Mambilima, Mumbotuta - (DRC)- Kitwe

この2つのルートの内、DRC を経由する方が 300km ほど短距離であり、建設費、送電ロス等の面で有利である。しかし、このルートは他国を経由するため、建設および運用での不確実性が高い。よって、ここでは Pensulo 経由のルートを推奨する。

なお、この電源線の開発時期は発電所の建設に合わせ、2020-2025 の時期に導入する。

・ Kalungwishi 電源線

Kalungwishiにおいては、Kundabwika Fallsおよび Kabwelume Fallsの2つの発電所が計画されており、2つの発電所の合計出力は 218MW⁵⁹となる。この発電所の出力も周辺負荷に比べ大きく、発電所の出力はKasamaを介して各地に送電されることとなる。ここで、KalungwishiからKasama変電所までの距離は 250kmほどあり、132kV送電線 1 回線で構成した場合、熱容量と送電ロスの面で問題がある。この問題の対処法として、通常より太い電線（Bison 2 導体構成）を使用した上で 2 回線構成とするか、330kV送電線 1 回線を導入するケースが考えられる⁶⁰。表 8.4 にその得失をまとめる。

⁵⁸ Mporokoso, Kawambwa Tea, Mbereshi, Nchelenge, Luwing, Mansa, Kasama の 2030 年の予想 Peak Load は合計 52.7MW である。

⁵⁹ 電源開発計画においては、この2つの発電所の合計出力は 163MW としている。しかし、この発電所を 218MW に増容量化して導入する可能性があるため、送電計画においてはより厳しい値を用いることとした。

⁶⁰ 現在、ZESCO にて Kalungwishi と Kasama を結ぶ送電線が計画されている。

表 8.4 Kalungwishi – Kasama 送電線の比較

送電線種類	132kV 送電線 2 回線 導体構成：Bison x 2	330kV 送電線 1 回線 導体構成：Bison x 2
送電ロス (218MW 送電時)	14.6MW	4.6MW
建設コスト	97 million USD	82 million USD
その他	N-1 条件においても発電所周辺地域を含め安定した電力系統の運用が可能	Kundabwika, Kabwelume – Kasama 送電線の 1 回線故障時に、発電所近辺の系統が本系統と切り離される。

この結果から、送電線故障時、ザンビア国北東部系統の一部が分離してしまう問題は残るが、建設コスト、送電ロスの面で有利となる 330kV 送電線を採用することが適切と考える。

また、この送電線下のエリアは電圧の安定度が非常に悪い地域のひとつである。このため、本送電線経路に Mporokoso 変電所を導入し、この地域の電圧安定度の改善を行うことを推奨する。

なお、この送電線の建設時期については、本来は Kundabwika, Kabwelume 発電所の導入時期（2015-2020）に合わせるべきだが、この地域の電圧の安定度改善のために、当該送電線の一部（Kasama-Mporokoso 間）をより早い時期（2010-2015、Pensulo-Kasama 330kV 送電線建設と同時期が望ましい）に建設することを推奨する。

(ウ) その他の送電線

国際連系線、電源線以外に地域の電圧を保つための送電線開発が必要となる。代表的なものとして表 8.5 の送電線が挙げられる。

表 8.5 北西部エリア 132kV 送電線開発計画

Name	Voltage	Year	Remarks
Kasama – Mbala	132kV	2010-2015	Kasama-Pensulo330kV 送電線建設時に導入
Kasama – Chinsali		2010-2015	
Lusiwasi – Mfue		2010-2015	Lusiwasi 発電所増設時に導入
Kalungwishi – Nchelenge		2015-2020	Kalungwishi 発電所建設時に導入
Kalungwishi – Kawambwa Tea		2015-2020	

いずれの送電線も、地域の電圧の安定が主目的である。100km 以上の距離を安定して送電するために、電圧は既存と同等の 66kV ではなく、132kV 系統とする必要がある。

8.3.2 West area

この地域には小規模独立系統（ディーゼル系統）が点在しており、これらの系統を連系することが必要となる。この地域の送電系統の特徴は以下の通り。

- ・主な発電所として、Itezhi-tezhi（120MW）および Kabompo Gorge(34MW)発電所が計画されている。
- ・Kaoma, Mongu, Senaga, Sesheke, Kasempa においては 66kV 送電系統が導入されているが、多くの地域では独立系統となっている。
- ・大半の 66kV 送電線は 100km 以上の長さとなっている。
- ・需要密度が低く、各変電所の負荷が小さい⁶¹。
- ・N-1 条件を満たしていない

この地域においても、電圧の安定度が最も重要な問題であり、特に N-1 条件における安定度が問題となる。この地域における送電開発計画は以下の通り。

(ア) 電源線

この地域における電源線として、Itezhi tezhi 発電所からの電源線と、Kabompo Gorge 発電所からの電源線が必要となる。それぞれの計画は以下の通り。

・ Itezhi tezhi 電源線

発電所から Lusaka West 変電所までの送電線として、Itezhi tezhi – Mumbwa 220kV 送電線と Mumbwa – Lusaka West 330kV 送電線が計画されている。なお、いずれの送電線も 1 回線構成となっているが、Kafue Gorge Lower 発電所導入（2017）まではザンビア国全体で電源が不足しており、この電源線故障がそのまま広域停電につながってしまう。このため、Itezhi tezhi 電源線は 2 回線構成とすることを推奨する。

なお、本送電線の導入時期は、発電所の導入時期と同時（2010-2015）となる。

・ Kabompo Gorge 電源線

Kabompo Gorge 発電所の出力は 34MW であり、それほど大きな出力ではない。但し、北西部に位置する数少ない電源であり、このエリアの電圧問題を改善する上で重要な役割を果たす。このため、本発電所からの送電線は、西部地域に用いる系統と同等の 132kV 送電線が適切と考える。また、この送電線の導入時期は、発電所の導入時期と同時（2015-2020）が適切である。

(イ) 西部ループ

西部地域の独立系統を連系するため、Itezhi tezhi – Kaoma – Mougou – Lukulu – Kabompo – Mufumbe – Kabompo Gorge とつながる系統が必要となる。この系統は、長距離送電となることから一部で使用されている 66kV 系統ではなく、132kV 系統を導入することが適切である。

なお、一部の区間(Itezhi tezhi – Kaoma – Mongu および Kabompo Gorge – Mufumbe – Kabompo)は、N-1 条件における電圧の安定度を確保するため、最終的に 2 回線構成とする必要がある。

送電線の導入時期としては、Itezhi tezhi – Mongu 間は Itezhi tezhi 発電所導入と同時期（2010-2015）に、それ以外の送電線については 2015-2020 の期間に電源から順番に延伸することが適切である。

⁶¹ Victoria Falls を除く、西部地域 10 変電所の 2030 年における Peak Load は合計 59.6MW。

8.3.3 South Area

この地域では、Batoka Gorge, Devil Gorge, Maamba といった大規模電源の導入が計画される共に、Namibia, Botswana, Zimbabwe との国際連系の計画も存在する。また、Maamba 石炭火力発電所の導入が計画されているのもこの地域である。このため、電力の輸出入およびザンビア国全土への電力供給のために非常に重要なエリアである。

(ア) 基幹送電線

このエリアには、Batoka Gorge, Devil Gorge, Maamba といった大規模電源が計画されているだけでなく、Namibia 方面との国際電力融通も行う連系点も存在するため、非常に大きな潮流が流れる。この結果、1 ルートだけでは将来送電容量が不足するため、基幹送電線の拡充が必要不可欠である。また、この送電線におけるルート断はザンビア国全土での停電に発展する可能性が高いことから、最低でも N-1 条件において安定的に送電できる構成にする必要がある。このことを踏まえ、このエリアの基幹送電線開発計画を策定した。表 8.6 に結果を示す。

表 8.6 南部エリア基幹送電線開発計画

Name	Voltage	Year	Remarks	
Victoria Falls – Muzuma	330kV	2010-2015	Upgrade from 220kV to 330kV	
Muzuma – Kafue Town				
Sesheke - Victoria Falls 2 nd			Installation of 2 nd Circuit	
Victoria Falls – Maamba	New Circuit			
Maamba – Muzuma				
Maamba- Kafue West 1 st	New Circuit			
Maamba- Kafue West 2 nd	Double Circuit Tower			
Devil Gorge Power Station	330kV		2015-2020	Installation in Victoria Falls – Maamba Line
Devil Gorge – Maamba 2 nd				Installation of 2 nd Circuit
Muzuma – Kafue Town 2 nd			2020-2025	Installation of 2 nd Circuit
Batoka Gorge Power Station		2025-2030	Installation in Victoria Falls – Devil Gorge Line	
Batoka Gorge – Devil Gorge 2 nd			Installation of 2 nd Circuit	

(イ) その他

このエリアには、330kV (220kV) 基幹送電線以外に、Muzuma, Mazabuka 等 88kV 系統が存在する。また、長距離の 33kV 配電線が設置されており、Choma, Monze 等、将来の需要増加に対して 33kV 配電線では対応できない箇所も存在する。

88kV 系統はいずれも老朽化が進んでいる設備であり、また同様な電圧階級として 66kV、132kV 系統が存在するため、設備の拡充に合わせて 88kV を順次廃止し、132kV 系統に統合する計画とする。策定した計画を表 8.7 に示す。

表 8.7 南部エリア 132kV 送電線開発計画

Name	Voltage	Year	Remarks
Muzuma – Maamba	88kV	2010-2015	Disuse
Kafue Town – Mazabuka			
Muzuma – Choma 1 st	132kV		New Circuit
Muzuma – Choma 2 nd			Double Circuit Tower
Choma – Monze			New Circuit
Monze – Mazabuka			New Circuit (Cut off Operation)
Kafue Town – Mazabuka 1 st			New Circuit
Kafue Town – Mazabuka 2 nd			Double Circuit Tower

なお、表 8.7 に示した計画の内、Muzuma – Maamba 88kV 送電線の廃止は Victoria Falls – Kafue Town 間 220kV 送電線を 330kV に昇圧するときと同調して行うことを推奨する。これは、330kV 昇圧時に、Muzuma に存在する 220/88kV 変圧器が使用できなくなるためである。

8.3.4 Lusaka Area

Lusaka はザンビア国における負荷の中心の一つであり、Leopards Hill, Lusaka West, Kafue West 各変電所から 88kV および 132kV 系統を用いて Lusaka エリアの負荷を供給している。しかし、この系統の潮流は、送電線熱容量限界に近い値となっており、N-1 条件においては負荷遮断が必要となっている。2030 年においては、このエリアの負荷は現状の 3 倍以上に増大し、それに伴い潮流も増加する。この地域における送電開発計画を以下に示す。

(ア) 330kV送電線の拡充

Lusaka 地域の需要は、2030 年においては 1GW を超える予想である。よって、市内の負荷に電力を供給するために新たな 330kV 系統の導入が必要となる。ここでは Lusaka South 変電所 (330/132kV) の導入およびそれに伴う 330kV 送電線の拡充を推奨する。

また、Maamba, Devil Gorge, Batoka Gorge 等の大規模発電所の電力を Copperbelt 方面へ送電するルートとして、現在 Kafue West – Leopards Hill – Kabwe とつながる 330kV 送電線が存在する。しかし、このルートだけでは N-1 条件において将来送電容量を確保することが出来ないため、Kafue West – Lusaka West – Kabwe とつながるルートを拡充し、ザンビア国南部と北部の連系の強化を図る。

表 8.8 にこの地域における 330kV 送電線開発計画を示す。

表 8.8 Lusaka Area 330kV 送電線開発計画

Name	Voltage	Year	Remarks
Kafue West – Lusaka West 2 nd	330kV	2010-2015	
Lusaka West – Kabwe 1 st			New Circuit
Lusaka West – Kabwe 2 nd			
Lusaka South Substation		Installation in Kafue West – Leopards Hill Line	
Kafue West – Lusaka West 3 rd		2015-2020	
Kafue Gorge Lower – Lusaka South 1 st			New Circuit
Kafue Gorge Lower – Lusaka South 2 nd			Double Circuit Tower

(イ) 132kV送電線の拡充

現在、Lusaka 市内の送電系統は 88kV 系統と 132kV 系統が混在している。ここで、将来の負荷増加に対応するために Lusaka South 変電所導入に合わせて Lusaka 市内の 132kV 系統を拡充し、送電能力不足及び設備の老朽化が進む 88kV 系統を廃止することとする。

これにより将来に向けた送電能力を確保するとともに、運用の簡素化を目指した使用電圧階級の簡素化、統一を図る。

この地域に用いる 132kV 送電線は、従来の送電線 (Wolf) に比べより太い導体 (Zebra) を用いることを推奨する。これは、この地域における送電線の大半は距離が短く (30km 以下)、送電可能容量がインダクタンスによる電圧低下ではなく、送電線の熱容量によって決まるためである。この状況においては、送電線導体の太線化が容量増大のために最も経済的な手法となる。表 8.9 に、この地域における 132kV 送電線拡充計画を示す。

表 8.9 Lusaka Area 132kV 送電線開発計画

Name	Voltage	Year	Remarks
Leopards Hill – Waterworks 1 st	88kV	2010-2015	Disuse
Leopards Hill – Waterworks 2 nd			
Waterworks – Coventry			
Leopards Hill – Mapepe			
Mapepe – Kafue West			
Lusaka West – Roma 2 nd	132kV	2010-2015	
Lusaka West – Coventry 2 nd			
Leopards Hill – Coventry 2 nd			
Lusaka South – Mapepe 1 st			New Circuit
Lusaka South – Mapepe 2 nd			Double Circuit Tower
Lusaka South – Coventry 1 st			New Circuit
Lusaka South – Coventry 2 nd			New Circuit
Lusaka South – Waterworks 1 st			New Circuit
Lusaka South – Waterworks 2 nd			Double Circuit Tower
Lusaka South – Woodland 1 st			New Circuit
Lusaka South – Woodland 2 nd		Double Circuit Tower	
Leopards Hill – Avondale 1 st		New Circuit	
Leopards Hill – Avondale 2 nd		Double Circuit Tower	
Lusaka South – Chawama 1 st		2015-2020	New Circuit
Lusaka South – Chawama 2 nd			Double Circuit Tower
Avondale – Chelston 1 st			New Circuit
Avondale – Chelston 2 nd			Double Circuit Tower
Chelston – University 1 st			New Circuit
Chelston – University 2 nd			Double Circuit Tower
Lusaka West – Matero 1 st		2020-2025	New Circuit
Lusaka West – Matero 2 nd	Double Circuit Tower		
Lusaka West – Makeni 1 st	New Circuit		
Lusaka West – Makeni 2 nd	Double Circuit Tower		
Lusaka South – Coventry 3 rd		2025-2030	New Circuit

8.3.5 Copperbelt

Copperbelt もザンビア国における負荷の中心の一つである。このエリアの送電線は大半が 220kV および 66kV 送電線にて構成されており、主な負荷は鉱山会社の負荷である。この地域においては大半の送電線が 40km 以下であり、66kV 送電線の適用が適切である。この地域の送電開発計画は、大口需要家に対する 66kV および 220kV 送電線が中心となる。

なお、この地域は電源が乏しく、電力のほとんどを南部から 330kV 送電線を介して受電している。このため、この地域の電圧安定度は悪く、将来の負荷増加に対応するための対

策が必要となる。対策としては、以下の2通りが考えられる。

- ・ 中間開閉所+SVC の導入
- ・ 新規送電線の導入

(ア) 中間開閉所+SVCの導入

この地域の電圧安定度を向上させるため、Kabwe – Kitwe, Luano 間の送電線に中間開閉所を設置し、送電線故障時の電圧安定度を向上させる。この中間開閉所の設置により、Kabwe-中間開閉所間の送電線潮流を均平化し、送電ロスを低減する効果も期待できる。

また、Kitwe に±100MW の調整能力を持つ SVC を導入し、常時および送電線故障時の電圧安定度を改善する。特にこのエリアは Mining 負荷が大きく、負荷変動にともなう電圧変動が大きく出ているため、SVC による電圧改善効果が期待できる。

(イ) 新規送電線の導入

現在 Copperbelt エリアの供給信頼度向上のため、Mumbwa – Lumuwana 間の 330kV 送電線導入について検討が行われている。この送電線が導入された場合、Copperbelt エリアの電圧安定度が改善されるだけでなく、送電ロスが大幅に低減され、電源から Copperbelt までの送電線ルートが複線化することにより、系統信頼度の向上も図ることができる。また、この新規送電線導入は、中間開閉所+SVC の導入にくらべ Lumuwana 方面への送電能力をより大きくすることができ、想定した以上にこの地域の負荷が増大したときでも対応が可能となる。ただし、この送電線は送電距離が 350km に亘るため建設コストが高い。

この2つの比較を表 8.10 にまとめる。

表 8.10 Copperbelt エリア電圧安定度対策の比較

	中間開閉所+SVC 導入	新規送電線の導入
概要	<ul style="list-style-type: none"> ・ Kabwe – Kitwe, Luano 間に中間開閉所を導入 (当初 8cct, 最終 12cct) ・ Kitwe に±100MVar の SVC を導入 	Mumbwa – Lumuwana 間に 330kV 送電線を 2cct 導入
導入コスト	28 million USD	210 million USD
送電ロスの低減 (2030 Peak)	5.3MW	29.9MW
その他	通常運用時の電圧変動を抑制できる。	Leopards Hill – Kabwe- Kitwe, Luano 間のルート断においても Copperbelt にある程度の送電が可能。 Lumuwana 方面の負荷増への対応が容易。

以上の比較の結果、送電ロスの減少、送電能力の増強の程度は限られるが、導入コストが大幅に安い中間開閉所+SVC の導入を推奨する。ただし、本調査の想定以上にこのエリアの負荷が増大する場合はもう一つの選択肢である新規送電線の導入も再検討する必要がある。

8.3.6 Base Case (Situation1) における送電開発計画のまとめ

Base Case (Situation1) における送電開発計画にて開発する送電設備量を表 8.11 に、その詳細を表 8.12 に示す。また、2010, 2015, 2020, 2025, 2030 の各断面における系統図を図 8.3 ~ 図 8.12 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 8.11 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

表 8.12 送電開発計画（シナリオ 1-1）

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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
1	Mutinond	Luchene	2010-2015	45	132	Wolf

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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	Lusaka 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	Kabwelume	2015-2020	25	132	Zebra
2	Kundabwika	Kabwelume	2015-2020	25	132	Zebra
1	Kundabwika	Nchelenge	2015-2020	75	132	Wolf
1	Kabwelume	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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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
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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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

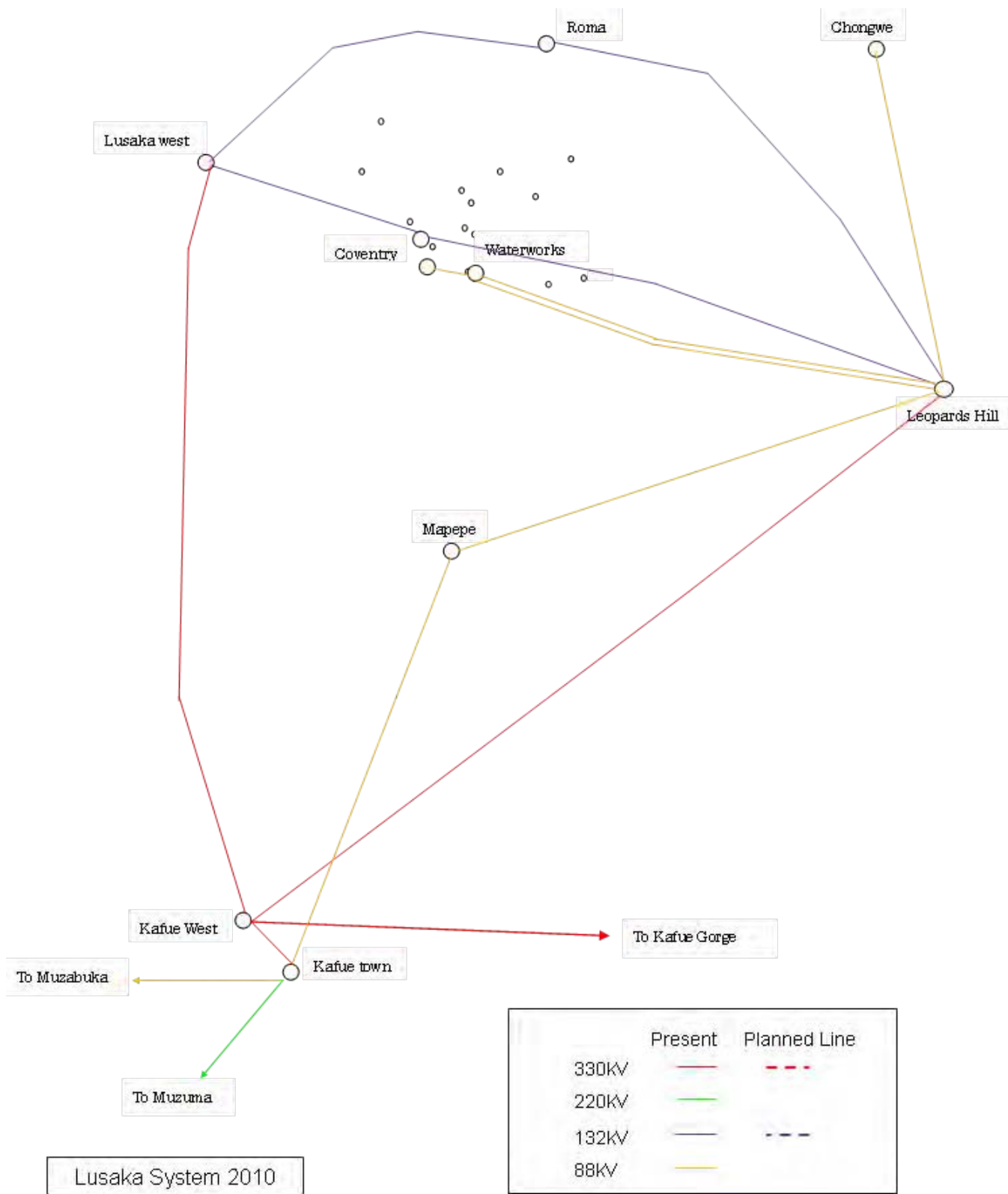


図 8.4 2010 年における Lusaka 近郊系統図

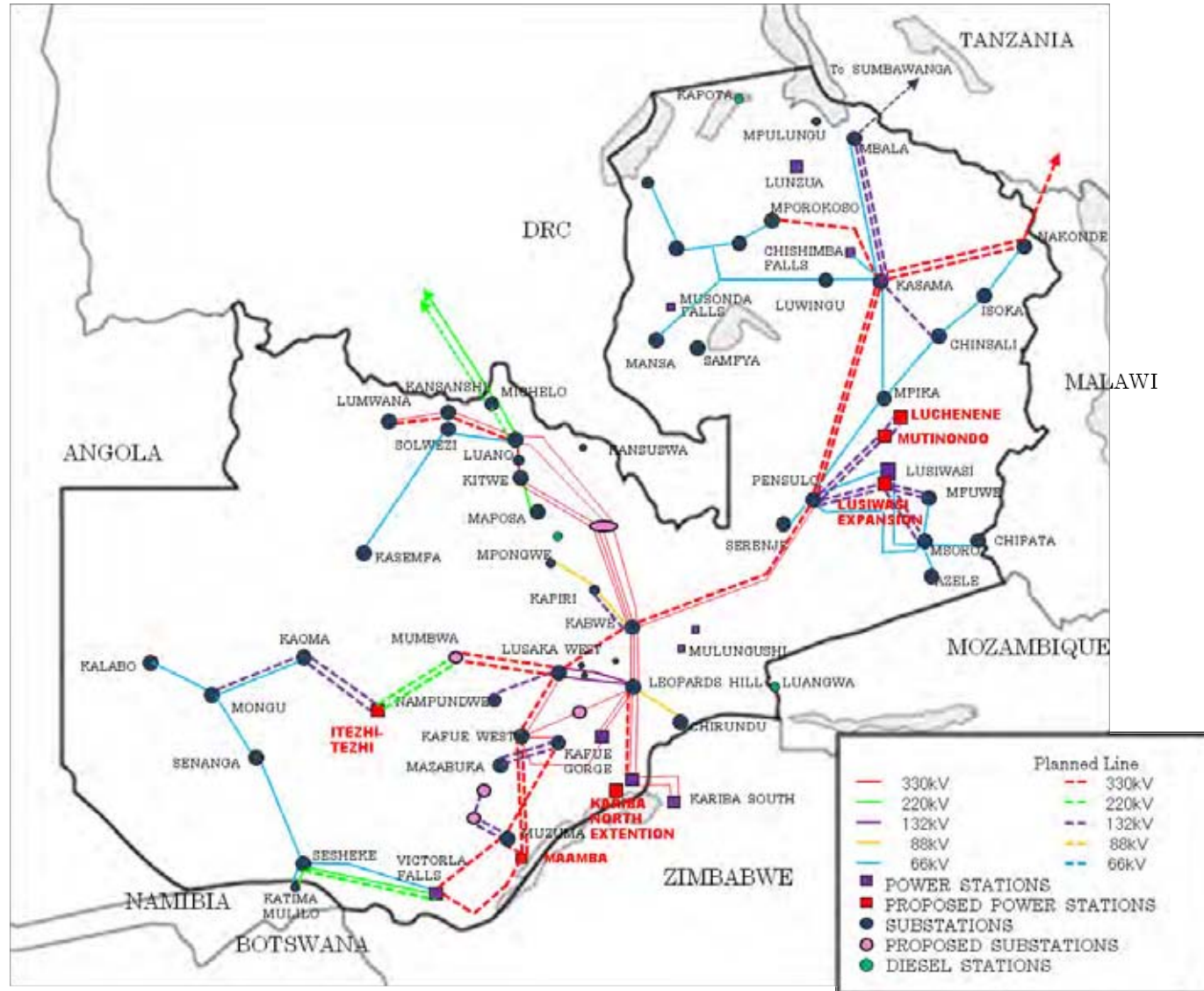


図 8.5 2015 年における系統図 (シナリオ 1-1)

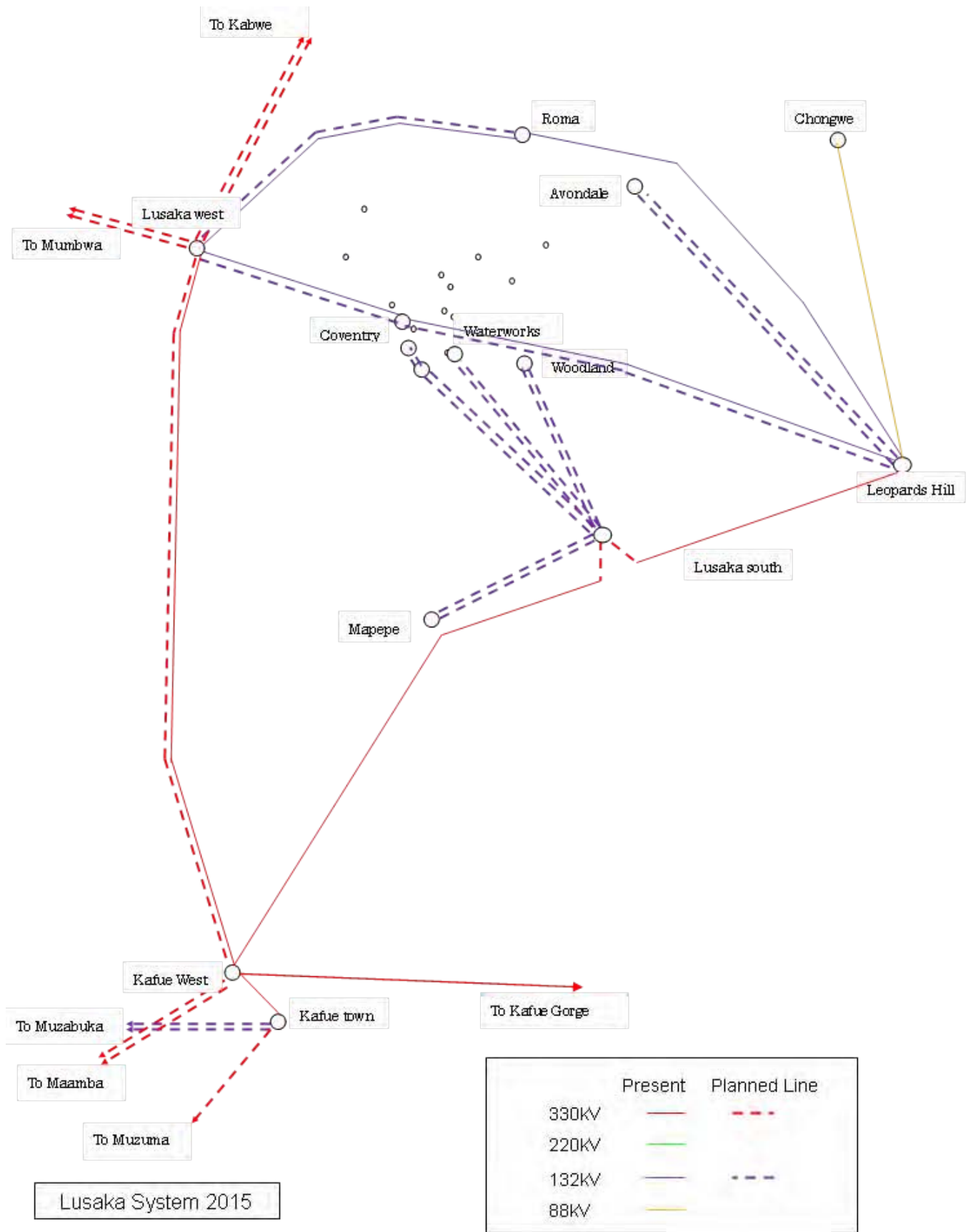


図 8.6 2015 年における Lusaka 近郊系統図(シナリオ 1-1)

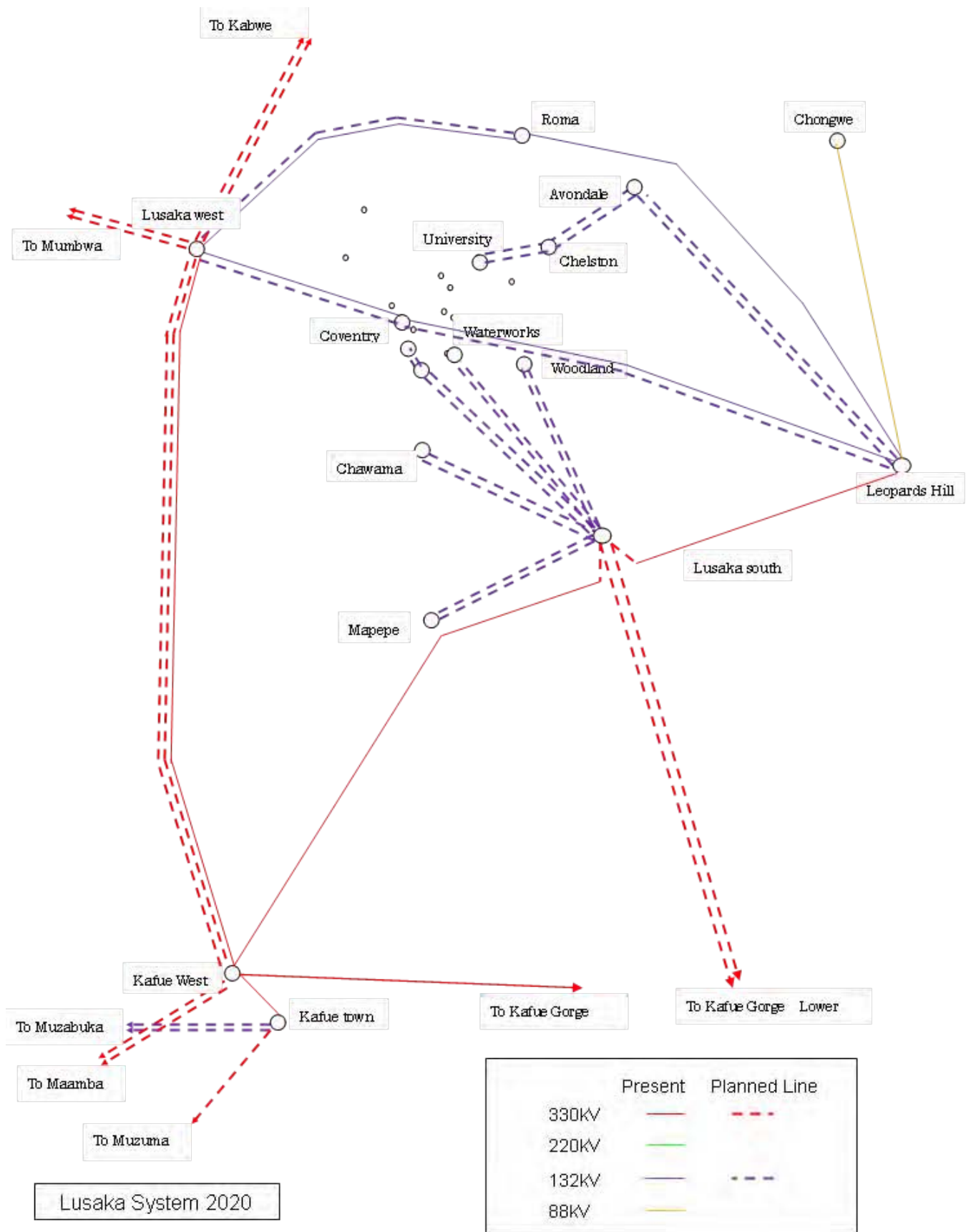


図 8.8 2020 年における Lusaka 近郊系統図(シナリオ 1-1)

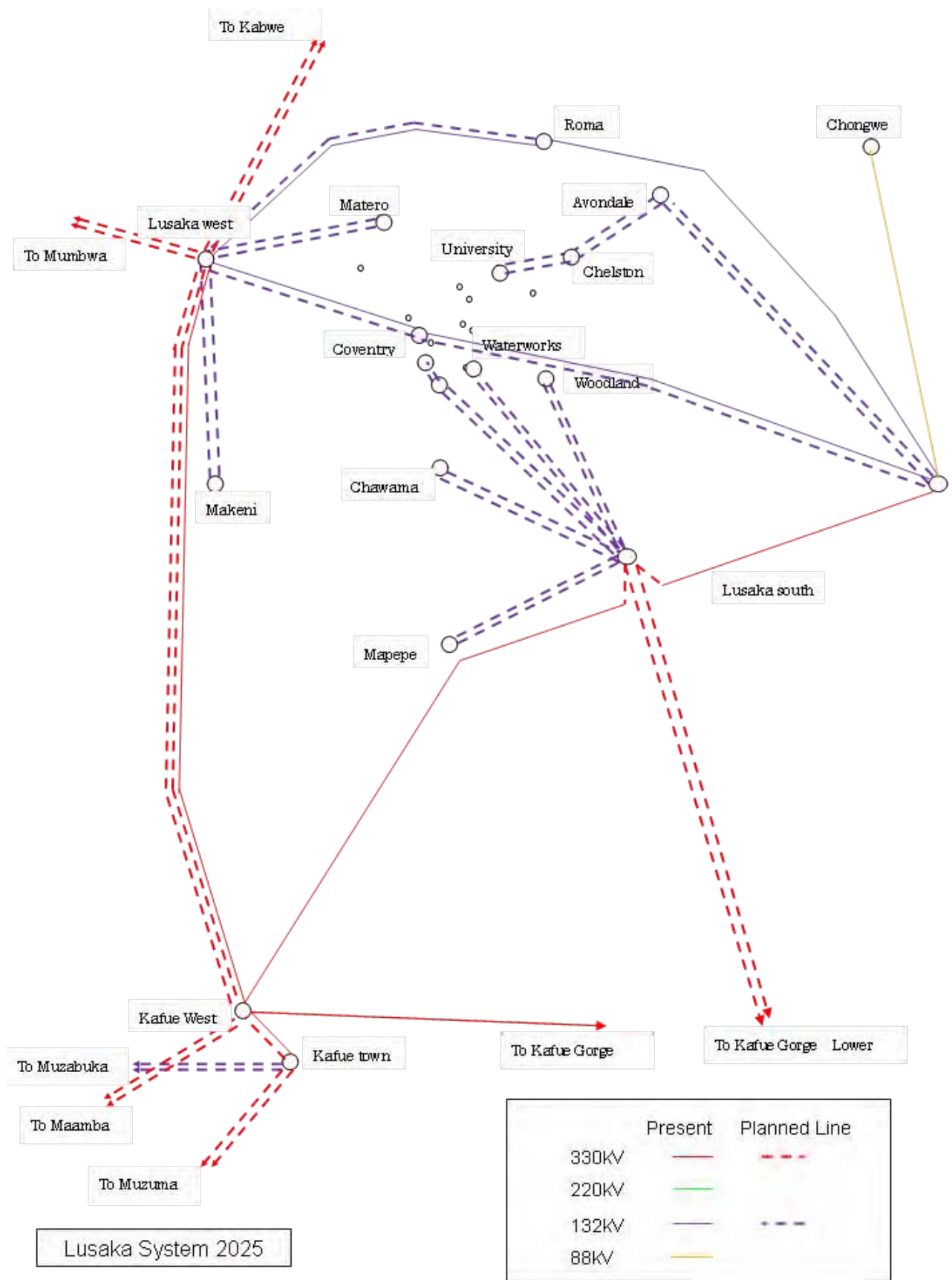


図 8.10 2025 年における Lusaka 近郊系統図 (シナリオ 1-1)

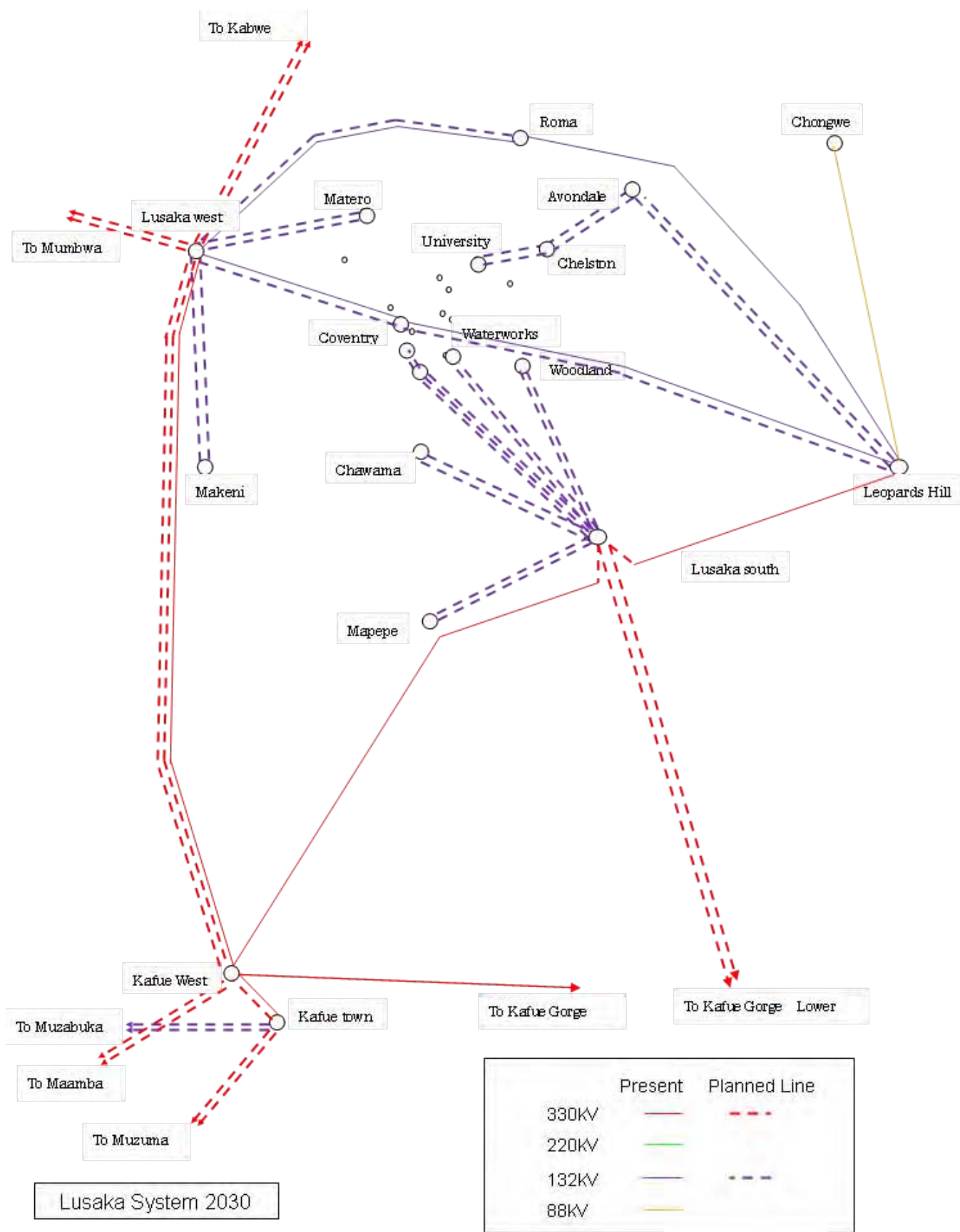


図 8.12 2030 年における Lusaka 近郊系統図 (シナリオ 1-1)

8.4 電力ベース自給シナリオ（シナリオ 1-2）における送電開発計画

電源開発シナリオ、電力ベース自給シナリオ（シナリオ 1-2）を用い、送電計画を策定した。なお、需要想定結果、国際融通条件等について、前節と同様のものを用いた。このシナリオによる送電開発計画において、石炭火力発電所の立地が大きな影響をもつ。今回、石炭火力発電所の立地として、表 8.13 に示すように想定した。

表 8.13 石炭火力発電立地

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

この中で、既に計画が進んでいるものは Maamba における山元火力発電所である。これ以外の石炭火力発電所の候補地点として、一大電力消費地である Lusaka に比較的近く輸送インフラも整っている Maamba と、ザンビア国北部の電力消費地 Copperbelt に位置し鉄道インフラが存在する Kitwe が挙げられる。ここで、調査団は新規石炭火力発電の立地点として、Kitwe を選定し、計画を策定した。これは、全ての火力発電所を Maamba に集中させると、大規模電源が Zambezi 川流域に集中しているシナリオ 1-1 とほぼ同じ送電系統構成となること、また、北部方面の電源構成が脆弱であることを勘案した結果である。

以下の節で、策定した送電計画を地域別に説明する。なお、ここではシナリオ 1-1 との差異を中心に説明を行う。

8.4.1 North-east area

このエリアの送電計画において、シナリオ 1-1 との最も大きな違いは、水力発電所の導入時期の違いである。特に、この地域の大規模電源である Mambillima, Mumbotuta といった水力発電所の開発時期がシナリオ 1-1 に比べ遅れることに伴って、当該電源線である 330kV 送電線の開発が遅くなる。この結果、本エリアの 330kV 系統開発が、シナリオ 1-1 に比べ遅い計画となる。その違いを表 8.14 に示す。

表 8.14 North-east area における 330kV 送電開発計画

Name	Voltage	Year		Remarks
		Scenario1-1	Scenario1-2	
Pensulo – Kasama 1 st	330kV	2010-2015	2010-2015	New Circuit
Pensulo – Kasama 2 nd				Double Circuit Tower
Pensulo – Kabwe 2 nd				Installation of 2 nd circuit
Kasama – Nakonde 1 st				New Circuit
Kasama – Nakonde 2 nd				Double Circuit Tower
Kasama – Mporokoso				New Circuit
Mporokoso - Kalungwishi		2015-2020	2015-2020	New Circuit
Pensulo – Mumbotuta 1 st		2020-2025	2025-2030	New Circuit
Pensulo – Mumbotuta 2 nd				Double Circuit Tower
Pensulo – New SWS 1 st				New Circuit
Pensulo – New SWS 2 nd			After 2030	New Circuit
Mumbotuta – Mambilima				
Mumbotuta – Mansa				
Mansa – Mambilima				

なお、このエリアにおける 132kV 以下の送電線開発計画については、シナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 の差がない。ただし、Mumbotuta – Mansa 330kV 送電線の導入が遅れるため、Mansa 周辺の電圧安定度がシナリオ 1-1 に比べ厳しくなる。このため、Mansa に想定より大きな需要が発生する場合は、Kalungwishi – Mansa 間に 132kV 送電線を導入する等の対策が必要となる。

8.4.2 West area

この地域における送電開発計画については、シナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 の間に特に目立った差は無い。Kabonpo Gorge 発電所の開発がシナリオ 1-1 に比べ遅くなるが、西部地域の電化のためには発電所の有無にかかわらず Kabompo Gorge – Lumwana 間の送電線を導入する必要がある。

8.4.3 South area

この地域においては、シナリオ 1-1 に比べ電源開発が遅くなり、送電線の潮流も小さくなる。このため、この地域の基幹送電線についてはシナリオ 1-1 に比べ遅れた計画となる。表 8.15 にこの地域における基幹送電線の開発計画を示す。なお、それ以外の系統については、シナリオ 1-1 とシナリオ 1-2 のいずれも同じ計画となる。

表 8.15 South area における基幹送電線開発計画

Name	Voltage	Year		Remarks		
		Scenario1	Scenario2			
Victoria Falls – Muzuma	330kV	2010-2015	2010-2015	Upgrade from 220kV to 330kV		
Muzuma – Kafue Town						
Sesheke - Victoria Falls 2 nd	220kV			Installation of 2 nd Circuit		
Victoria Falls – Maamba	330kV			2015-2020	2020-2025	New Circuit
Maamba – Muzuma						New Circuit
Maamba- Kafue West 1 st						Double Circuit Tower
Maamba- Kafue West 2 nd						
Devil Gorge Power Station	2025			2020-2025	2025	Installation in Victoria Falls – Maamba Line
Devil Gorge – Maamba 2 nd						Installation of 2 nd Circuit
Muzuma – Kafue Town 2 nd	2025-2030			After 2030	After 2030	Installation of 2 nd Circuit
Batoka Gorge Power Station		Installation in Victoria Falls – Devil Gorge Line				
Batoka Gorge – Devil Gorge 2 nd		Installation of 2 nd Circuit				

8.4.4 Lusaka Area

この地域のシナリオ 1-2 における送電開発計画は、シナリオ 1-1 とほぼ同様であるが、Kafue West – Lusaka West – Kabwe の 330kV 送電線についてはシナリオ 1-1 より開発が遅めとなる。これは、シナリオ 1-2 では北部に石炭火力が導入され、その分南部から北部へ向かう潮流が小さくなるためである。表 8.16 にこの地域の 330kV 送電線開発計画を示す。

表 8.16 Lusaka Area における 330kV 送電線開発計画

Name	Voltage	Year		Remarks
		Scenario1	Scenario2	
Kafue West – Lusaka West 2 nd	330kV	2010-2015	2010-2015	New Circuit
Lusaka West – Kabwe 1 st			After 2030	
Lusaka West – Kabwe 2 nd				2010-2015
Lusaka South Substation			2010-2015	
Kafue West – Lusaka West 3 rd		2015-2020	2020-2025	New Circuit Double Circuit Tower
Kafue Gorge Lower – Lusaka South 1 st			2015-2020	
Kafue Gorge Lower – Lusaka South 2 nd			2015-2020	

8.4.5 Copperbelt

シナリオ 1-2 では、このエリアに石炭火力発電所を導入するため、発電所導入後は電圧安定度、潮流等の問題が大幅に改善される。このため、シナリオ 1-1 で必要とされた電圧安定度対策（SVC 導入または新規送電線の導入）は不要となるが、以下の理由から、シナリオ 1-2 においても中間開閉所の導入を行うことを推奨する。

- Kitwe に石炭火力発電所を導入するまでの間は、電圧安定度が悪い状態が継続するた

め、中間開閉所を導入して送電線 Trip 時の電圧変動を抑える必要がある。

- Kabwe – Kitwe、Kabwe – Luano の両送電線に流れる電流を平均化し、送電ロスを下くすることが可能となる。

8.4.6 電力ベース自給シナリオ（シナリオ 1-2）における送電開発計画のまとめ

シナリオ 1-2 における送電開発計画にて開発する送電設備量を表 8.17 に、その詳細を表 8.18 に示す。また、2015、2020、2025、2030 年の各断面における系統図を図 8.13～図 8.16 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は大きいですが、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電力潮流を減少させることにより、シナリオ 1-1 に比べ電圧の安定性が改善されるためである。

表 8.17 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

表 8.18 送電開発計画（シナリオ 1-2）

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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
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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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
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	Kabwelume	2015-2020	25	132	Zebra
2	Kundabwika	Kabwelume	2015-2020	25	132	Zebra
1	Kundabwika	Nchelenge	2015-2020	75	132	Wolf
1	Kabwelume	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

Id	From	To	Install Year	Length (km)	Voltage (kV)	Conductor Type
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
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	Lsaka 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

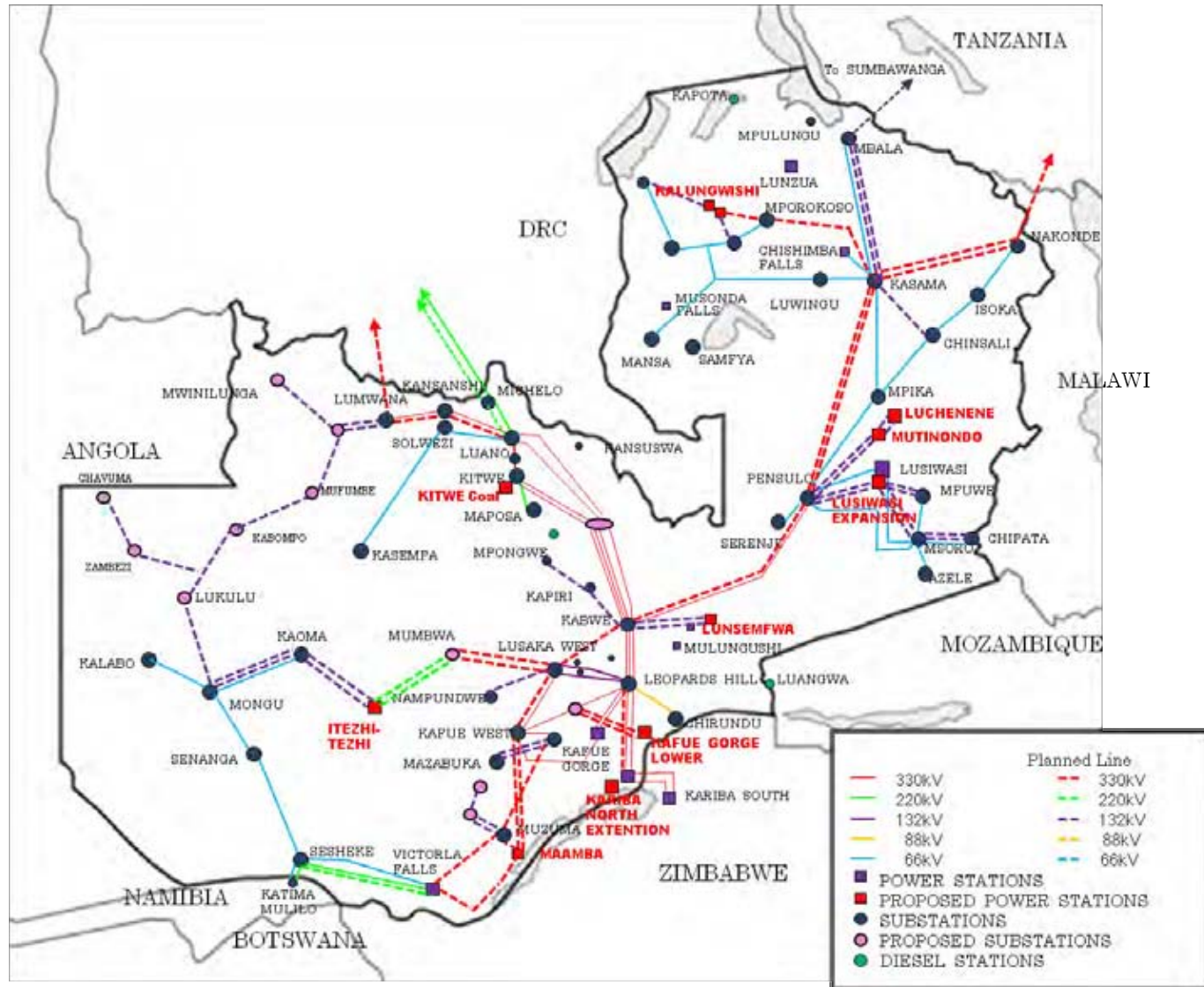


図 8.14 2020年における系統 (Scenario1-2)

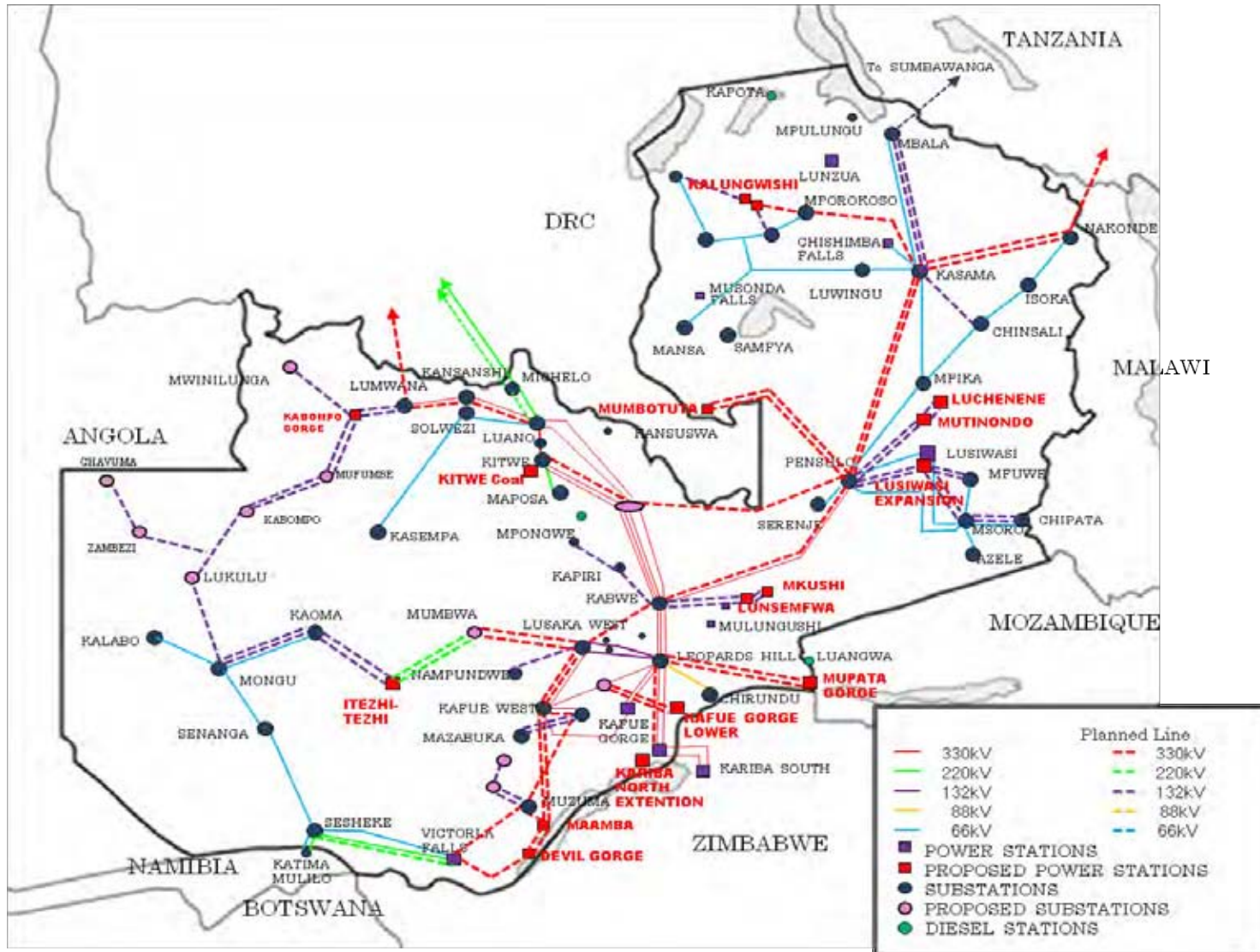


図 8.16 2030 年における系統 (Scenario1-2)

8.5 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 8.19 に、シナリオ 1-1 における送電開発コストを、表 8.20 にシナリオ 1-2 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、将来のインフレ率等は反映していない。

表 8.19 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 8.20 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、ザンビア国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、現在のザンビア国における送電系統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系統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、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。

次に、2010, 2015, 2020, 2025, 2030 年の各断面におけるピーク時間帯のロスを表 8.21 に示す。

表 8.21 ピーク時間帯におけるザンビア送電系統ロス

Year	Peak Load (MW)	Scenario1				Scenario2			
		With IC*1		Without IC*2		With IC*1		Without IC*2	
		(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(%)
2010	1689.6	-	-	110.8	6.6	-	-	-	-
2015	2366.6	158.9	6.7	129.9	5.5	159.3	6.7	129.8	5.5
2020	2771.7	208.4	7.5	145.1	5.2	183.2	6.6	120.0	4.3
2025	3245.78	203.2	6.3	145.4	4.5	195.1	6.0	123.1	3.8
2030	3877.86	278.1	7.2	203.5	5.2	219.1	5.7	148.8	3.8

*1: 国際連系線で電力の輸出入を行っている場合。輸出入の条件は表 8.3 のとおり。

*2: 国際連系線での送受電を行っていない場合

この表から、2015年以降の送電ロスの割合は2010より若干低下することが分かる。また、Kitweに導入する石炭火力の影響により、シナリオ 1-1 に比べシナリオ 1-2 の方が低い送電ロスとなる。

また、国際電力融通を行い、ザンビア国系統に負荷をかけた条件の方が大きな送電ロスとなり、2030年断面では、国際電力融通の負荷をかけない時との差が70MWを超えるケースもある。このため、特に定常的に国際電力融通を行う際には、十分送電ロスに配慮した運用を行う必要がある