

スリランカ国
電力セクターマスタープラン調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

2006年2月

独立行政法人 国際協力機構

経済開発部

経済
JR
06-010

スリランカ国
電力セクターマスタープラン調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

2006年2月

独立行政法人 国際協力機構

経済開発部

序 文

日本国政府は、スリランカ国政府の要請に基づき、同国の電力マスタープラン調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成16年12月から平成18年2月までの間、5回にわたり中部電力株式会社の齋藤芳敬氏を団長とし、同社と株式会社野村総合研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、スリランカ国政府およびセイロン電力庁関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進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者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成18年2月

独立行政法人 国際協力機構
理 事 伊 沢 正

平成 18 年 2 月

独立行政法人 国際協力機構
理事 伊 沢 正 殿

伝 達 状

「スリランカ国電力セクターマスタープラン調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社および株式会社野村総合研究所が、平成 16 年 12 月から平成 18 年 2 月まで実施して参りました。

本調査では、スリランカ国において低廉かつ安定的な電力供給を行うため、需要予測、電源開発計画および送電網整備計画から構成される長期電力開発計画を、環境社会配慮を前提として策定しました。また、これらの開発計画実現のための、電力組織・制度面における課題整理と検討および財務面における分析・検討など、広範な分野にわたる包括的なマスタープランを提示し、今後の電力セクター発展のための提言を行いました。

私どもは、これらの提言が実現されることで、スリランカ国における持続可能な電力開発、ひいては、同国の経済発展に大きく貢献できるものと信じております。

スリランカ国政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、本報告書の提言を優先的に実現していくこと強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導、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、ご支援を頂いたスリランカ国セイロン電力庁、スリランカ国電力エネルギー省、その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

スリランカ国
電力セクターマスタープラン調査
総括 齋藤 芳敬

目次

要旨	1
1 背景と目的	
1.1 背景：スリランカ電力セクターが抱える課題	3
1.2 目的：包括的マスタープラン策定の必要性	5
2 マスタープラン策定のプロセス	
2.1 マスタープラン策定の基本方針	6
2.2 マスタープランの構成	7
2.3 マスタープラン策定の方法	8
2.3.1 電力需要想定の方法	9
2.3.2 電源開発計画策定の方法	11
2.3.3 送電網整備計画策定の方法	14
2.3.4 環境社会配慮の方法	15
3 マスタープランの特徴と検討結果	
3.1 電力開発計画	16
3.1.1 電力需要想定	16
3.1.2 電源開発計画	18
3.1.3 送電網整備計画	24
3.1.4 開発所要資金	27
3.1.5 環境社会配慮	28
3.2 電力組織・制度面における課題整理	29
3.2.1 電力構造改革	29
3.2.2 CEB 財務	30
3.2.3 長期投資計画	31
3.2.4 電気料金	35
4 今後の電力セクター発展への提言	36

付属資料

図表目次

<図>

図 2.1	電力マスタープランの構成	7
図 2.2	マスタープラン策定のフロー	8
図 2.3	電力需要想定作業フロー（国レベル需要想定）	9
図 2.4	電源開発計画策定の作業フロー	11
図 2.5	送電網整備計画策定の作業フロー	14
図 3.1	国レベル電力需要想定結果（発電電力量）	16
図 3.2	2025年時点の州別最大電力需要想定（基本成長シナリオ）	17
図 3.3	2025年までの総コスト比較	19
図 3.4	発電設備容量および発電電力量構成比率の推移（ベースケース）	20
図 3.5	供給信頼度指標（LOLP）の推移（ベースケース）	21
図 3.6	燃料消費量の推移（ベースケース）	21
図 3.7	需給バランス検討のためのエリア設定	22
図 3.8	石炭火力発電所開発候補地域	22
図 3.9	電力系統図（2025年）	25
図 3.10	北部地域系統図（2010年および2025年）	27
図 3.11	売り上げと供給コストの推移（1998年～2004年）	30
図 3.12	供給コストと電気料金（2004年）	30
図 3.13	年間発電電力量と年間総投資額の推移	32
図 3.14	電力供給コスト予測結果	34

＜表＞

表 2.1	電力需要想定に用いた基礎データ（国レベル需要想定）	10
表 2.2	電力需要想定に用いたシナリオ設定（国レベル需要想定）	10
表 2.3	開発候補電源とその仕様	12
表 2.4	廃止および IPP 契約満了設備	13
表 3.1	国レベル電力需要想定結果（基本成長シナリオ）	16
表 3.2	州別最大電力想定結果（基本成長シナリオ）	17
表 3.3	2025 年までの新規開発発電設備容量	18
表 3.4	シナリオ別開発計画の比較	20
表 3.5	燃料消費量の推移（ベースケース）	21
表 3.6	各コストの推移（ベースケース）	22
表 3.7	電源開発計画詳細（ベースケース）	23
表 3.8	送電網整備計画における開発プロジェクト（220kV 系統）	24
表 3.9	開発地域別石炭火力電源の開発可能設備容量（2025 年）	26
表 3.10	北部地域電力供給方法の比較	26
表 3.11	2025 年までの電力設備開発にかかる所要資金	27
表 3.12	長期投資計画	32

付属資料リスト

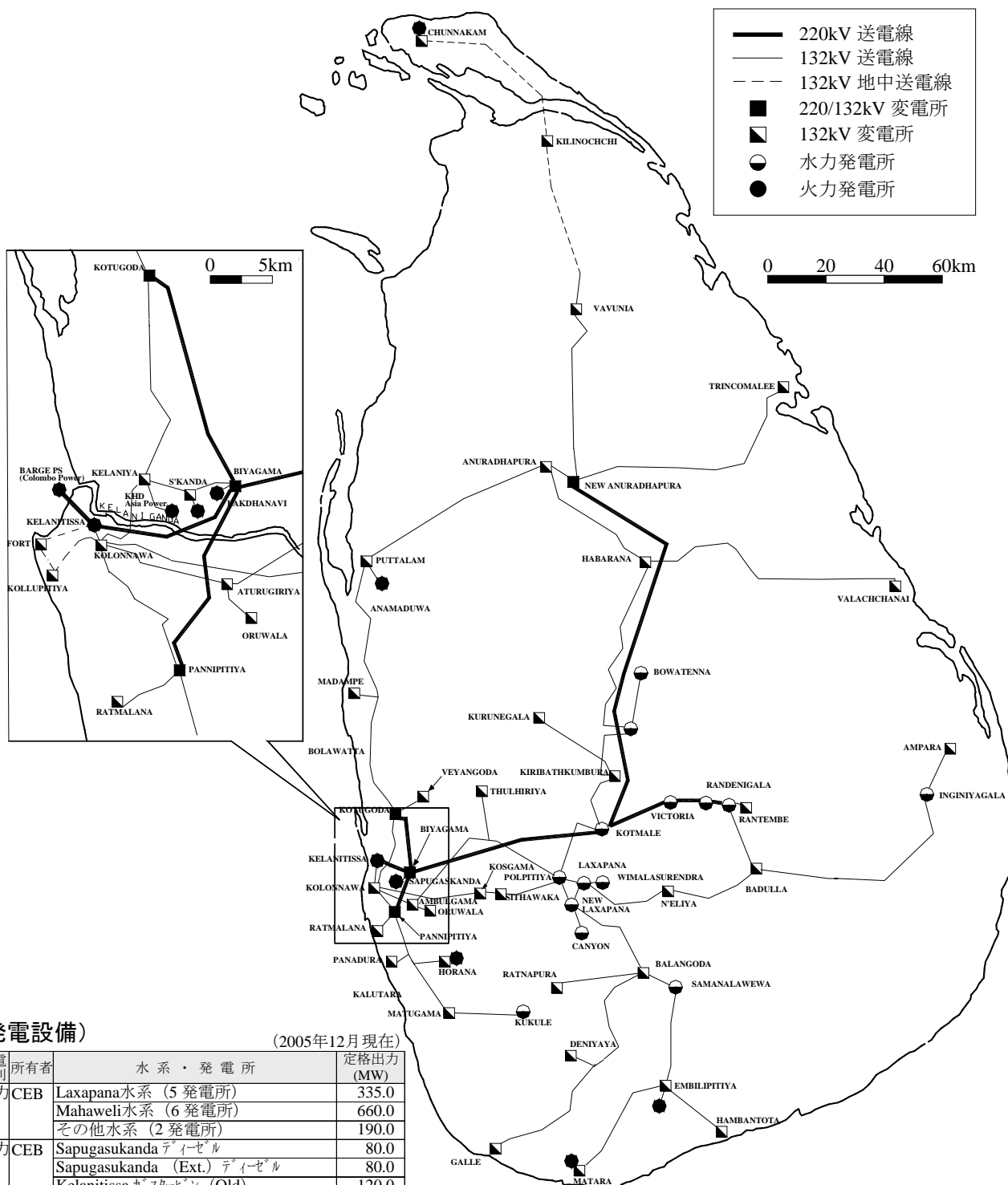
付属資料 1	国レベル電力需要想定に用いた各シナリオの推定値
付属資料 2	州レベル電力需要想定に用いた基礎データ
付属資料 3	州レベル電力需要想定に用いた各シナリオの推定値
付属資料 4	電源開発計画に用いた既設発電設備
付属資料 5	州レベル電力需要想定結果
付属資料 6	2025 年までの地域別需給バランス
付属資料 7	電源開発計画 感度分析結果（燃料価格）
付属資料 8	電源開発計画 感度分析結果（割引率）
付属資料 9	主要送電設備開発計画（2005 年～2025 年）
付属資料 10	主要変電設備開発計画（2005 年～2025 年）
付属資料 11	環境スコアリングテーブル
付属資料 12	公的開発援助による優遇ローンが適用された場合の供給コスト

略 語 一 覧

AAGR	Average Annual Growth Ratio (年平均伸び率)
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced (鋼心アルミより線)
BBL	Barrel (バレル)
BOO	Build-Own-Operate (ビルド・ OWN・オペレート)
BOT	Build-Own-Transfer (ビルド・ OWN・トランスファー)
CC、CCGT	Combined Cycle Gas Turbine Power Plant (コンバインドサイクル発電所)
cct	Circuit (回線、回線数)
CEB	Ceylon Electricity Board (セイロン電力庁)
CPC	Ceylon Petroleum Corporation (セイロン石油国営公社)
DG	Diesel Generator (ディーゼル発電機)
DSM	Demand Side Management (需要側管理)
EIA	Environmental Impact Assessment (環境影響評価)
ESC	Environmental Social Consideration (環境社会配慮)
FS、F/S	Feasibility Study (実施可能性調査／フイージビリティ・スタディ)
GCal	Giga Calorie (10 億カロリー)
GDP	Gross Domestic Product (国民総生産)
GT	Gas Turbine (ガスタービン)
GWh	Giga Watt-hour (10 億ワット時間)
IEE	Initial Environmental Examination and Initial Environmental Evaluation (初期環境調査／初期環境評価)
IPP	Independent Power Producer (独立系発電事業者)
JBIC	Japan Bank for International Cooperation (国際協力銀行)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人国際協力機構)
kA	kilo Ampere (1,000 アンペア)
kCal	kilo Calorie (1,000 カロリー)
kl	kilo Litter (1,000 リットル)
kW	kilo Watt (1,000 ワット)
kWh	kilo Watt-hour (1000 ワット時間)
kV	kilo Volt (1,000 ボルト)
LNG	Liquefied Natural Gas (液化天然ガス)
LOLP	Loss of Load Probability (見込不足確率)
MJ	Mega Joule (百万ジュール)
MMBTU	Million British Thermal Unit (100 万英熱量単位)
MPE	Ministry of Power and Energy (電力エネルギー省)
MVA	Mega Volt Ampere (100 万ボルトアンペア)
MW	Mega Watt (100 万ワット)
MVAR	Mega Var (100 万ヴァール、無効電力量の単位)
NGO	Non-Governmental Organization (非政府団体)
ODA	Official Development Assistance (政府開発援助)
O&M	Operation and Maintenance (運転維持管理)
PPP	Public and Private Partnership (官民連携)

P/S、PS	Power Station (発電所)
PUC、PUCSL	Public Utility Commission in Sri Lanka (スリランカ公益事業委員会)
SEA	Strategic Environmental Assessment (戦略的環境評価)
SHM	Stakeholder Meeting (ステークホルダーミーティング)
SLCPI	Sri Lanka Consumer Price Index (スリランカ消費者物価指数)
S/S、SS	Substation (変電所)
ST	Steam Turbine (蒸気タービン)
S/W	Scope of Work (業務仕様書)
USAID	United States Agency for International Development (米国国際開発庁)

スリランカ電力系統概要 (2005年12月現在)



(発電設備)

(2005年12月現在)

発電種別	所有者	水系・発電所	定格出力 (MW)		
水力	CEB	Laxapana水系 (5 発電所)	335.0		
		Mahaweli水系 (6 発電所)	660.0		
		その他水系 (2 発電所)	190.0		
火力	CEB	Sapugasukanda ディーゼル	80.0		
		Sapugasukanda (Ext.) ディーゼル	80.0		
		Kelanitiisa ガスタービン (Old)	120.0		
		Kelanitiisa ガスタービン No.7	115.0		
		Kelanitiisa コンバインドサイクル	165.0		
		Chunnakam ディーゼル (Jaffna孤立系統)	8.0		
		IPP		Lakdhanavi ディーゼル	22.5
				Asia Power Ltd. ディーゼル発電所	51.0
				Colombo Power (Priv.) Ltd. ディーゼル	62.7
				ACE Power Horana ディーゼル	24.8
				ACE Power Matara ディーゼル	24.8
				Heladhanavi Ltd. ディーゼル	100.0
火力	CEB	ACE Power Embilipitiya ディーゼル	100.0		
		AES Kelanitiisa コンバインドサイクル	163.0		
		Kool Air ディーゼル (Jaffna孤立系統)	15.0		
		Hambantota (パイロットプラント)	3.0		

この他、系統連系されている小水力発電所 (CEB所有: 3発電所 計20.45MW、IPP所有35発電所 計73MW) がある (2005年5月時点)。

(送電設備)

(2004年現在)

送電線	亘長 (km)	回線延長 (km)
220kV送電線	330.7	478.9
132kV送電線	1,651.0	2,987.0
132kV地中送電線	13.0	13.0

(変電設備)

(2004年現在)

変電所	容量 (MVA)	箇所数
220/132/33kV 変電所	2205/500	6
132/33kV 変電所	2,150	33

要 旨

このマスタープラン調査は、日本政府とスリランカ政府との合意に基づいて、セイロン電力庁（CEB¹）をカウンターパートとして、国際協力機構（JICA²）が実施したものである。

スリランカでは、1990年代以降、旺盛な電力需要の伸びに対応した電源開発が必要となったが、経済性に見合う水力資源がほぼ開発されたため、それまでの水力中心の電源構成を火力中心のものへと移行すべき段階に入った。

しかし、1990年代後半から計画された大規模石炭火力発電所の計画は、環境問題と政治問題に振り回された結果、遅々として進まなかった。このため、CEBは独立系発電事業者（IPP³）からの買電により、不足した電力供給を賄うこととしたが、このIPP発電所の多くは小規模ディーゼル発電機を用いた発電所であり、もともと石炭火力電源に比べコスト高であったことに加え、近年の石油価格の高騰とも相俟って、CEBの電力供給コストを大きく押し上げた。その結果、CEBは2000年以降、赤字を累積し、その財務状況は悪化の一途をたどっている。

電源開発計画の遅れを放置すれば、近い将来に大停電を引き起こし、経済の混乱を招く可能性が大きい。更に、大規模石炭火力発電所の建設が遅れることは、更なる小規模ディーゼル発電設備が導入されることを意味しており、この場合、CEBの財務破綻はもはや避けられないものとなる。

スリランカの電力需要は今後も堅調に増加し、2025年における最大需要は2004年の4.9倍にあたる7,619MWに達し、今後、6,000MW以上に及ぶ新規電源を開発しなければならない。

水力発電設備の開発については、国内の水力資源の60%近くが既に開発されており、現在開発中のUpper Kotmale地点および計画中のBroadlands地点をはじめとした各候補地点の開発を行ったとしても、その設備容量は500MWにも満たない。また、CEBでは小水力、風力、デンドロ発電といった再生可能エネルギーの導入についても積極的に開発する方針ではあるものの、開発できる設備量が限られており、また、供給信頼性および経済性が低いことから、増加する需要を満たすための主たる供給力として期待できるものではない。

すなわち、残された開発電源の選択肢は火力発電しかなく、その中でも最も経済性に優れる石炭火力電源の導入を最優先で進めなければならない。とりわけ2010年代には300MW級の石炭火力発電所を毎年建設する必要がある。

2025年までの発電設備と送変電設備の開発に必要な投資額は、約84億ドルと推定され、この莫大な所要資金を調達することは、極めて大きな課題である。

現状のCEBが供給コストと売電収入の逆ざやにより累積赤字を膨らませ続けていることは前述のとおりであるが、一方で、電気料金は政治的な配慮から値上げがままならない状況下にある。すなわち、スリランカの電力セクターが抱える問題は、もはやCEBだけで解決できるものではなくてきている。

¹ Ceylon Electricity Board

² Japan International Cooperation Agency

³ Independent Power Producer

政府は 2002 年に電力構造改革法⁴を成立させたが、その実行は遅々として進んでいない。このことが海外の公的融資機関との対話を膠着状態に置く原因を作り、他方、CEB の経営改善をも中途半端なものにしたままで今日に至っている。

以上のような現状分析と将来予測は、このマスタープラン策定プロセスの中で詳細に記述したとおりである。このような分析と検討結果に基づいて、本調査は CEB および政府に対して以下の提言を行うものである。

- (1) 近い将来に予測される電力危機を回避するために、Kerawalapitiya コンバインドサイクル火力プロジェクトと Norochcholai 石炭火力プロジェクトを計画どおり実行する。
- (2) 石炭火力発電は今後主要な電源となり、Norochcholai に続く新規石炭火力開発地点の地点選定調査を進めなければならない。また、運転開始までのスケジュールを考慮するとこの調査を始める時期にある。
- (3) 海外の公的融資機関との対話を再開させるために電力構造改革を完成させる。
- (4) IPP の導入に過度に依存した電力政策を変更する。
- (5) CEB の赤字を解消するための電気料金の見直しを早急に行う。

⁴ Electricity Reform Act

1 背景と目的

1. 1 背景：スリランカ電力セクターが抱える課題

スリランカの長期的かつ自立的な経済発展において電力セクターが果たす役割は大きく、廉価で信頼性の高い電力を広範囲の消費者へ供給することが求められる。

スリランカの電力セクターは、政府機関である電力エネルギー省（MPE⁵）と国営企業であるセイロン電力庁（CEB⁶）がその運営を担っている。MPEは電力政策に関する総括および各関係組織に関する規制を行い、CEBは発電・送電・配電に関して一貫した責任を有し、実務的な電力供給を行っている。

スリランカにおける電力需要は国内における経済成長と相俟って堅調な増加を示してきた。これに対しCEBは、1969年の設立以来、国産エネルギーである水力発電の開発を主に行い、増加する電力需要を賄ってきた。その結果、1990年代の中頃までに有望な大規模水力開発地点のほとんどは開発され、近年は主として火力発電設備の開発が行われることとなった。

火力発電設備の開発では、将来の供給コストの増加を抑制するために大型火力発電設備、とりわけ石炭火力発電設備の開発が求められていた。しかしながら、大規模石炭火力の開発は行われず、代わりに小規模なディーゼル発電設備の開発が多く行われることとなり、電力供給は結果として安定して行われたが、発電コストは増加し、CEBの財務を圧迫することとなった。

このように、1990年代に電力セクターは大きな転換期を迎え、1997年には「電力部門政策指針」がMPEの前身である旧灌漑電力省⁷によって発表（1998年に改訂）された。

現在の電力基本政策はこの政策指針に基づいており、この中で、将来必要となる電力開発のための投資資金の調達、CEB財務の建て直し、および電気料金制度の改訂を進めるべく、CEBの分割を柱とした電力セクターの抜本的な構造改革の道筋が明確に示された。また、今後の発電設備の開発に対し、従来のODA資金への依存から脱却し、民間投資の促進、とりわけ火力発電設備についてはBOO⁸/BOT⁹の仕組みにより開発を行う、という方向性も示された。

この電力政策のもと、アジア開発銀行（ADB¹⁰）および国際協力銀行（JBIC¹¹）による支援を得て構造改革の流れが形成され、2002年には電力改革法28号およびスリランカ公益事業委員会法35号が成立し、CEBの分割と独立規制機関となる公益事業委員会（PUC¹²）設立を柱とする改革プログラムが進められることとなった。

2000年以降、多くの火力発電設備の開発が行われているが、発電コストの増加を抑制するために開発が切望されている大規模石炭火力発電設備は、その開発資金の調達や、周辺環境への影響

⁵ Ministry of Power and Energy

⁶ Ceylon Electricity Board

⁷ Ministry of Irrigation and Power

⁸ Build Own and Operate

⁹ Build Operate and Transfer

¹⁰ Asian Development Bank

¹¹ Japan Bank for International Cooperation

¹² Public Utilities Commission

に関する反対運動などにより開発には至っていない。一方、不足した供給力を補うために IPP による小規模ディーゼル発電設備および緊急ディーゼル発電設備が多く導入され、その発電設備容量は全火力発電設備の約 50%を占めるまでになった¹³。

このような高い発電コストを持つ火力発電設備への依存が高まったことにより電力供給コストが著しく増加し、2000 年以降 CEB の財務は恒常的な赤字に直面することとなった。また、近年では原油価格の高騰なども影響し、その財務状況は破綻に近いものとなっている。

今後も大規模火力発電設備の開発が行われず、小規模ディーゼル発電設備が開発されるような状況が続くことになれば、この状況がさらに悪化することは明白である。

一方、電力セクターの構造改革の進捗についても順調ではない。この改革の狙いは、新たに設立される電力会社に経営の独立性を与え、事業に対する外部からの干渉を排除することにより電力セクターの効率化と透明化を行うこと、および CEB の分割を行うことにより、CEB が抱える巨額の負債を仕分けし、企業としての経営責任の明確化および財務の健全化を行うことにある。

しかしながら、この改革の柱となる CEB の分割について、2005 年 11 月時点において分割後の電力セクターの詳細な姿と分割までの具体的な行程が示されておらず、実際の分割には至っていない。仮にこのような状況で分割が行われたとしても、将来多くの問題が噴出することが懸念される。また、政策指針にて示された電気料金制度の改革についても、問題の解決には至っていない。2000 年以降、CEB は供給コストの増加を賄うために、電力料金の引き上げを行ってきたが、供給コストを賄うだけのレベルには至っておらず、このことも CEB の財務悪化の要因となっている。

このように、電力セクターが直面している主たる課題としては、電力設備の拡張という観点からは大規模火力発電設備の早期開発であり、組織および制度面の改善という観点からはセクター構造改革プログラムの実行である。

大規模火力発電設備の開発促進にあたっては、その個別プロジェクトの実施可能性もさることながら、将来にわたってこれら設備の開発を継続して行っていくために、その開発資金を長期的に確保していくことが最大の課題となる。この課題解決のためには電力セクターが抱える構造的な問題、すなわち CEB が抱える負債の処理、供給コストを賄えない電気料金体系の改正といった根本的な問題を解決していかなければならず、セクター構造改革の実施というもう一つの課題に対し明確な道筋を立てることが必要不可欠である。

以上のように、電力セクターの長期的かつ持続的な発展のためには、これら課題を個別の課題としてとらえるのではなく、相互関連を持った課題として認識し、包括的な課題解決に向けた取り組みが必要である。

¹³ 2005 年 11 月時点

1. 2 目的：包括的マスタープラン策定の必要性

電力マスタープラン策定の最終的な目的は、スリランカの電力セクターの長期的かつ持続的な発展であり、マスタープランには、それを実現するための具体的な計画や今後の取り組みに関する方向性が明確に示されることとなる。

また、マスタープラン策定にあたっては、電力開発計画の策定にあたっての技術面および環境社会配慮面からのアプローチだけでなく、その計画を実現するための組織・制度面からのアプローチも重要であるため、そこに示される方向性は、包括的に検討されたものでなければならない。

このような認識のもと、以下に示す事項をマスタープラン策定の目的とする。

マスタープラン策定の目的

1) 長期電力開発計画の提示

長期的な観点で将来の電力需要を正確に把握し、これに対し十分な信頼性および環境社会配慮を有した電力設備の経済的な拡充計画の策定

2) 電力組織・制度面における課題の整理

策定された開発計画を実行するにあたっての現行の電力セクター組織・制度面における課題の整理と検討

3) 今後の電力セクターの発展への提言

将来の電力開発を行うにあたっての技術的な取り組み事項および計画の実現にあたっての組織・制度面における取り組み事項の提示

2 マスタープラン策定のプロセス

2. 1 マスタープラン策定の基本方針

マスタープラン策定にあたっては以下の事項を基本方針とした。

基本方針1：長期的かつ自立的な経済発展を下支えするための電力マスタープランの策定

策定されるマスタープランは電力セクターの発展のみならず、スリランカにおける経済全体の長期的な発展に寄与するものでなければならない。そのため、マスタープランの計画期間を2025年までとし、廉価かつ信頼性の高い電力を長期間にわたり安定して供給することが経済発展を促進するものであるという認識のもと、マスタープランの策定を行った。

基本方針2：計画の実現性を高めるための包括的な電力マスタープランの策定

実現性の高い電力開発計画を策定するためには、その計画策定段階から技術上の課題の解決のみならず、設備の開発が周辺環境社会へ与える影響についての配慮が行われる必要がある。また、策定された開発計画を着実に実行するためには、組織・制度面における課題の抽出とそれを解決するための検討および提言が必要となってくる。

マスタープランの策定にあたっては、このように多様な側面からの検討を行い、包括的な内容とすることに留意した。

基本方針3：国際的な信頼が得られる水準での電力開発計画の策定

策定される電力開発計画は構造改革後の状況を見据えたものでなければならない。構造改革後は、海外からの開発投資を促進することが電力セクターの発展に対し重要な役割を持つこととなり、国際市場、特に周辺東南アジア地域において、その産業としての国際競争力が問われることとなる。そのため、電力開発計画の策定にあたっては、その策定手法や各種制約条件の設定などにおいて、国際的な信頼が得られる水準で行うことに留意した。

基本方針4：地方地域レベルでの検討による電力開発計画の策定

スリランカにおける長期的な経済発展のための課題として、国内における経済格差の是正がある。この課題の解決のためには、現在開発が進んでいない地方地域における経済発展とそれによる地域社会の民生の向上が必要不可欠であり、これに対する電力セクターの役割は大きい。

そのため、地方地域レベルでの検討を含めることに留意し、電力開発計画の策定を行った。

基本方針5：電力セクター構造改革の進行の下でのマスタープランの策定

構造改革が進められている状況下におけるマスタープラン策定という配慮から、構造改革後の電力セクターにおいて組織・制度のあるべき姿を想定し、今後取り組むべき課題の抽出と検討が行われる必要がある。そのため、これら課題解決のための取り組みについて、改革進捗段階および改革完了後といった取り組み時期に留意し提言を行った。

2. 2 マスタープランの構成

本マスタープランは、次の項目によって構成される。

- ① 電力開発計画 : 2025年までの電力需要想定、電源開発計画および送電網整備計画から構成される長期的な設備拡充計画
- ② 電力組織・制度面における課題整理 : 既存の電力セクターの制度的枠組みに関する問題点と構造改革を推進する上での課題の整理と検討結果
- ③ 今後の電力セクター発展への提言 : 電力開発計画実施にあたっての技術的な提言および構造改革下における今後の電力組織・制度の在り方に関する提言

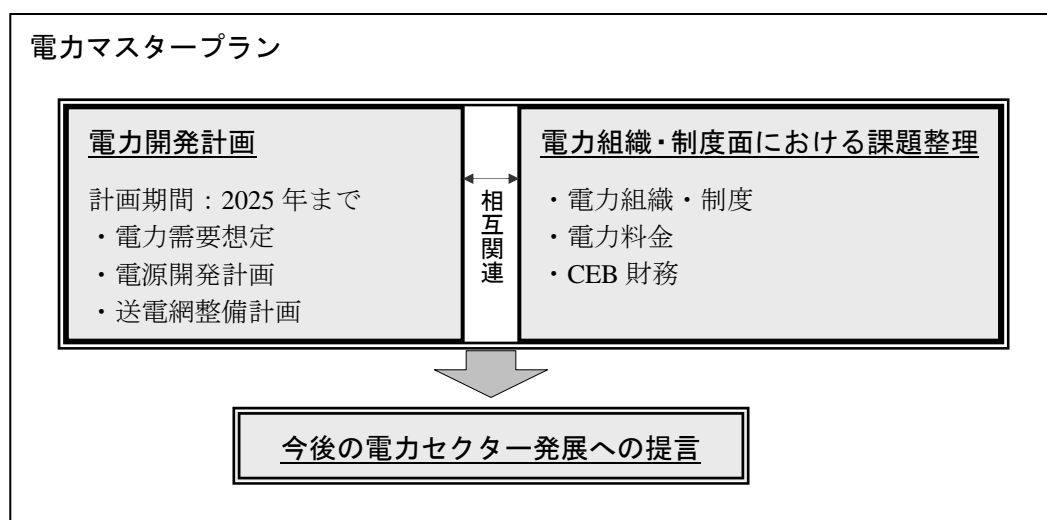


図 2.1 電力マスタープランの構成

2. 3 マスタープラン策定の方法

マスタープラン策定のフローを下図に示す。

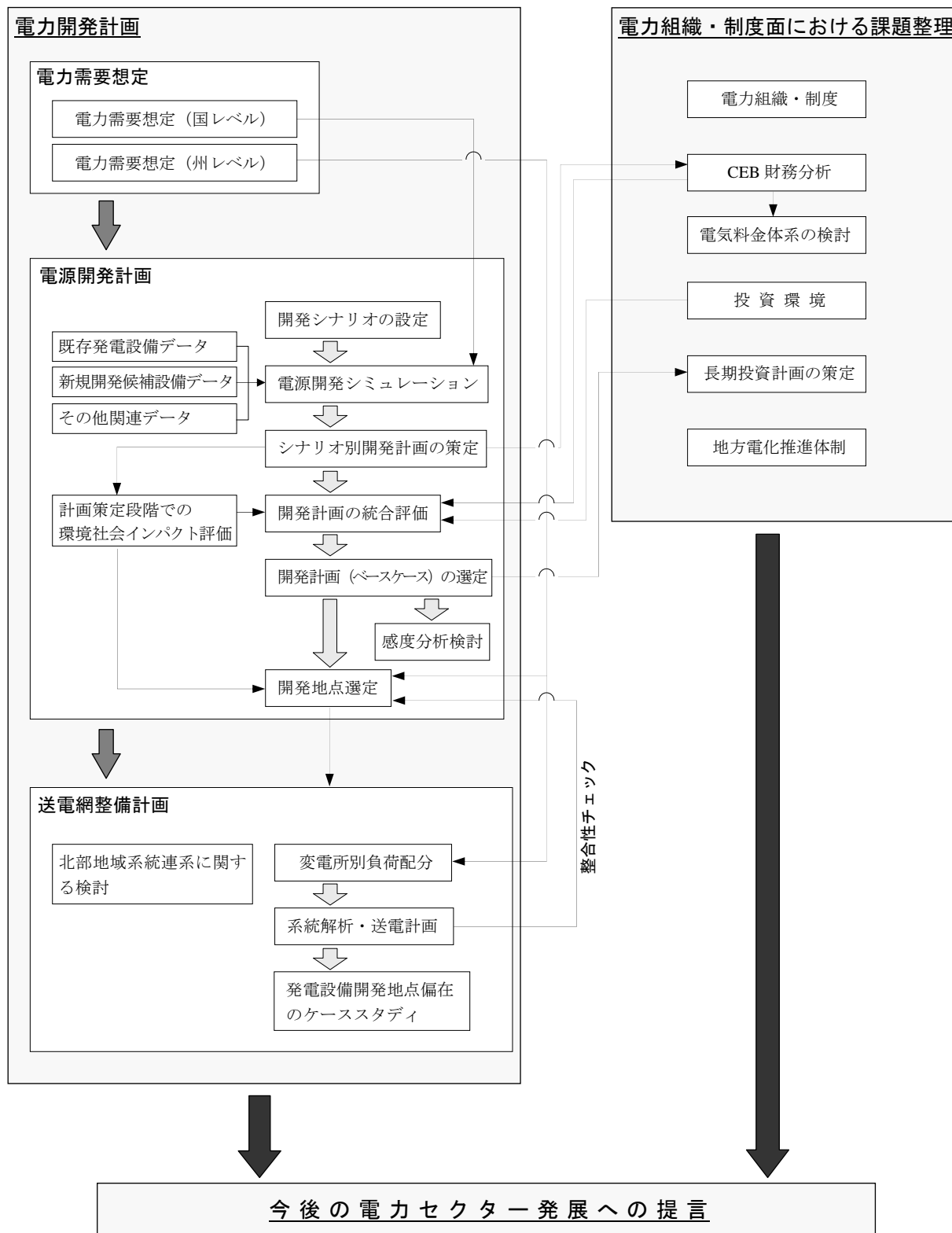


図 2.2 マスタープラン策定のフロー

2. 3. 1 電力需要想定の方法

電力需要想定では、国全体の電力系統における需要想定を行う一方、電力需要の地域格差を把握することを目的として州別¹⁴の需要想定も実施した。

(1) 国レベル電力需要想定

国レベルの電力需要想定の作業フローを図 2.3 に示す。

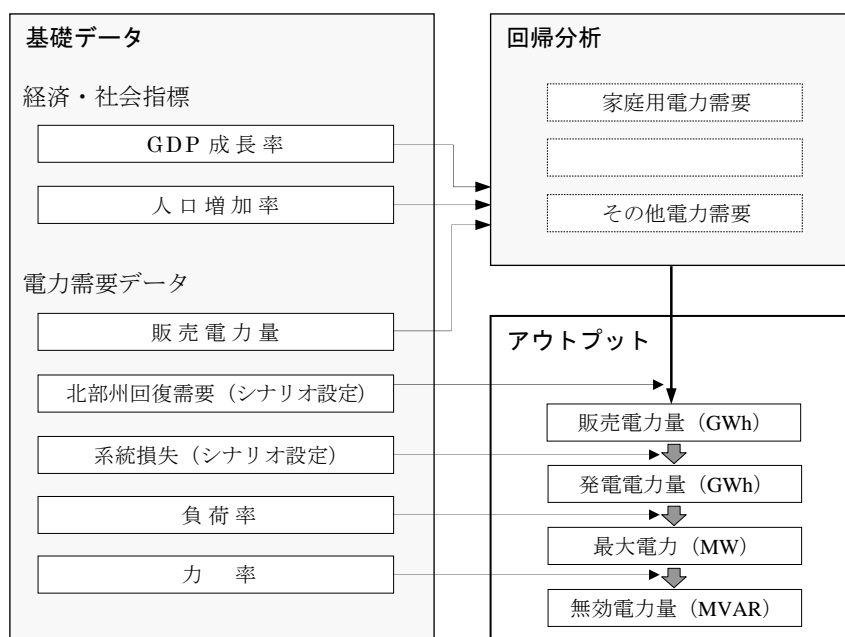


図 2.3 電力需要想定の作業フロー（国レベル需要想定）

需要想定手法

国レベルの電力系統の需要想定に一般的に用いられており、かつ、基礎データの入手および需要想定モデルの構築が容易であることから、計量経済学的手法を採用した。計量経済学的手法は経済・社会指標との相関関係や過去の電力需要のトレンドを用いて将来の電力需要を想定する手法である。

また、過去の電力需要をその消費目的により、家庭用、産業用およびその他用の 3 タイプに分類し、回帰分析による電力需要想定モデルの構築を行った。

基礎データ

国全体レベルの電力需要想定に用いた基礎データを表 2.1 に示す。

¹⁴ 想定に用いたエリア区分は CEB の供給エリア区分であり、行政上の州区分とは若干異なる。CEB の供給エリア区分では、行政上区分の西部州を西部州（北）、西部州（南）およびコロombo市の 3 エリアに分割しており、総エリア数は 11 である。

表 2.1 電力需要想定に用いた基礎データ（国レベル需要想定）

データ項目	実績データ	将来データ
年間販売電力量	1985年～2004年（20年間） データソース：CEB	
GDP ¹⁵	1985年～2004年（20年間） データソース：スリランカ中央銀行 ¹⁶	シナリオ設定による推定値
人口	1985年～2004年（20年間） データソース：スリランカ人口統計局 ¹⁷	シナリオ設定による推定値
北部州電力需要		シナリオ設定による推定値
系統損失		シナリオ設定による推定値
負荷率		55.2%（過去20年間 ¹⁸ の平均値） データソース：CEB
力率		0.894（過去6年間の平均値） データソース：CEB

シナリオ

需要想定を行うにあたり、将来の GDP 成長および人口増加などの不確定な基礎データおよび特殊要因による需要増加について、将来動向のシナリオ設定を行った。

国全体レベルの需要想定に用いたシナリオ設定を表 2.2 に示す。また、各シナリオにおける推定値の詳細を巻末付属資料 1 に示す。

表 2.2 電力需要想定に用いたシナリオ設定（国レベル需要想定）

項目	シナリオ	推定値
年経済成長率（%） （GDP 成長率（%））	低成長	4.3%～6.0%（2005～2008年）、6.0%（2009年以降）
	基本成長	5.3%～7.0%（2005～2008年）、7.0%（2009年以降）
	高成長	6.3%～8.0%（2005～2008年）、8.0%（2009年以降）
年人口増加率（%）	低成長	0.57%～-0.16%
	基本成長	0.99%～0.29%
	高成長	1.16%～0.63%
北部州電力需要（GWh）	需要回復	追加電力需要 25.4GWh（2005年～2007年の各年）
系統損失（%）	損失改善	17.11%（2004年）から 14.10%（2014年）へ減少

（2）州レベル電力需要想定

州レベルの電力需要想定では、基礎データとして州レベルのデータを用いるということ以外は基本的に国レベル需要想定と同じ手法を用いた。

ただし、入手可能な州レベルの時系列データの制約や各年におけるデータ値の変動が大きいことから、想定期間における各州の電力需要シェアを用いて国レベル想定値を配分することにより、国レベル想定値との整合性の確保を行った。

州レベル電力需要想定に用いた基礎データおよび各シナリオの推定値の詳細を巻末付属資料 2 および付属資料 3 に示す。

¹⁵ Gross Domestic Products

¹⁶ Annual Report 2004, CENTRAL BANK OF SRI LANKA

¹⁷ Department of Census and Statistics

¹⁸ パワーカットが行われた年を除く

2. 3. 2 電源開発計画策定の方法

電源開発計画では、適切な供給信頼度の確保や供給コストの低減といった技術的な要素についての検討のみならず、環境社会への配慮や使用する燃料の確保、また、開発地点の選定といった様々な要素についての検討が行われなければならない。

特に、電源開発を行う上で環境社会へ対する配慮の必要性は高く、また、開発計画の実施に与える影響も大きいと思われるため、マスタープラン段階における環境社会配慮として電源開発の最適化に対して戦略的環境アセスメント（SEA）を適用した。

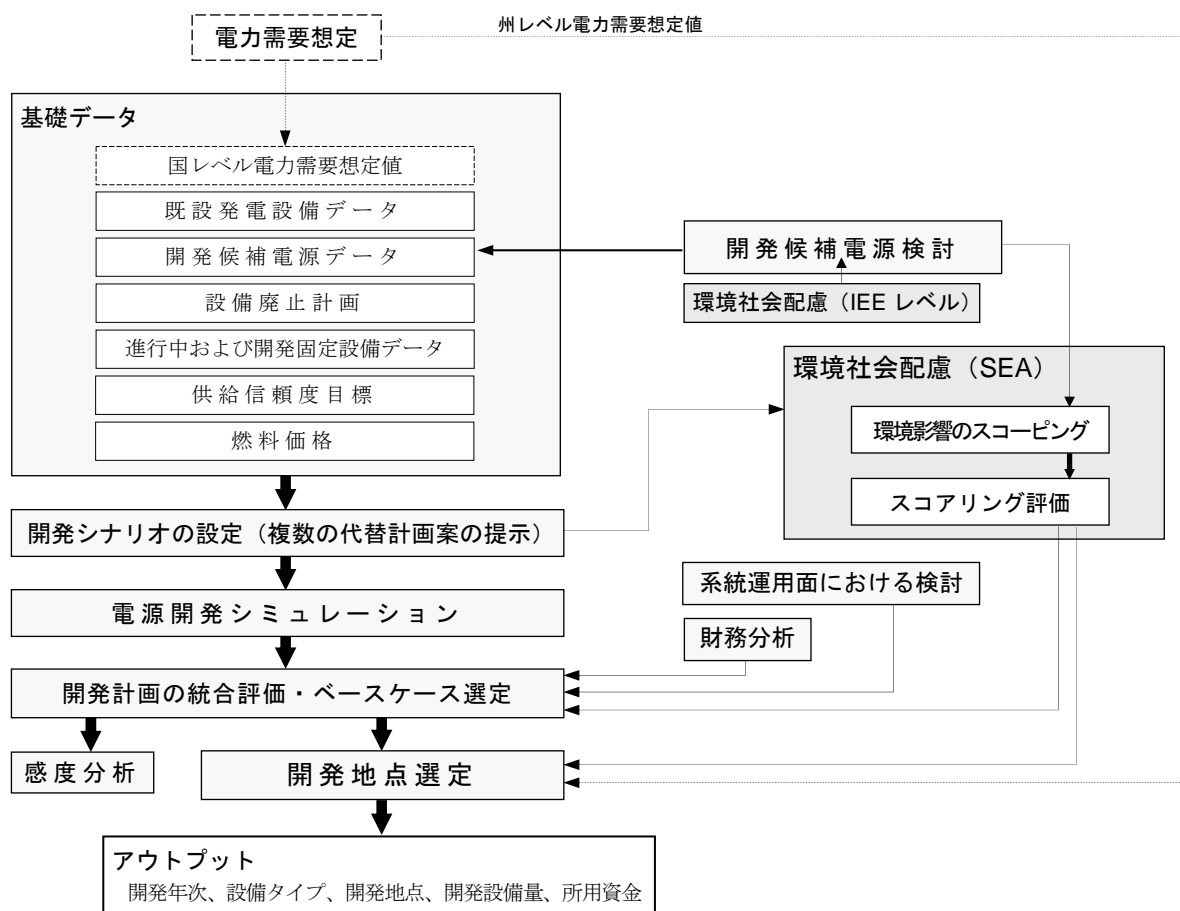


図 2.4 電源開発計画策定の作業フロー

(1) 既設発電設備

設備の稼動状況を考慮し、巻末付属資料 4 に示す既設発電設備（総発電出力 2,211.5MW）を電源開発計画における既設発電設備として考慮した。

(2) 開発候補電源

スリランカでは、火力発電用燃料のすべてを輸入によって賄っており、今後もこの状況は変わらないことはない。そのため、これら化石燃料の調達可能性を考慮し、石炭および各種石油燃料を用いる火力発電設備を開発候補電源とした。また、水力発電設備については、有望な開発地点が 4

地点確認されているため、これら開発地点を開発候補電源とした。なお、長期的な観点からその必要性を判断すべく、天然ガスを燃料とする発電設備の導入について補足的な検討を実施した。

また、CEB は小水力、風力、デンドロ発電といった再生可能エネルギーの導入についても積極的に開発する方針ではあるものの、開発できる設備量が限られており、また、供給信頼性および経済性が低いことから、増加する需要を満たすための主たる供給力として期待できるものではない。このように、これら再生可能エネルギーを利用した発電設備について考慮した結果、マスタープランではこれら発電設備を電源開発計画の開発候補電源へ含めないこととした。

表 2.3 開発候補電源とその仕様

	火力発電設備											水力発電設備			
	汽力火力			ガスタービン			コンバインドサイクル ^{*1}			ディーゼル	Gin Ganga	Mora -golla	Broad -lands	Uma Oya	
	Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Oil 150MW	Gas 150MW	Oil 300MW	Gas 300MW	Oil 10MW				
定格出力 (MW)	150	300	300	35	75	105	150	150	300	300	10	49	27	35	150
開発コスト ^{*2} (USD/kW)	1,304.8	1,102.9	1,304.1	639.4	522.4	434.8	902.2	902.2	734.6	734.6	1,594.5	3,367.6	3,688.7	3,086.2	3,250.6
耐用年数 (年)	30	30	30	20	20	20	30	30	30	30	25	50	50	50	50
建設年数 (年)	4.0	4.0	4.0	1.5	1.5	1.5	3.0	3.0	3.0	3.0	2.0	5.0	4.0	4.0	5.0
最早運転開始年	2011	2011	2011	2009	2009	2009	2010	2020	2010	2020	2010	2014	2013	2011	2014
燃料種類	Furnace Oil	Furnace Oil	石炭	Auto Diesel	Auto Diesel	Auto Diesel	Auto Diesel	天然ガス	Auto Diesel	天然ガス	Furnace Oil				
燃料費 (\$/燃料単位)	33.85 (USD/BBL)	33.85 (USD/BBL)	67.32 (USD/ton)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	53.46 (USD/BBL)	6.00 (USD/MMBTU)	53.46 (USD/BBL)	6.00 (USD/MMBTU)	33.85 (USD/BBL)				
	(cent/Gcal)	2,199	2,199	1,069	3,794	3,794	3,794	3,794	2,381	3,794	2,381	2,199			
熱消費率 ^{*3} (kCal/kWh)	2,404	2,293	2,293	3,060	2,857	2,857	1,846	1,846	1,788	1,788	1,954				

*1：天然ガス焼きプラントについては、天然ガス導入シナリオについてのみ2020年以降の開発候補電源として適用

*2：建設中利子含む

*3：ユニット最大出力運転時

(3) 開発シナリオの設定

戦略的環境アセスメント (SEA) の視点から、電源開発計画策定について開発シナリオを設定することにより複数の代替計画案を策定し、環境を含めた様々な視点からの評価を統合した。マスタープランでは、以下の4つのシナリオを電源開発における開発シナリオとして設定した。

- 1) 大規模火力電源開発シナリオ.....開発電源設備の制約なし
- 2) 大規模火力電源開発ゼロシナリオ.....開発電源設備の制約あり (設備容量 150MW 以下)
- 3) 水力発電促進シナリオ.....有望な水力開発候補地点の開発を促進¹⁹
- 4) 天然ガス供給シナリオ.....2020年以降に天然ガスが供給される²⁰

(4) 廃止設備および契約満了 IPP 設備

設備の耐用年数より廃止される設備、および買電契約の満了により系統から切り離される IPP 設備を考慮し計画策定を行った。供給力から除外される発電設備リストを表 2.4 に示す。

¹⁹ 割引率を 2% としたケース結果を参考とし、4 地点 (Broadlands (2011 年)、Gin Ganga (2014 年)、Moragolla (2014 年)、Uma Oya (2016 年)) の計 261MW の設備を開発することとした。これは、1989 年に実施されたマスタープラン調査において示された未開発包蔵水力 877MW の約 30% に相当する。

²⁰ 他燃料との価格格差が生じないことに考慮し、発電所における受渡価格で 6.0USD/MMBTU と設定した。

表 2.4 廃止および IPP 契約満了設備

所有者	発電所	エント定格出力 (MW)	廃止または契約満了年	運転期間																
				2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
CEB	Sapugaskanda Diesel 1,2,3,4	20.000	2013																	
	Sapugaskanda Diesel (Extension) 1-8	10.000	2023																	
	Keranitissa GT (Old) 1,2,3,4,5,6	20.000	2010																	
	Keranitissa GT (New) 1	115.000	2018																	
	Kelanitissa CCGT	165.000																		
IPP	IPP Lakdhanavi Limited	5.630	2013																	
	IPP Asia Power Limited	6.375	2018																	
	IPP Colombo Power (Private) Limited	15.681	2015																	
	IPP ACE Power Horana	6.200	2013																	
	IPP ACE Power Matara	6.200	2012																	
	IPP Heladanavi (Private) Limited 1-6	17.00	2015																	
	IPP ACE Power Embilipitaya Limited 1-10	10.00	2015																	
	IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	163.00	2024																	

(5) 進行中および開発固定プロジェクト

すでに建設が進行しているプロジェクトおよび開発が期待されている以下のプロジェクトを開発固定設備として開発計画へ反映した。

- ・ Kerawalapitiya コンバインドサイクル火力発電プロジェクト
 2008年：ガスタービン 200MW (100MW x 2機) 運転開始
 2009年：スチームタービン追加 (コンバインドサイクル化) 300MW (150MW x 2機) 運転開始
- ・ Upper Kotmale 水力発電プロジェクト
 2010年末：150MW (75MW x 2機) 運転開始

(6) 目標供給信頼度

既存電源開発計画に用いられている目標値である見込不足確率 (LOLP²¹) 0.822%以下と設定した²²。

(7) 開発計画の統合評価

各開発シナリオの下で策定した電源開発計画を、計画の経済性、系統運用面、財務面および環境面の観点から比較評価を行い、最も適正と判断された計画を電源開発計画におけるベースケースとした。

(8) 開発地点の選定

過去に調査が実施された地点について技術面および環境社会面におけるレビューを行い、将来の開発候補地点を選定した。その後、各地域における需給バランスを極力確保するよう配慮し、これら候補地点から具体的な開発地点の特定を行った。また、開発地点の選定は送電網整備計画の策定に大きな影響を与えるため、系統運用面での検討を行うことによりその妥当性をチェックした。

(9) 感度分析

ベースケースについて燃料価格および割引率に関する感度分析を実施した。

²¹ Loss of Load Probability

²² 新規電源が開発されない2006年～2008年の間については目標供給信頼度を設定していない。

2. 3. 3 送電網整備計画策定の方法

発電所にて発電される電力を効率的にスリランカ全土へ供給するためには、送変電設備の拡充が行われなければならない。送変電設備の拡充にあたっては、地域毎の需要規模、計画全体の経済性、確保すべき系統信頼度・電圧、および系統運用の柔軟性等を考慮することが重要であり、また電源開発と同様に環境社会面への配慮がなされなければならない。

マスタープランでは、長期的観点からこれらについての配慮がなされた送電網整備計画の策定を行った。

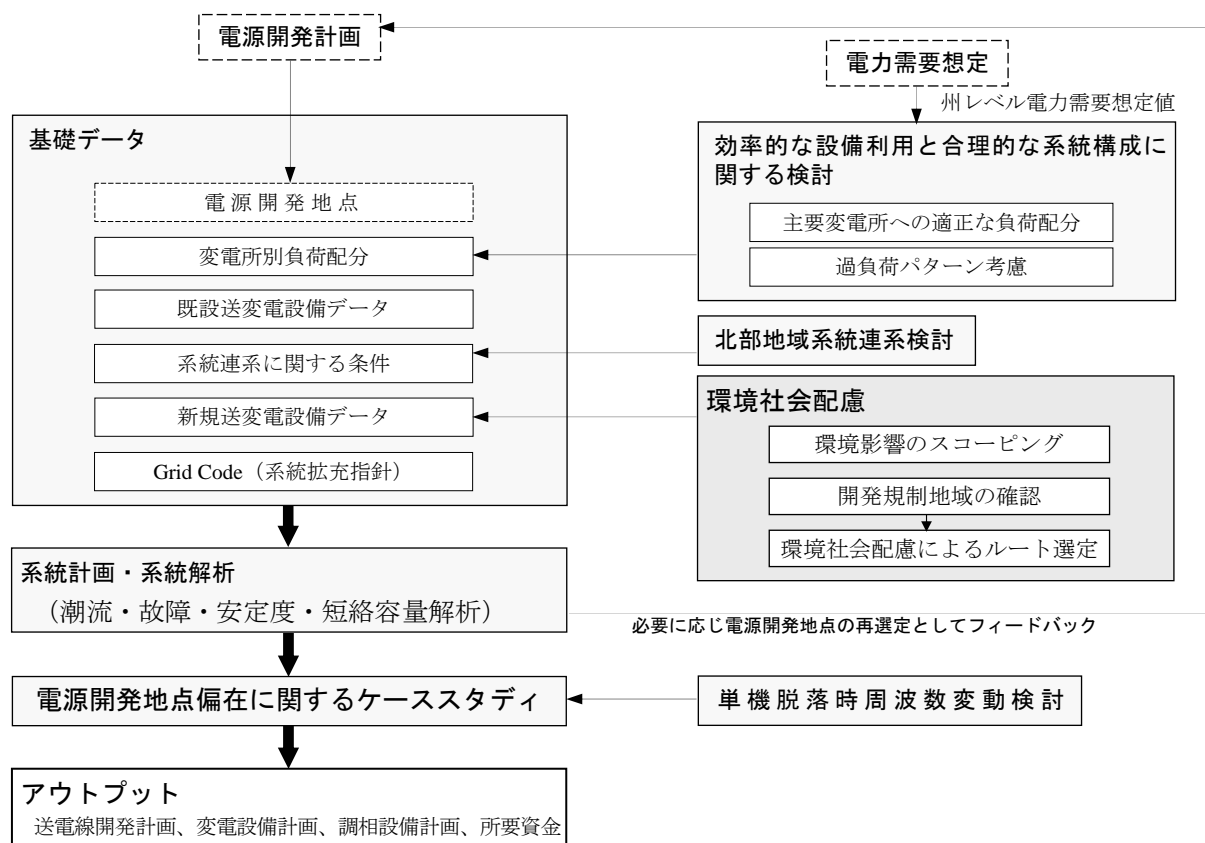


図 2.5 送電網整備計画策定の作業フロー

(1) 効率的な設備利用と合理的な系統運用

主要変電設備における負荷設定は系統構成を決定する上での重要なパラメータであり、各変電設備へ適正に負荷を配分することが設備の効率運用につながるようになるため、その意義は大きい。また、設備故障時に行われる系統切替は送変電設備の性能を最大限に活用する方法であり、これを適切に考慮することにより、設備増強の規模縮小や増強時期の繰り延べといった計画上重要な結果が得られる。

このような観点から、効率的な設備利用と合理的な系統運用を考慮し、送電網整備計画を策定した。

(2) 北部地域系統連系検討

中央グリッドより切り離されている北部地域への電力供給に関して、孤立系統と連系系統による電力供給方法について、経済性および供給信頼度の観点から比較検討を実施した。

（３）系統運用面からの電源開発地点の検討

将来の系統構成は電源開発地点に強く依存するため、電源開発地点の選定にあたっては、将来における安定した系統運用という観点からの検討が必要となる。特に、現在電源設備を有していない北部、東部地域においては、将来における需要増加に伴い安定した電力供給を行うことが困難になる可能性があることから、これら地域における電源設置の必要性とそのメリットについて、系統運用面からの検討を行った。

（４）大規模火力開発地点偏在に関する検討

電源開発計画で選定した開発地点のうち、特に大規模火力開発地点の選定が送電網整備計画に与える影響は大きい。そのため、電源開発計画にて選定された大規模火力開発地点の妥当性を評価するために、これら発電設備が偏在して開発されたケースについて検討を実施した。

（５）単機脱落時周波数変動の検討

発電設備の偶発故障停止が生じた場合、系統の周波数が低下し、電力供給の安定性が低下する。

この周波数の低下が回復不可能なものとなった場合には、系統全体における供給停止を余儀なくされる可能性がある。特に大規模電源が開発された際には、単機脱落が系統運用に与える影響は大きくなるものと考えられる。

そのため、発電設備の単機脱落時における系統の周波数変動について検討を行い、系統運用に与える影響について評価を行った。

2. 3. 4 環境社会配慮の方法

マスタープランにおける電源開発計画および送電網整備計画の策定にあたり環境社会配慮面から検討した。また、電力開発計画の核となる電源開発計画については、戦略的環境アセスメントの視点により策定した。

（１）電源開発計画における環境社会配慮

戦略的環境アセスメントにおける視点を適用した。すなわち、開発シナリオの設定により複数の代替計画を立て、環境を含めた多様な観点から検討し、その評価を統合することによりマスタープランにおける電源開発計画を選定した。

代替計画の評価にあたっては、マスタープラン段階にあわせた環境スコーピングを実施した。具体的には、予備チェックリストにより電力設備タイプ別に主要な環境社会影響を判定し、その結果に基づき代替案の環境社会影響度をスコアリング評価し、全体計画の検討にフィードバックした。

また、計画策定段階においてステークホルダーミーティング（SHM²³）を開催し、計画策定にあたっての意見を行政関係者・ビジネス界・NGO・大学などの専門有識者・一般市民などから求め、計画検討に反映した。

（２）送電網整備計画における環境社会配慮

送電網整備計画では環境保護区や開発制限地域などに抵触しないよう送電線ルートを選定した。

²³ Stakeholder Meeting

3 マスタープランの特徴と検討結果

3.1 電力開発計画

3.1.1 電力需要想定

(1) 国レベル電力需要想定結果

基本成長シナリオでは、2025年における電力需要は発電電力量で36,843GWh、最大電力で7,619MWとなるものと予想される。これは2004年の約4.9倍にあたり、この期間における最大電力の年平均伸び率は7.8%である。

なお、低成長シナリオおよび高成長シナリオにおける最大電力の年平均伸び率はそれぞれ、7.1%、8.8%になるものと予想される。

表 3.1 国レベル電力需要想定結果（基本成長シナリオ）

	年																				
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
販売電力量 (GWh)	7,113	7,614	8,191	8,827	9,548	10,327	11,166	12,070	13,040	14,079	15,190	16,378	17,654	19,019	20,480	22,040	23,708	25,497	27,412	29,459	31,648
発電電力量 (GWh)	8,547	9,112	9,764	10,482	11,295	12,172	13,114	14,127	15,210	16,390	17,683	19,066	20,552	22,141	23,842	25,658	27,600	29,682	31,912	34,295	36,843
最大電力 (MW)	1,768	1,884	2,019	2,168	2,336	2,517	2,712	2,921	3,146	3,389	3,657	3,943	4,250	4,579	4,931	5,306	5,708	6,138	6,599	7,092	7,619
無効電力 (MVar)	886	944	1,012	1,086	1,171	1,262	1,359	1,464	1,577	1,699	1,833	1,976	2,130	2,295	2,471	2,659	2,861	3,077	3,308	3,555	3,819

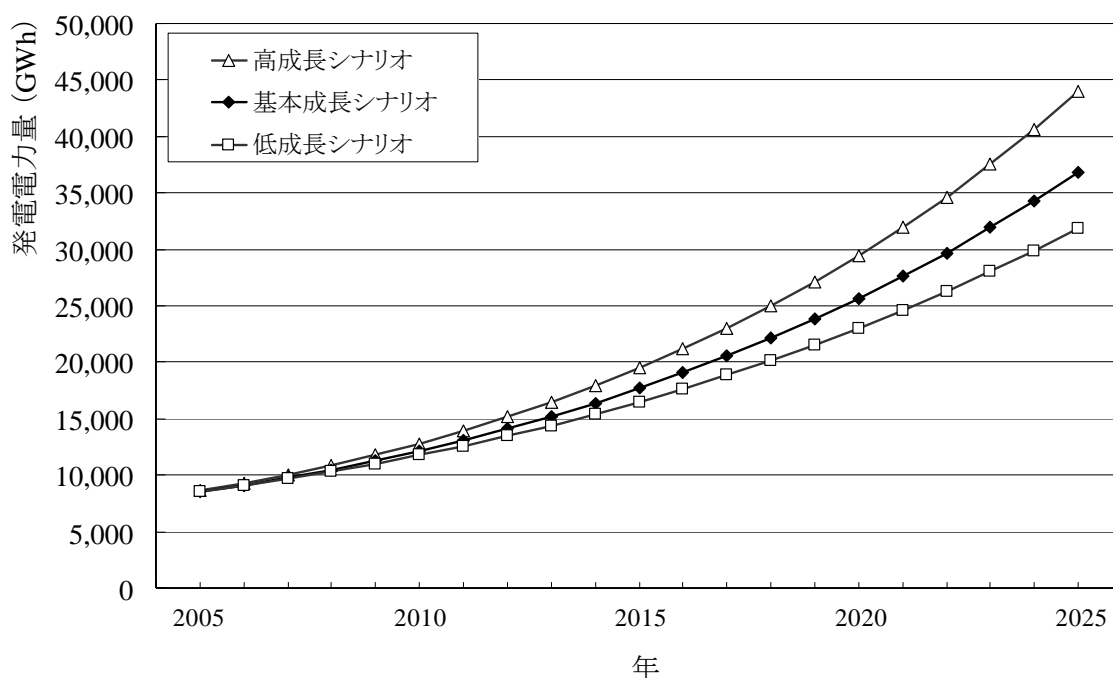


図 3.1 国レベル電力需要想定結果（発電電力量）

(2) 州レベル電力需要想定結果

2025年の西部州（北）、西部州（南）およびコロombo市の西海岸地域における電力需要は全需要の50%を超えており、今後も西海岸地域を中心とした需要増加が予想される。特に西部州（北）と西部州（南）における需要増加が著しく、この地域における今後の需要増加を賄うための電源設備の開発および送変電設備の拡充が必要となる。

一方、北部州および東部州の電力需要構成比率は2025年においても大きなものではないが、両地域における2025年の最大電力はそれぞれ106MW、291MWと比較的大きなものとなることとが予想されるため、この地域における電力供給方法についての検討を実施した（詳細は3.1.3節参照）。

表3.2および巻末付属資料5に州別需要想定結果を示す。

表3.2 州別最大電力想定結果（基本成長シナリオ）

	年																				構成比率		
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2005年	2025年
西部州（北）	308	329	353	381	412	446	483	522	564	611	662	717	776	840	909	983	1,063	1,150	1,243	1,343	1,451	17.4	19.0
西部州（南）	405	432	465	501	542	587	635	688	744	805	873	945	1,024	1,108	1,199	1,297	1,402	1,516	1,639	1,771	1,914	22.9	25.1
コロombo市(夜間)	163	169	177	185	195	205	216	227	239	252	266	281	296	312	329	347	366	386	406	428	451	9.2	5.9
コロombo市(昼間)	219	227	238	249	262	276	291	306	322	339	358	377	398	420	443	467	492	519	547	576	607	—	—
南部州	153	165	180	195	212	231	251	272	295	319	346	375	406	438	473	511	550	593	638	686	737	8.6	9.7
サバラガムワ州	103	109	116	124	132	141	151	162	174	186	200	214	230	246	264	283	303	324	346	370	395	5.8	5.2
中部州	185	196	209	222	237	253	271	290	310	332	356	382	410	439	470	503	538	575	615	657	701	10.5	9.2
ウバ州	37	39	41	44	47	51	54	58	62	67	72	77	83	89	95	102	109	117	125	134	143	2.1	1.9
東部州	80	84	89	94	100	107	114	121	129	138	148	159	170	182	195	208	223	238	255	272	291	4.5	3.8
北西部州	203	220	239	260	283	308	335	363	394	426	462	500	541	584	631	680	733	789	848	912	979	11.5	12.9
北中部州	94	101	110	120	130	141	154	167	180	196	212	230	248	269	290	313	337	363	390	420	451	5.3	5.9
北部州	37	38	40	42	44	46	49	51	54	57	60	64	67	71	75	80	84	89	95	100	106	2.1	1.4
計*	1,768	1,884	2,019	2,168	2,336	2,517	2,712	2,921	3,146	3,389	3,657	3,943	4,250	4,579	4,931	5,306	5,708	6,138	6,599	7,092	7,619	100.0	100.0

注：コロombo市需要は夜間需要を計上

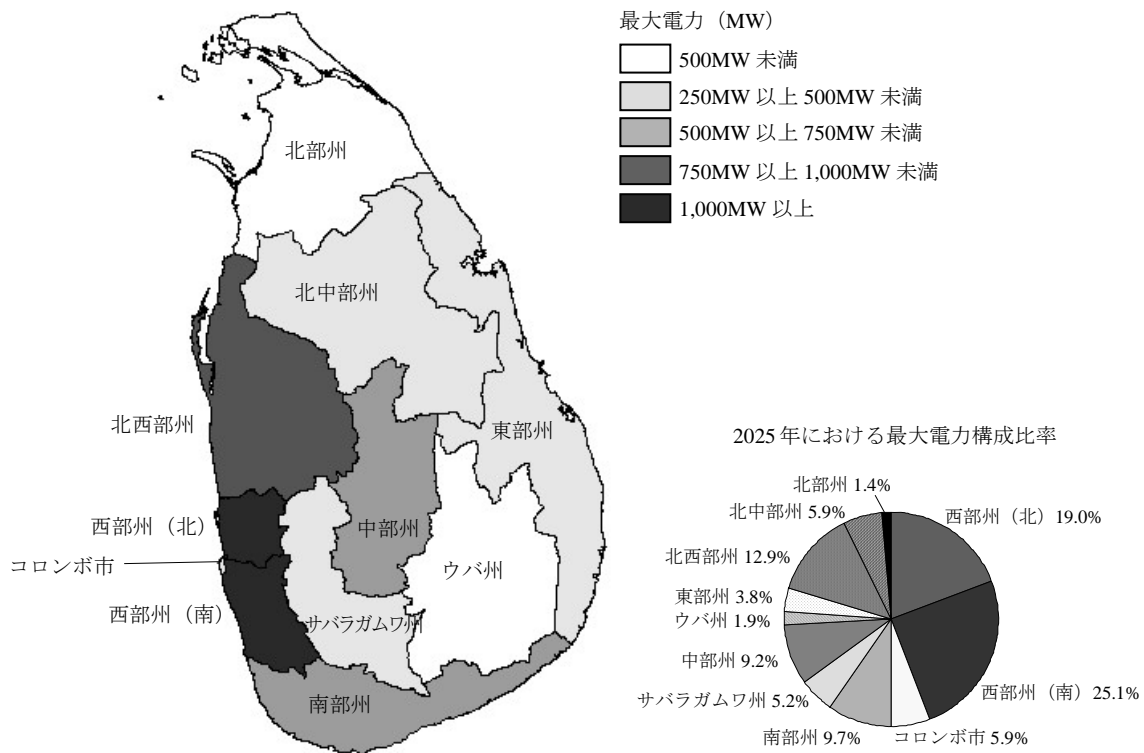


図3.2 2025年時点の州別最大電力需要想定（基本成長シナリオ）

3. 1. 2 電源開発計画

(1) 開発計画の比較

各シナリオにおける 2025 年までの新規開発発電設備容量を表 3.3 に示す。

表 3.3 2025 年までの新規開発発電設備容量

(単位：MW)

シナリオ	火力設備				水力設備	合計	
	石炭火力	ディーゼル	コンバインドサイクル	ガスタービン			
大規模火力電源開発	5,100	0	300	1,615	150	7,165	
大規模火力電源開発ゼロ	低速ユニット	0	4,900	300	2,170	234	7,604
	中速ユニット	0	5,300	300	1,890	150	7,640
水力開発促進	4,800	0	300	1,615	411	7,126	
天然ガス導入 (2020年以降)*	4,800	0	900	1,335	150	7,185	

*注：6.0USD/MMBTUと想定

大規模火力電源開発シナリオでは、2011 年以降ベース電源として石炭火力発電設備が開発されることとなり、これら設備の 2025 年までの開発設備容量は 5,100MW（設備容量 300MW x 17 機）となる。また、ピーク電源として 2025 年までに 1,615MW のガスタービン火力発電設備が開発される。なお、水力発電設備については、開発固定プロジェクトである 150MW Upper Kotmale 水力（2010 年末運転開始）の開発にとどまる。また、2025 年までの総コスト²⁴は約 59.2 億 US ドルであり、その約 6 割を燃料コストが占める（図 3.3 参照）。

一方、大規模火力電源開発ゼロシナリオでは、ベース電源として 2025 年までに 4,900MW のディーゼル発電設備が開発されることとなる（低速ユニット開発時）。所要コストは約 73.2 億 US ドルとなり、その他 3 シナリオと比較し、約 2 割程度大きい。このコスト差は主としてベース電源となる石炭火力電源とディーゼル発電設備の燃料コストの違いによるものである。なお、中速ディーゼル発電ユニットにて開発した場合²⁵について検討を行った結果、2025 年までの所要コストは 63.5 億 US ドルとなった。これは依然として他シナリオよりも大きい値であり、また、燃料コストについては、低速ユニットを開発した場合とほぼ同等である。

水力開発促進シナリオでは、開発が有望な 4 地点 261MW の水力地点を開発することとした。

大規模火力電源開発シナリオと同様に、ベース電源として石炭火力電源が多く開発されることとなる。また、2025 年までの総コストは約 60.3 億 US ドルとなり、大規模火力電源開発シナリオよりは大きいものの、その差は 2%程度であり、ほぼ同等である。

天然ガス導入シナリオにおいても、大規模火力電源開発シナリオと同様、石炭火力発電設備がベース電源として開発される。これに加え、2020 年以降、天然ガス供給（6.0USD/MMBTU と想定）が行われるため、天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電設備開発の経済性が高まることにより、2023 年～2025 年の間に 600MW（300MW x 2 機）のコンバインドサイクル発電設備の開発が行われる。

2025 年までの総コストは、約 59.1 億 US ドルとなり、燃料コストが削減されることにより、大規模火力電源開発シナリオより小さくなるものの、その差は極僅かであり、ほぼ同等である。

²⁴ 2005 年現在価値コスト

²⁵ 過去に導入された実績をもとに開発コストを 700USD/kW（建中利子含む）、耐用年数を 15 年と設定した。

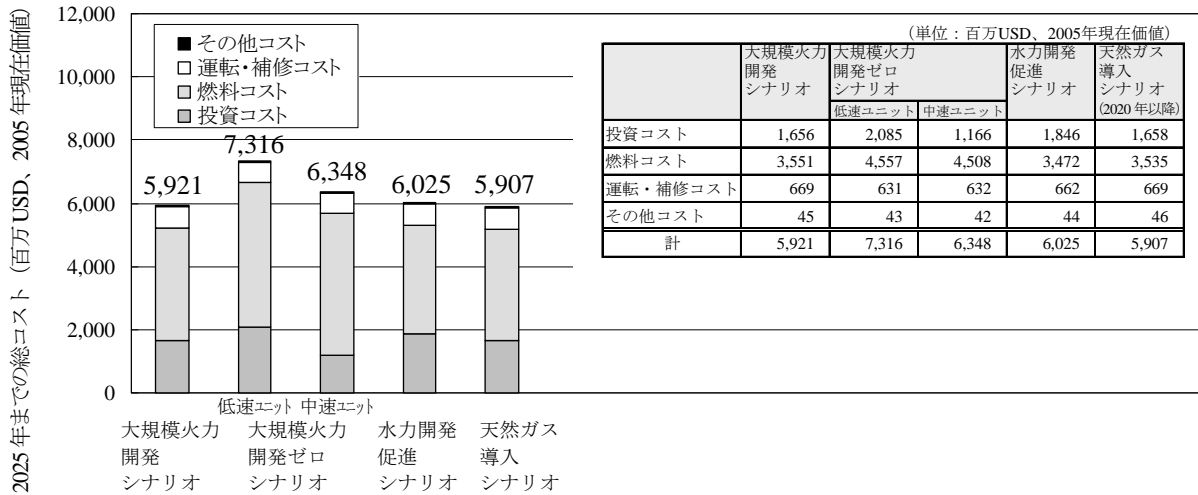


図 3.3 2025 年までの総コスト比較

系統運用面からの検討を行った結果、大規模火力開発ゼロシナリオでは、多くの小規模ディーゼル発電設備によって系統が構成されるため、系統全体として適正な瞬動予備力を確保することが困難となる、という結果を得た。そのため、発電設備の偶発故障停止が生じた際に系統周波数低下を回復できず、系統全体の供給停止を余儀なくされる可能性が高い。

また、各開発計画をもとに将来の CEB の財務分析を行った結果、大規模火力電源開発ゼロシナリオでは燃料コストが高い為、将来の発電コストが増加し、現行の電力料金の下では CEB の財務は破綻に追い込まれる、という結果を得た。一方、石炭火力発電設備が多く開発される他 3 シナリオにおける計画では燃料コストが低減することにより、財務の改善が期待できる、という結果を得た（詳細については 3.2.3 節参照）。

発電設備の開発および運転が周辺環境社会に与えるインパクトについて、発生が予想されるインパクト項目の抽出を行い、発電設備タイプ毎にそのインパクト強度の評価を行った。これら評価結果と 2025 年までの発電設備タイプ毎の開発ユニット数により、各開発計画について環境社会影響の大きさをスコア化した結果、大規模電源開発ゼロシナリオにおける開発計画が他 3 シナリオと比較して大きなインパクトを持つという結果となった。また、その他のシナリオについては、大規模電源開発シナリオと比較して天然ガス導入シナリオのインパクトが小さく、水力開発促進シナリオのインパクトが大きいという結果を得たが、その差は僅かであった。

なお、天然ガス導入シナリオでは、総コストおよび環境インパクトが大規模火力電源開発シナリオよりも小さいものとなったが、その値は僅かであり、2020 年以降の天然ガスを燃料とするコンバインドサイクル発電設備の開発設備容量も 600MWにとどまった。

2003 年に実施された天然ガス導入に関する調査結果²⁶および 2005 年 11 月時点で天然ガス導入のための具体的な計画がないことを考慮すると、天然ガス導入シナリオは、現時点における実現性に欠ける。また、天然ガスの供給価格についてもプロジェクト毎に異なるものであり、現時点において具体的な供給価格の提示はされていない。

²⁶ 2003 年に USAID の資金により実施された Sri Lanka Natural Gas Options Study では、スリランカにおける天然ガスの需要規模が小さいことから、プロジェクトとしての経済性を見込むことが困難である、と結論づけられている。

以上のように、各シナリオについて、コスト面、系統運用面、財務面、環境面および計画の実現性という多様な観点からの評価を統合した結果、大規模火力開発シナリオにおける開発計画をマスタープランにおける電源開発計画のベースケースとして設定した。

表 3.4 シナリオ別開発計画の比較

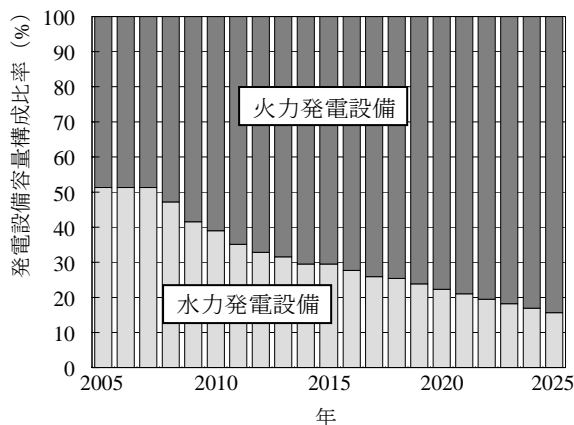
開発シナリオ	2025年までの総コスト ^{*1}	系統運用面	財務面	環境インパクトスコア	その他
大規模火力開発	5,921 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,954 point	
大規模火力開発ゼロ	7,316 MUSD ^{*2}	深刻な供給停止の可能性あり	財務悪化の可能性あり	2,428 point	
水力開発促進	6,025 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	2,036 point	
天然ガス供給	5,907 MUSD	適正な運用が可能	財務改善が期待できる	1,950 point	天然ガス導入の具体性に乏しい

*1: 2005年現在価値
*2: 低速ユニット開発時

(2) 電源開発計画 (ベースケース)

ベースケースにおける今後の電源開発は、そのほとんどが火力発電設備の開発となる。2025年における全発電設備容量に対する水力発電設備の構成比率は、約 16% となり、これは 2005 年における構成比率 51% の約 1/3 に相当する。また、発電電力量は約 14% となり、今後も、火主水従の傾向が更に強まることとなる。

(発電設備容量)



(発電電力量)

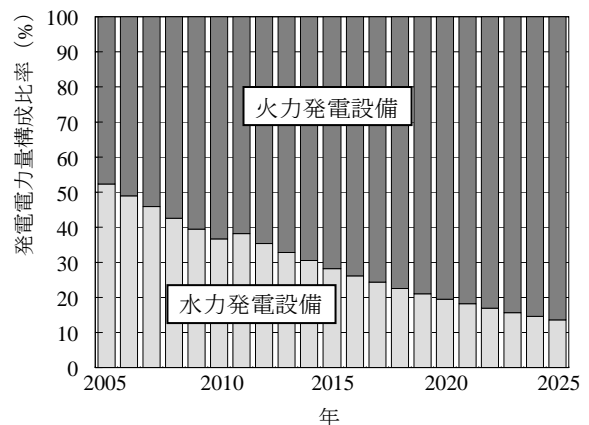


図 3.4 発電設備容量および発電電力量構成比率の推移 (ベースケース)

2006 年から 2008 年までの見込不足確率 (LOLP) は 1% を上回り、この期間における電力供給状況は 2005 年に比べ厳しいものとなる (図 3.5 参照)。特に 2007 年および 2008 年にはそれぞれ 3.76% および 2.79% となり、需給バランスの均衡のためには、緊急的な供給力の増加が行われない限り、DSM²⁷ などの需要面における短期的な対策が必要となる。

また、開発が見込まれている Kerawalapitiya コンバインドサイクル発電プロジェクトが実施されなかった際には、特に 2008 年における電力供給が極めて深刻な状況となるため、このプロジェクトの早期実施が強く望まれる。

²⁷ Demand Side Management

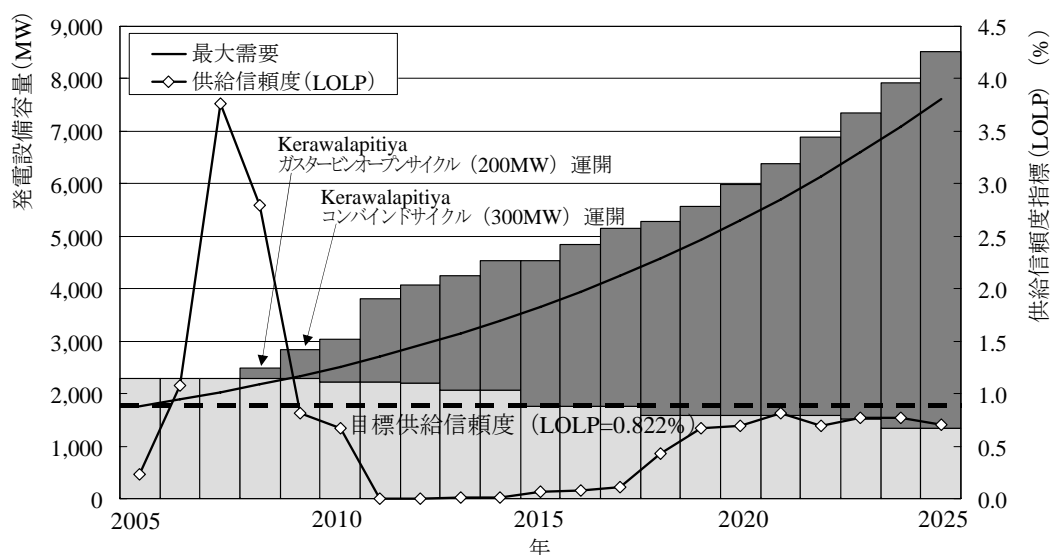


図 3.5 供給信頼度指標 (LOLP) の推移 (ベースケース)

2011 年以降、石炭消費量は著しく増加し、2025 年における年間消費量は 1,100 万トンを超えるものと推測される。このことは毎年 50 万トン近い石炭の新規調達が必要であることを示しており、この燃料調達を確実に実行することが計画実現にあたっての課題といえる。また、今後の石炭火力電源の継続的な開発のためには、その計画段階から環境社会面への配慮が適切に行われ、プロジェクト実施段階においてこれらの配慮が確実に実施されることが必要である。

このような石炭燃料に極度に依存した電源構成は、経済的な発電運用の観点からは望ましいものであるが、消費される化石燃料のすべてを輸入に頼らざるを得ないスリランカの実情を考慮すると、エネルギーセキュリティの観点からは必ずしも望ましいものではない。そのため、石炭火力発電設備の導入後におけるエネルギーセキュリティの向上のために、既設水力発電設備の適切な運転およびリハビリテーションや、新たな燃料オプションの導入などのエネルギー政策面における検討が今後必要になってくる。

表 3.5 燃料消費量の推移 (ベースケース)

燃料	年				
	2005	2010	2015	2020	2025
自動車用ディーゼル油 (百万リットル)	55	813	102	117	256
燃焼用油 (百万リットル)	451	490	0	0	0
工業残油 (百万リットル)	281	281	78	21	0
ナフサ混合油 (百万リットル)	106	224	55	35	34
石炭 (キロトン)	0	0	4,252	7,260	11,219

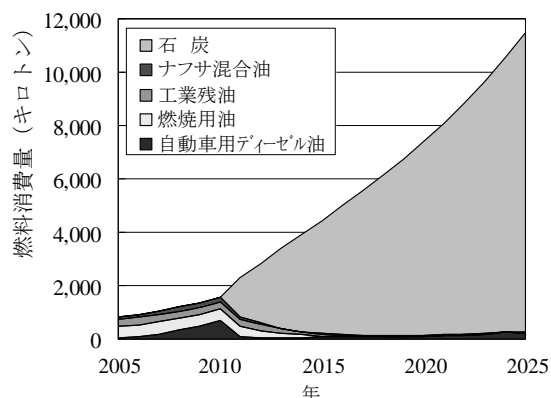


図 3.6 燃料消費量の推移 (ベースケース)

2025 年までの投資コストは 73 億 US ドルを超え、そのほとんどは 2011 年からの石炭火力発電設備の開発に費やされることとなる。また、燃料コストが小さい石炭火力発電設備が開発されることにより、2011 年から 2015 年までの燃料コストは 2010 年以前に比べ減少する (表 3.6 参照)。

表 3.6 各コストの推移（ベースケース）

（単位：百万USドル）

コスト	期 間				合 計
	2006年 - 2010年	2011年 - 2015年	2016年 - 2020年	2021年 - 2025年	
投資コスト	244	2,347	2,002	2,781	7,374
燃料コスト	1,967	1,621	2,333	3,703	9,624
運転・補修コスト	327	366	418	582	1,693
その他コスト	49	0	13	29	91
期間計	2,587	4,334	4,766	7,095	18,782

（3）開発地点選定

州別の需要想定値をもとに、需要増加が著しい西海岸諸州および南部州から構成される西南エリアと、その他の州による北中東エリアの2つのエリアを設定し、それぞれのエリア内における需給バランスが極力保たれること、および需要中心からの距離を考慮し電源開発地点の特定を行った。

なお、ガスタービン火力とコンバインドサイクル火力の開発地点の特定にあたっては、既調査地点、既設発電設備周辺の他に燃料調達面を考慮して既設港湾施設の周辺および港湾開発が計画されている地点を候補地点とし、これらから選定した。

また、過去に石炭火力の開発候補地点として調査が行われた地点は Puttalam、Hambantota および Trincomalee の3地点であり、他地域における開発可能性は現時点で明確となっていないため、これらを含む3地域を石炭火力発電設備の開発候補地域とした。

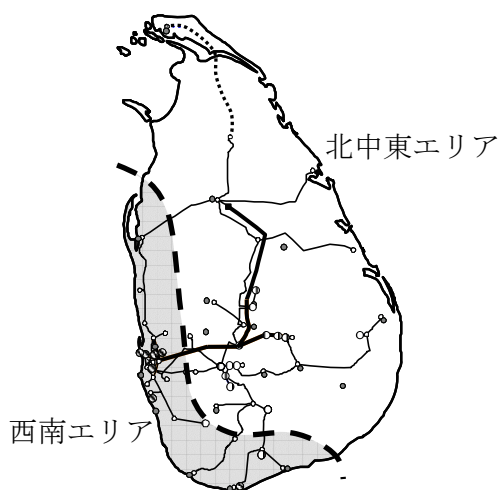


図 3.7 需給バランス検討のためのエリア設定

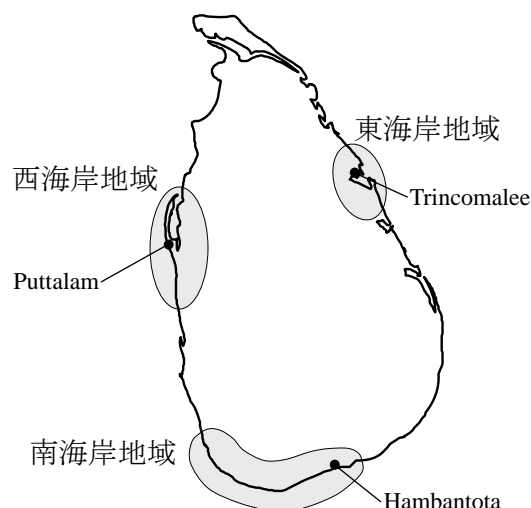


図 3.8 石炭火力発電所開発候補地域

各エリアにおける 2025 年までの需給バランスを巻末付属資料 6 に示す。

西南エリアにおいて最も需要の伸びが高い州は西部州（北）であり、主にこの地域およびコロンボ市への電力供給を行うために 2011 年から西海岸地域（現時点では Puttalam 地点が有望）において 900MW の石炭火力発電設備が開発される。また、西部州（南）および南部州における需要も増加することから、2013 年より南海岸地域（Hambantota 地点が有望）にて石炭火力発電設備の開発が行われる。その後、北中東エリアの需要増加を賄うために 2017 年より東海岸地域（Trincomalee 地点が有望）にて石炭火力発電設備が開発される。なお、石炭火力発電設備の開発地域と開発年次については、開発が望ましい地域を示しており、この地域内における具体的な開発候補地点の発掘およびその妥当性の評価を行うことが今後の課題となる。

また、2025 年までの北部、東部および南部州における供給安定度を検討した結果、系統運用上これら地域における電源設備の配置の必要性があることから、ガスタービン火力設備を配置した。

表 3.7 電源開発計画詳細（ベースケース）

年	石炭火力	ガスタービン火力	コンバインドサイクル火力	水 力
2009		Kerawalapitiya 105MW Galle 105MW Trincomalee 35MW	Kerawalapitiya 300MW	
2010		Kerawalapitiya 105MW Paddirippu* 75MW Ampara* 75MW Jaffna 35MW		
2011	西海岸地域(Puttalam) 600MW			Upper Kotmale 150MW
2012	西海岸地域(Puttalam) 300MW			
2013	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2014	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2015	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2016	南海岸地域(Hambantota) 300MW			
2017	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2018	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2019	東海岸地域(Trincomalee) 300MW			
2020	西海岸地域 300MW	Puttalam 105MW Jaffna 35MW		
2021	西海岸地域 300MW	Galle 105MW		
2022	西海岸地域 300MW	Kerawalapitiya 105MW Puttalam 105MW		
2023	西海岸地域 300MW	Panipitiya 210MW		
2024	南海岸地域 300MW	Sapugasukanda 105MW Sapugasukanda 105MW Panipitiya 105MW Matara 105MW		
2025	南海岸地域 600MW			
計	5,100MW	1,620MW	300MW	150MW

*注：東部海岸地域におけるガスタービン設備の配置にあたっては、現在計画中であるOluwil地点における港湾施設建設が前提となる。

（４）天然ガス導入が電力セクターへ与える影響について

2020年以降に天然ガス（6.0USD/MMBTU）の使用が可能となることにより、2025年までに開発されるコンバインドサイクル発電設備容量は900MWとなり、ベースケースと比較し600MW多い開発となる。これに対し、石炭火力発電設備およびガスタービン火力設備の開発設備容量はベースケースと比較し、それぞれ300MWおよび280MW少ない開発となる。

また、2025年までの総コストは59.1億USドルとなり、ベースケースと比較し約1,400万USドル小さい。これは天然ガス供給が行われることで、より適正な電源構成に近づくことを示している。

さらに、石炭火力電源の導入による著しいCO₂排出量の増加に対する抑制効果、エネルギー源の分散化によるエネルギーセキュリティ面の向上、負荷追従性が高いコンバインドサイクルの導入による系統運用の安定化といったメリットが期待できるため、天然ガスの導入は石炭火力導入後の電力セクターにおける燃料オプションとして、有望なものであるといえる。

（５）感度分析結果

巻末付属資料7および付属資料8に分析結果を示す。

（ア）燃料価格

電源開発計画に用いた各種燃料価格は、コロンボにおける原油価格をもとに設定しており、ベースケースにおける原油価格は約42USドル/BBLとして設定している。

コロンボにおける原油価格が80USドル/BBLまで高騰した場合、水力発電設備の開発が優位となり、2025年までの開発設備容量は計3地点、234MWとなる。また、石炭火力発電設備の開発設備容量はベースケースと比較し300MW増加し、ガスタービン発電設備の開発設備容量は405MW減少する。

（イ）割引率

割引率を2%とした場合、すべての水力開発候補地点が開発され、2025年までの開発設備容量は計5地点、411MWとなる。また、2025年までの石炭火力発電設備の開発設備容量はベースケースと比較し600MW増加し、ガスタービン設備の開発設備容量は875MW減少する。また、割引率を6%とした場合における2025年での電源構成はベースケースと同じである。

3. 1. 3 送電網整備計画

(1) 2025年までの開発プロジェクト

電源設備の新規開発に伴い、2025年までに220kV設備を中心とした送変電設備の拡充が行われる。

2008年にはKotmale～Anuradhapura間の既設220kV送電線の2回線化およびKerawalapitiyaガスタービンオープンサイクル運開による新規220kV送電線の建設が行われる。

2011年には、コロombo周辺地域への安定供給を目的として、Veyangoda～Kirindiwela～Ambulgama～Matugama間における220kV第二外輪基幹送電線が新設される。

また、2011年以降の大規模石炭火力電源の開発に伴い、これら電源からの220kV送変電設備が整備されることとなる。

巻末付属資料9および10に送電網整備計画における全開発プロジェクトリストを示す。

表 3.8 送電網整備計画における開発プロジェクト (220kV 系統)

年	送電線 (220kV)					年	変電所・開閉所 (220kV)		
	区 間	種 類	導体数	回線数*	亘長(km)		地 点	容量(MVA)	台数*
2005						2005 - 2010	Kotmale	250	1
2006									
2007									
2008	Kotugoda～Kerawalapitiya	zebra	2	2	18.0				
	Kerawalapitiya～Kelantissa	CVI600	1	2	14.4				
	Kotmale～Anuradhapura	zebra	1	+1 (2)	163.0				
2009									
2010	Randenigala～Rantembe	zebra	1	+1 (2)	3.1				
2011	Kotmale～Upper Kotmale	zebra	2	2	18.5	2011 - 2015	Habarana	250	2
	Veyangoda～Kirindiwela	zebra	4	2	14.4		Kelantissa	150	+1 (3)
	Kirindiwela～Ambulgama	zebra	4	2	22.2		Pannipitiya	250	+1 (3)
	Ambulgama～Arangala	zebra	4	2	11.4		Matugama	250	2
	Ambulgama～Matugama	zebra	4	2	58.2		Hambantota	250	2
	Puttalam～New Chilaw	zebra	4	2	70.0		N-CHW	250	2
	New Chilaw～Veyangoda	zebra	4	2	45.0		Ambulgama (S/S)	250	0
2012						Arangama (S/S)	250	0	
2013	Matugama～Hambantota	zebra	4	2	135.6	Kirindiwela (S/S)	250	0	
2014									
2015									
2016						2016 - 2020	Rantembe	250	+1 (2)
2017	Trincomalee～New Habarana	zebra	4	2	95.0		N-CHW	250	+2 (4)
	New Habarana～Veyangoda	zebra	2	2	145.0		Kotmale	250	+1 (2)
2018							Rantembe	250	+1 (3)
2019							Ambulgama	250	+3 (3)
2020	Puttalam～New Chilaw	zebra	4	2	70.0		Arangama	250	+3 (3)
							Matugama	250	+1 (3)
						Biyagama	250	+1 (3)	
						Hambantota	250	+1 (3)	
						Habarana	250	+1 (3)	
						Trincomalee	250	1	
2021	Hambantota～Bandarawela	zebra	4	2	105.0	2021 - 2025	Kotugoda	250	+1 (3)
	Bandarawela～Upper Kotmale	zebra	2	2	48.0		Kotmale	250	+1 (3)
2022							Trincomalee	250	+1 (2)
2023							Bandarawela	250	2
2024									
2025									

*注：+の符号は、増設数を表し、括弧内の数字は増設後における総数を現す。

(2) 2025年における電力システム

2025年における電力需要の約65%はコロomboおよびコロombo近郊地域にて消費されるため、多くの電源設備が西海岸地域に偏在する電力システムとなる。

Puttalam地点およびHambantota地点における石炭火力発電所は、これら西海岸および南海岸地域へのベース電力を供給することとなる。また、Trincomalee地点における石炭火力発電所は北部、東部、中部の広い地域にわたってベース電力を供給することとなる。

一方、コロomboおよびコロombo周辺にて建設されたコンバインドサイクル発電所およびガスタービン発電所は、これら地域におけるピーク時間帯の電力を主に供給する。また、北部、東部、南部地域におけるピーク電力はそれぞれ、Jaffna、PaddirippuおよびAmpara、Galleの各地点にて建設されたガスタービン発電所から供給されることとなる。

2025年における系統図を図3.9に示す。

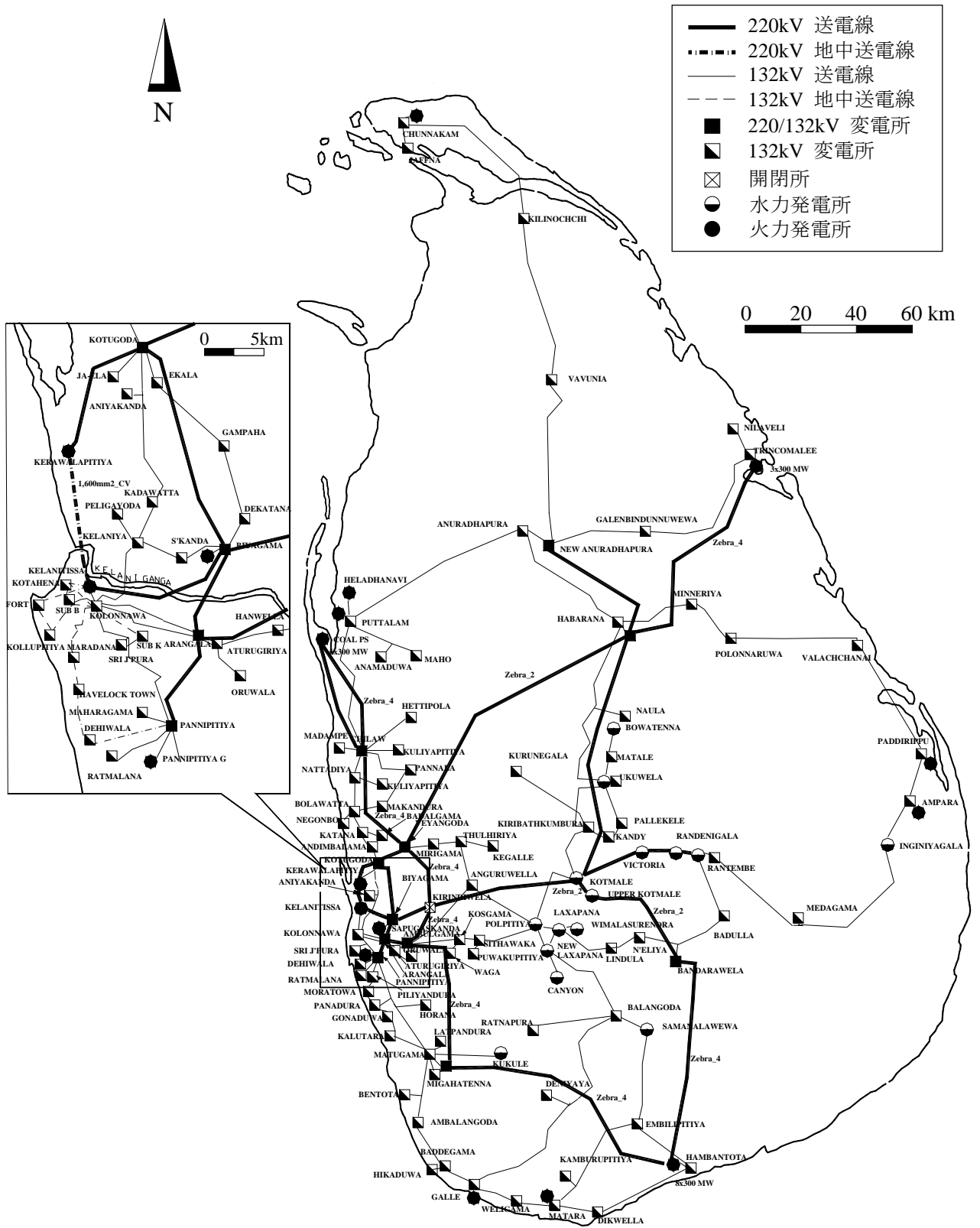


图 3.9 電力系統図 (2025年)

(3) 石炭火力発電所の開発偏在に関する検討結果

将来における石炭火力発電所開発地点の偏在は、送電網整備計画に大きな影響を与える。

2025年までの石炭火力発電所の開発が西海岸の Puttalam 周辺地域に集中した場合、既存の Grid Code の元では、発電所～New Chilaw 間の送電線故障時に系統安定度が問題となる。この問題を解消するために、400kV システムの導入または開閉所の追加的配置などが考えられるが、投資コストが著しく大きくなることから現実的な選択ではない。

一方、南海岸の Hambantota 周辺地域に開発が集中した場合についても、発電所～Matugama 変電所間および発電所～Bandarawela 変電所間における送電線または変電設備の故障時に系統安定度が問題となる。また、この場合には追加的设备を導入したとしても安定度の問題は解消されない。

以上のことから、石炭火力電源の開発の偏在は系統運用面上望ましいものではなく、石炭火力電源の開発にあたっては需要規模を考慮し、バランスの取れた開発を行うことが重要である。

表 3.9 にマスタープランにおける石炭火力開発地点と系統運用面上の開発可能設備容量（2025年断面）を示す。

表 3.9 開発地点別 石炭火力電源の開発可能設備容量（2025年）

項目	石炭火力発電設備 開発地点		
	Puttalam 地域	Hambantota 地域	Trincomalee 地域
送電線	Puttalam～New Chilaw 間 Zebra 4 導体 2cct 2 Routes 必要 New Chilaw～Veyangoda 間 Zebra 4 導体 2cct 1 Route 必要	Hambantota～Matugama 間 Zebra 4 導体 2cct 1 Routes 必要 Hambantota～Bandarawela 間 Zebra 4 導体 2cct 1 Route 必要	Trincomalee～Habarana 間 Zebra 4 導体 2cct 1 Routes 必要
開発可能設備容量	安定度面	2,100MW (高速遮断リレー投入により 2,400MW まで可能)	2,400MW (高速遮断リレー投入により 3,000MW まで可能)
	N-1 基準	2,700MW	3,000MW
	短絡容量	・単機容量 300MW の場合において 2,700MW (短絡電流 40kA 以下) ・50kA 遮断容量を持つ母線・遮断器導入で 3,000MW 以上可能	

(4) 北部地域電力供給方法の検討結果

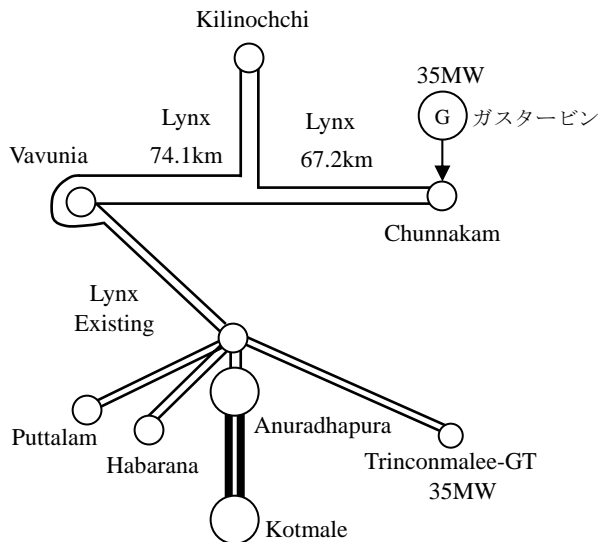
長期的な観点から北部地域における将来の電力供給方法について検討した結果、この地域における電力供給は、孤立系統としてではなく、基幹系統との連系により行われる方が供給信頼度および経済性の観点から優位であることがわかった。そのため、送電網整備計画では北部地域の系統連系を考慮することとした。

表 3.10 北部地域電力供給方法の比較

	孤立系統		系統連系
	新設設備のみで供給	既設 IPP 設備をバックアップとして期待	
2025年までのコスト (2005年現在価値)	NPV : 230.0 百万 US ドル	NPV : 221.5 百万 US ドル	NPV : 117.5 百万 US ドル
特徴	電源建設の為に初期投資が大きい。	若干初期投資は抑えられるが、運転費用が高い	初期投資、運転費用ともに抑えられる。

しかしながら、2025 年断面における北部地域の電力需要（約 90MW）を賄うための電力を中部地域および東部地域に配置された電源から供給することは安定送電限界のため難しい。連系線の複導体化あるいは 220kV 送電線の導入により、これらの問題を解消することはできるが、両者ともに設備導入により開発コストが飛躍的に増加するため、望ましい選択ではない。そのため、電源開発計画にて示される小規模ガスタービン設備の一部をこの地域の需要増加に対応して配置した。

2010 年



2025 年

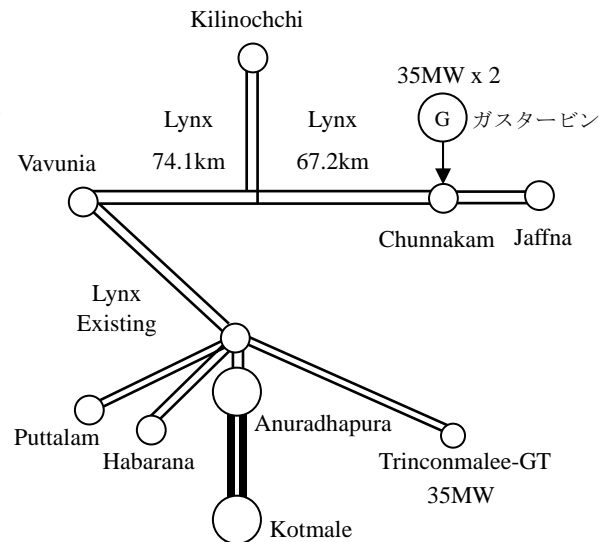


図 3.10 北部地域系統図（2010 年および 2025 年）

3. 1. 4 開発所要資金

2025 年までの発電設備および送変電設備の開発にかかる所要資金の総計は、約 83.3 億 US ドルである。また、そのほとんどは電源開発のための所要資金であり、マスタープラン実施にあたり、電源開発に必要な資金確保が大きな課題であることがわかる。

表 3.11 2025 年までの電力設備開発にかかる所要資金

1. 電源開発計画	73億 7,401万ドル
2. 送変電開発計画	9億 5,933万ドル
a) 送電線	4億 1,566万ドル
b) 変電所・開閉所	4億 7,809万ドル
c) その他	6,558万ドル
総計	83億 3,334万ドル

*2005年価格

3. 1. 5 環境社会配慮

(1) マスタープラン策定における環境社会配慮

マスタープラン策定段階の環境社会配慮として、戦略的環境アセスメントの視点から、行政・ビジネス・専門家・NGO・一般市民など広く利害関係者からの意見を求めるステークホルダーミーティングを開催し、計画への反映を行った。

(2) 電源開発計画における環境社会配慮

電源開発計画策定にあたり、計画段階での代替計画検討など戦略的環境アセスメントの視点を導入し、以下の環境社会配慮プロセスを計画検討に採り入れた。

- ・開発シナリオ設定による代替計画案の提示
- ・環境スコーピングの実施による主要な環境社会影響の判定
- ・環境社会影響の判定結果と環境以外の観点からの評価に基づく計画全体の統合評価
- ・ステークホルダーミーティングの開催による公衆からの意見の計画への反映

開発計画が環境社会に与える影響を評価するために、設備の開発により発生が予想されるインパクト項目の抽出を行った。また、発電設備タイプ別および主要プロジェクト別に別途作成した予備チェックリストを用いて環境スコーピングを実施した。環境スコーピング表を巻末付属資料 11 に示す。

これらスコーピング結果をもとに、開発シナリオの設定により提示された代替計画案について計画全体の環境社会影響をスコア化することにより評価し、そのインパクトの大きさを比較した。なお、開発計画の評価にあたっては、設備開発そのものに依存するインパクト項目と、開発後の運転状況に依存するインパクト項目を分類した。運転状況に依存するインパクト項目については各開発計画における発電設備種別ごとの運転稼働率がインパクト規模に反映されるよう考慮した。

また、主要な開発プロジェクトについて、初期環境影調査 (IEE²⁸) レベルで、既存の環境影響評価のレビューを実施した結果、過去に石炭火力フィージビリティ調査 (FS) が実施された Trincomalee 地点が現存する空港に隣接し、航空管制法によりこの地点でのプロジェクトの実施は現時点で不可能であることが判明した。しかしながら、これら地点の周辺で法規制に抵触しない開発に適した地点の可能性があるものと思われる。

(3) 送電網整備計画における環境社会配慮

送電網整備計画の策定にあたり、以下の環境社会配慮を行った。

- ・環境保護区および文化遺産等の分布状況の把握
- ・上記区域に抵触しないような送電線のルート選定と実施段階における配慮事項の提言

²⁸ Initial Environment Examination

3. 2 電力組織・制度面における課題整理

3. 2. 1 電力構造改革

電力開発計画のみに焦点を絞れば、現在の電力セクターが抱える当面の課題は、これまで遅延が続いてきた石炭火力プロジェクトの実施であるが、これは電力セクターが抱える多くの課題の一つが表面化したにすぎず、CEBを含む電力セクターが抱える問題はもっと構造的であり、根が深い。

例え一つの石炭火力プロジェクト実施にあたっての技術的課題や立地上の問題が解決したとしても、現在の電力セクターが抱えるさまざまな構造問題、すなわちCEBが抱える負債の処理、コストを賄えない電気料金体系およびCEBの経営自立といった様々な問題が解決されない限り、将来の電源開発投資を含め、持続的な電力産業の発展を望むことは叶わない。

(1) CEBの分割問題

CEBの分割が求められている最大の理由は、現状のCEBの経営問題には様々な点で政治的介入があり、企業としての自立的な経営ができなくなっている点である。その結果、CEBは外部から経営の非効率性を非難され、しかも、今後の経営を維持することが困難なほどの債務が累積した。

政治が強く関与してきたものの一つとして料金問題がある。これまで、料金の値上げには政治的な配慮が働き、これを改定することが遅れてきた。

CEBの経営から政治の介入を断ち切るためにも、政府所有の独占的垂直統合型のCEB組織を機能別に分割し、発電、送電、配電部門を完全に独立させることで事業ごとのコスト構造および経営責任を明確にし、事業効率の向上を通してコストを削減するという、企業として本来あるべき姿を整えることが求められている。

構造改革の進捗が遅々としている主要な原因はCEB分割の姿にある。2005年7月に政府の構造改革委員会が発表した概念報告書に示された案は、分割後はCEBが株主となり、発電、送電、配電の機能を子会社に移管するというものである。子会社として一つの発電会社、一つの送電会社（シングルバイヤーを兼ねる）、二社またはそれ以上の配電会社を設立し、CEBはその株主となる。しかし、この報告書では、CEB分割会社の経営の独立性という点から見て、まだ曖昧さがあり、以下のような問題を含んでいる。

- ・ 組合問題が強く表面に出てきており、労働組合の推薦による役員を選出、民営化を阻止するための対策などがかなり細かく記載されている反面、CEB分割後の会社の組織構造、CEBと子会社の責任と権限の分担、そしてCEB分割に至る行程がまったく示されていない。
- ・ 発電会社は一社としているが、火力と水力のように全く異なるコスト構造を持つものを一つにすることが望ましいかどうかといった検討結果も示されていない。
- ・ 組合による経営への関与が強くなっており、組合問題が政治問題に置き換わる可能性が高く、新会社の経営問題が政治問題に置き換わる可能性は否定できない。
- ・ 従業員の雇用を守ることは重要であるが、それは経営側と従業員を代表する組合が対等の立場で話し合うべきものであり、経営そのものに組合が強く関与することは両者の利害背反を招くことにもなりかねない。

(2) 発電設備への投資政策に関する問題

現在の政府の基本政策では、火力発電プロジェクトの実施は原則として BOT/BOO による民間投資に任せることが明確に示されている。しかし、今後の電力需要の伸びを賄うためには、毎年 300MW 級の火力発電所を建設し続けなければならない、これらの開発のすべてを IPP からの投資で賄うことは現実的な方策とは思えない。

翻って民間投資から見たスリランカでの電力投資リスクはまだかなり高い。そのため民間投資家の立場からは、BOT/BOO の枠組みでプロジェクトを進めるならば、政府の完全保証がつかない限り投資のリスクを取ることは出来ないと考えるべきである。

このような投資環境を考えると、民間投資だけに頼って火力発電設備の開発を進めることは不可能であり、現在の政府の政策は見直される必要がある。

3. 2. 2 CEB 財務

(1) CEB の経済財務分析

CEB の売り上げはここ 10 数年、極めて順調な伸びを示している。販売電力量 (kWh) が年率 7%~8% で増加するのに伴い、売り上げは料金引き上げの影響もあって、年率 15% という高い水準で増加を続けている。

これに対するコスト構造は大幅な変動を見せている。10 年前の 1994 年には売り上げのわずか 7% に過ぎなかった燃料コストが 2004 年には売り上げの 34% を占めるに至った。また、1996 年以降に発生した買電コストは急激な増加を見せ、2004 年には売り上げの 39% を占めるまでになっている。また、送配電コストも徐々に増加を示しているが、その伸び率は年 18% 程度であり、売り上げの増加より少し多い程度であることから、比較的しっかりとコスト管理が行われていることが伺える。さらに各種管理費はきわめて低い水準に抑えられており、適正なコスト管理が行われていることがわかる。減価償却は 10 年前に比べて約 3 倍の水準となっており、年率 10% の伸びである。本来であればこのコストは大幅な増加がみられるはずであるが、CEB による発電所建設が大規模に行われていないために、投資額も小さく、減価償却は小さい値となっている。

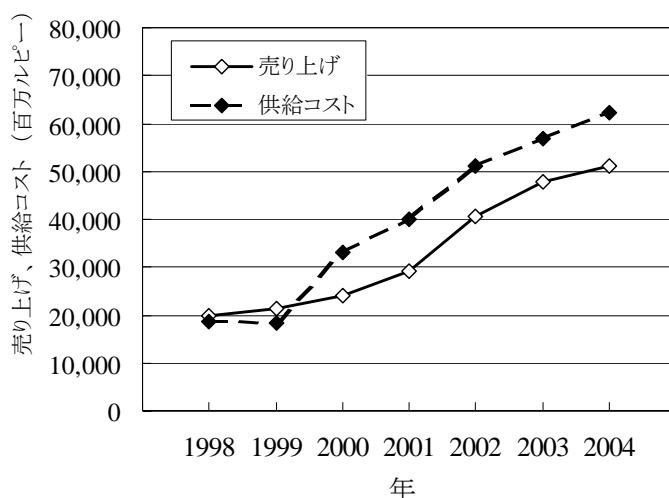


図 3.11 売り上げと供給コストの推移 (1998年～2004年)

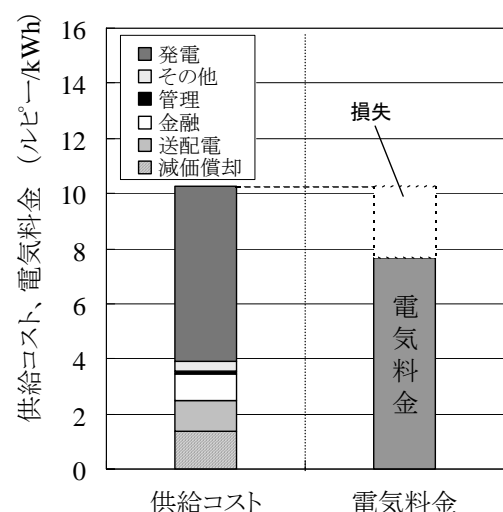


図 3.12 供給コストと電気料金 (2004年)

図 3.11 に示すように、電力供給コストは 2000 年以来一貫して料金収入を上回っており、恒常的な赤字が続いている状態となっている。2000 年以降、赤字額は少しずつ減少傾向をみせたものの、これは電気料金の引き上げによる影響であり、それですら赤字解消には至っていない。そればかりか、2004 年にはこれまでにない大幅な赤字を計上することとなった。

この主たる原因は発電コスト、特に燃料コストと買電コストの増加である。したがって CEB の財務改善にあたっては、この発電コストの問題をどのように解消するかが最大の課題であり、高価な買電への依存を減らすとともに安価な電力が得られるような電力構成とすることが CEB にとって急務となる。

以上のように、現在の CEB の財務は決して良い状態にあるとは言い難い。高い買電コストと燃料コストのために、発電コストだけで料金収入がほぼ消える構造となっており、2000 年以来 CEB は恒常的な赤字に直面している。また、料金引き上げに伴い売掛金が急増しており、現金収入が思うように増加していない。一方、その現金の不足を補うため、買掛金が大きく増加しており、各種の支払いを遅らせることで何とか帳尻を合わせている構造が見て取れる。

需要は堅調に推移しているものの、供給コストが料金を大きく上回る逆ざや構造となっているため、需要が伸びれば伸びるほど CEB は損失を計上することとなってしまふ。2005 年の電力需要は 2004 年に比べて高い水準で推移しており、このままでは財務状況がさらに悪化することとなってしまふ。すでに手持ち現金がマイナスの状態での数年間推移しており、破綻に近い状態といえる。

ただし重要な点として、CEB の財務上の問題は短期の資金需給であるということを理解する必要がある。現在の CEB の総資産に対する負債比率は 43%程度と低く、それ自体は決して問題ではない。諸外国においては、設備依存型の発電事業はより高い負債比率となるのが通常であり、総資産に対する負債比率 70%を超えることも珍しくない。特に CEB の長期負債は、総資産に対してきわめて低い水準となっており、長期負債であれば借り入れ余力はある。

現在の CEB における財務上の問題点は、むしろ短期的な負債にある。大規模な設備投資が行われないために長期負債は増えない一方で、経常収支の赤字分を補うために、資金需要のすべてを短期負債、それも特に買掛金の増大に頼っている。このため、短期負債と長期負債がほぼ同額という状態になっている。経常収支が黒字になり返済の見通しが確実となれば、長期融資を得て投資を行うことは十分可能となる。

3. 2. 3 長期投資計画

(1) 長期投資計画

マスタープランの実現にあたっては、発電設備およびそれに伴う送変電設備開発の面で非常に大規模の投資が継続的に必要となる。マスタープランにおける長期的な投資計画（ベースケース）を表 3.12 に示す。

表 3.12 長期投資計画

年	発電電力量 (GWh)	投資額 (億スリランカルピー)			
		発電	送変電	その他	計
2005	8,549	0	59	100	159
2006	9,105	0	76	100	176
2007	9,732	0	50	100	150
2008	10,464	0	30	100	130
2009	11,291	106	54	100	260
2010	12,168	122	82	100	304
2011	13,115	658	37	100	795
2012	14,125	329	48	100	477
2013	15,214	329	45	100	474
2014	16,390	329	29	100	457
2015	17,684	329	50	100	479
2016	19,068	329	76	100	505
2017	20,551	329	53	100	481
2018	22,140	329	44	100	473
2019	23,839	329	50	100	479
2020	25,653	372	68	100	539
2021	27,594	372	32	100	504
2022	29,676	414	21	100	535
2023	31,903	500	18	100	618
2024	34,287	435	9	100	544
2025	36,837	658	1	100	759
計		6,268	932	2,100	9,300

なお、発電設備および送変電設備の開発に必要な投資額は前述開発計画（ベースケース）に基づくものである。また、その他の部分の投資は、現状の投資水準より推測し、それが今後も続くものと想定している。

2005年から2025年までに電力セクター全体として必要となる投資は総額9,300億ルピーとなる。年額で見ると、今後十年以上にわたり平均で年間443億ルピー/4.4億ドルという高い水準となり、2012年以降だとほぼ年額500億ルピー程度となる。ほぼ毎年、300MW級の発電設備を継続的に建設する必要があり、送電設備もそれに合わせたため、この投資額はやむを得ない状況ではある。

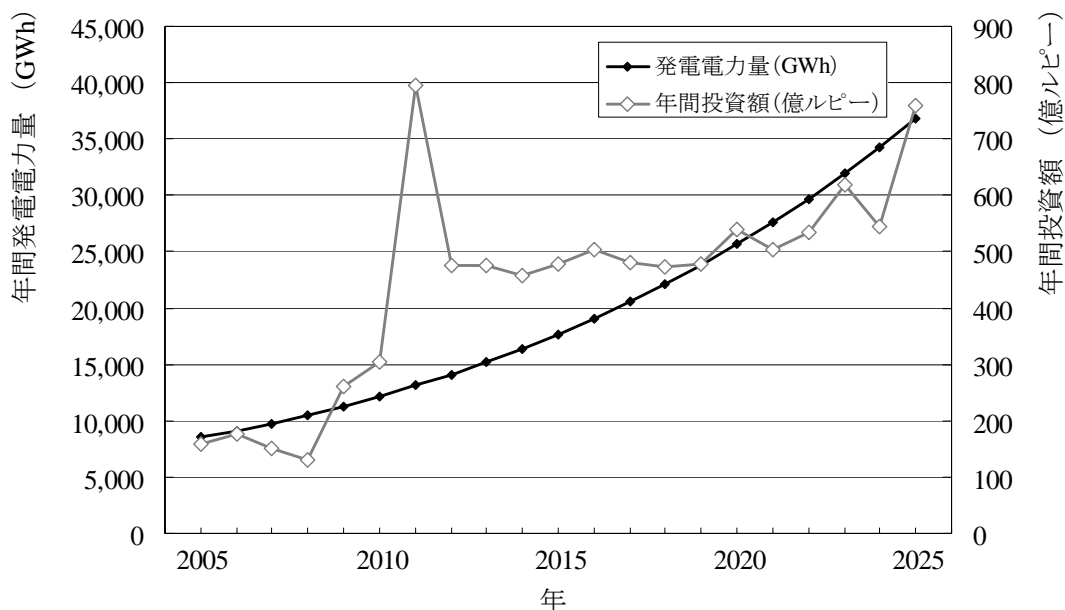


図 3.13 年間発電電力量と年間総投資額の推移

発電電力量との比較で、2011年に投資の急激なピークが見られるのは、この年に600MWの発電設備の建設が行われるためである。

現在のCEBの年間投資額は160億ルピー程度となっている。したがって、今後の投資需要は、現在のほぼ2.8倍となる。

この投資水準をだれが負担するかというのは、構造改革の進展と関わる大きな問題となってくる。たとえば発電設備についてはすべてIPPに負担させることにすれば、CEB（つまり公的な電力セクター）の投資は送電その他分のみで済む。この場合、CEBの投資は年額150～160億ルピー程度となり、現状とほとんど変わらない水準を維持できる。

しかしこの場合、そのIPPへの支払いが問題となる。現在すでに、IPPに対する支払いの負担はきわめて高いものとなっており、これが現在の電力供給コストを押し上げる大きな要因となっていることは既に述べたとおりである。特にベース供給力をこのようなIPP発電設備に大幅に頼ることは、その買電契約の中身にもよるが、安価なベース供給力を確保することで電力供給コストを下げるという狙いが実現できなくなる見込みが高い。

また同時に、既存のIPP業者に対するヒアリングより、300MWの石炭火力といった大規模な投資を負担するのは、独立事業者としてはリスクが高すぎるとの見解を得た。民間事業者のリスク許容度は一定ではないため、今後の環境変化次第ではそうした事業者が出てこないとも限らないが、当分は期待できそうにない。このため、ここで想定される発電設備がすべてIPPにより整備されるという想定は非現実的である。

したがって、最もコスト効率の高い大規模石炭火力を使うためには、公的な電力セクターが新規の発電設備の相当部分を負担することが現実的である。諸外国の構造改革を見ても、水力や一部のベース電源については公的電力セクターで保有し、それ以外の変動部分についてのみIPPに任せる例は見られる。

（2）電力開発計画に基づく将来の電力供給コストの予測

策定された電力開発計画をもとに、将来的な電力供給コストの予測を行った。また比較のため、大規模石炭火力電源が開発された場合と、これら設備が開発されずディーゼル発電設備が多く導入された場合について検討を行った²⁹。なお、融資条件の差などの影響を除くため、すべての投資は単年度で全額コストへ転嫁されるものと仮定した。また、IPPなどの利益上乗せ分については考慮していない。

²⁹ 低速ディーゼル発電ユニット開発ケース

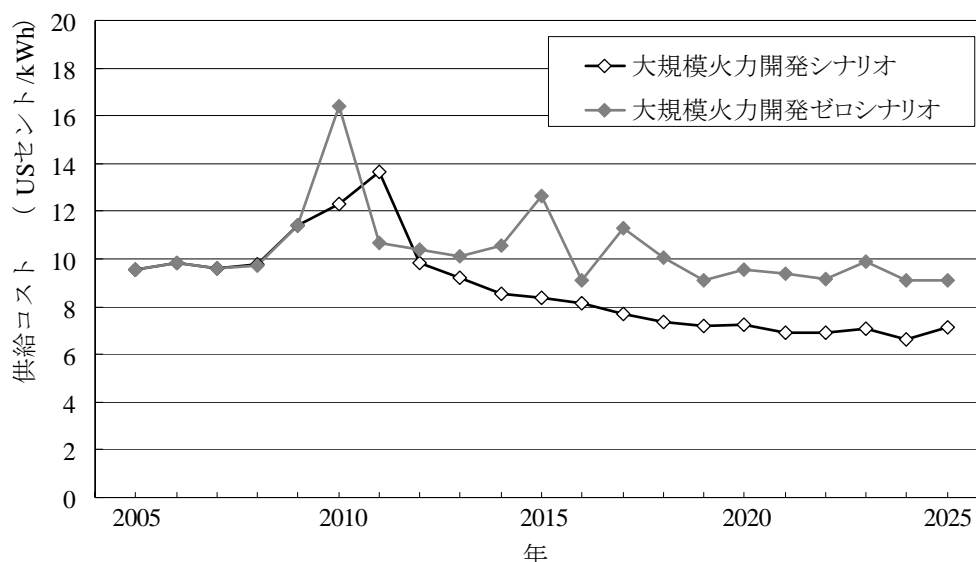


図 3.14 電力供給コスト予測結果

大規模石炭火力電源が開発された場合、その開発当初年の供給コストが急激に増加する。しかしながら、廉価な電力の供給が行われることでその後は急速に供給コストが下がることとなる。

この供給コストに対し電気料金のみによって収支を均衡させるとした場合、策定された電源開発計画に従い、300MW級の大型石炭火力をほぼ毎年連続して建設できれば、極めて妥当な水準まで電気料金を下げることが可能となる。また、この電気料金に構造改革後のCEBおよび各種発電企業の利益分を上乗せしたとしても、他アジア諸国とまったく遜色ない電力料金水準となる。

一方、大規模火力電源が開発されず、小規模ディーゼル発電設備が多く開発された場合、今後数年の料金上昇は同じであるが、その後も大幅に電気料金が低下することではなく、比較的大きな投資がある年ではむしろ、現在よりも高い電気料金となる。

すでに現状の料金水準でかなり不満が出ていることを考慮すると、この水準が長期的に変わらないという状態が国民の理解が得られるとは考えにくい。さらに関係者の多くは高い電力コストがスリランカにおける産業の競争力や投資誘致に与える影響についても懸念しており、多くの小規模なディーゼル発電設備から構成される電力系統のもとでは、その懸念を払拭することは不可能であることがわかる。

また、大規模火力電源開発の場合には、比較的可利な条件での公的な開発援助を導入し、投資コストを長期にわたって均等化することが可能となる。ある大型マルチドナーの典型的な融資条件が初期の数年分の案件に適用されたと想定した場合、投資コストは20年にわたってならされ、金利も極めて低い水準であり、さらに据え置き期間の影響もあって、大規模石炭火力電源の運転開始後の電力料金は大幅に低下することとなる（巻末付属資料12参照）。ただし、現在のCEBの財務状況ではこのような大型の融資を次々と受けることは困難であると思われ、この実現のためには、構造改革に伴う分社化などの措置を通じた対応が必要となる。

ディーゼル発電設備を中心とした開発の場合でも、融資の利用によって投資を均等化すれば、供給コストはある程度低下することが予想される。しかしながら、大規模火力電源開発の場合のような有利な条件を持った長期の公的な融資は考えにくい。したがって、単価の下落効果も限定的なものとなるであろう。

3. 2. 4 電気料金

料金は長期的には供給コストによって決まってくる。供給コストよりも料金が低く、また補助金等の追加の収入がない場合には、その差額は借り入れによって補うしかなく、これを長期的に維持することは不可能である。

財務分析結果が示すように、2000年以降コストと収入との乖離（赤字）は拡大してきたものの、送電および配電コストは、売上げの増加より少し多い程度の増加であり、コスト管理という面でのCEBの自助努力は認められる。他方、赤字を増大させた最大の原因は緊急ディーゼル電源からの買電価格の上昇であり、とりわけ近年の著しい石油燃料の価格上昇が大きな要因となっている。

結果として現在の料金水準は供給コストをはるかに下回るものとなっている。このため、CEBの負債は増大している。

前述したとおり、この負債は短期負債である。大規模な設備投資が行われなかったために長期負債は増えない一方で、経常収支の赤字分を補うために、資金需要のすべてを短期負債、それも特に買掛金の増大に頼っている。このため、短期負債と長期負債がほぼ同額という状態になっている。

経常収支が黒字になり返済の見通しが確実となれば、大規模投資用の長期債務については借り入れ余力があるといえる。

したがって料金を考えるにあたっては、損益計算書上の利益が目に見えるものとなり、将来的な収益性と融資可能性が明らかになる必要がある。このために料金について以下の方策が求められる。

- ・ 短期的な25%程度の料金引き上げ（おおむね2012年頃まで）
- ・ 将来的に、大規模石炭火力発電所の建設とあわせた料金引き下げの約束
- ・ 燃料コスト、IPP買電コストのパススルー条項の導入

短期的な料金引き上げにより、現行の赤字体質は改善される。国民の理解を得るため、将来的な料金引き下げ方針を明示しておくことが望ましい。将来的な引き下げを大型火力発電所の建設と連動させることで、発電所建設への理解を得ることもある程度容易になると考えられる。

また、近年の原油価格高騰に伴う燃料コストと買電コストの上昇については、CEBの力の及ばない部分であり、その変動についてCEBが損失をかぶるのは望ましい状況とはいえない。さらにこれは、近年みられたような予想外の損失にもつながってしまう。これについては、料金にこうした原価のパススルー制を含んだ調整式を設けることで避けることができる。なお、現状の高い原油価格は、中長期的には低下が見込まれるため、この公式を導入することで短期的にはむしろ料金が下がる可能性のほうが高い。燃料価格が下がった時を見計らい、燃料コスト低下を迅速に反映させるための措置として導入することで、導入時の反発は避けやすくなると考えられる。

また、現在の電力料金設定は、基本料金および従量制の組み合わせとなっているが、現在の電力不足の状況では、できる限り力率を高め、有効電力を増やすことが非常に重要である。料金設定においても、これを実現するような方策を含めることが可能である。日本の例では、力率85パーセントを基準としてそれを上回るか下回るかで、基本料金の割引および割り増しを行っており、顧客による力率改善のためのコンデンサ設置を促している。スリランカにおいても料金設定にこのような方策を加味することで、電力の更なる有効利用が図れるものと考えられる。

4 今後の電力セクター発展への提言

電力開発計画に関する提言

・ Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトの早期実施

CEB が開発を見込んでいる Kerawalapitiya コンバインドサイクルプロジェクトは至近年における電力供給の重要な鍵を握る。仮にプロジェクトが実施されない、または遅延するようなこととなれば近い将来における需給状況は危機的なものとなるため、開発工程を考慮すると、2009年月中旬の運転開始のためには、2006年当初までに資金調達の見通しを立てなければならない。

・ 進行中の大規模石炭火力発電プロジェクトの早急かつ確実な実施

将来における電力系統の経済的な運用を実現するためには、大規模石炭火力発電設備の開発が必要不可欠である。過去より開発にあたっての立地問題や環境問題に関する反対運動が行われてきた経緯もあり、現在進行中の Norochcholai 石炭火力プロジェクトの成否がスリランカにおける今後の大規模石炭火力開発に与える影響は大きく、このプロジェクトを早急かつ確実に実施するべきである。

・ 大規模石炭火力開発地点の新規発掘とプライオリティ評価

将来開発が求められる大規模石炭火力発電設備容量に対し、信頼性のある調査が実施されている開発候補地点の数が圧倒的に少ないことが問題である。開発地点の選択肢を広げ、より経済的な地点での開発を行うためにも、スリランカ全土にわたる開発候補地点の発掘調査を早期に実施し、既存調査地点を含め候補地点の開発プライオリティ評価を行うべきである。

・ 石炭火力電源開発後におけるエネルギー源多様化の重要性

将来における電源構成は石炭火力電源に強く依存したものとなる。そのため、エネルギーセキュリティの観点から、国内資源である水力および再生可能エネルギーを利用した発電設備の開発を行う必要性は高く、今後とも開発のための取り組みを継続していくべきである。

新たな燃料オプションの一つである天然ガスの導入は、エネルギー資源の多様化や負荷追従性の高いコンバインドサイクル発電設備の開発を促進するなど、メリットは多く、将来において廉価な供給が可能となれば、石炭火力導入後のエネルギー源として有望なものとなる。

・ 基幹系統の拡充の重要性

2025年までの送変電開発においては、需要密集地であるコロンボ周辺における 220kV 第二外輪基幹送電線や、大規模火力発電設備からの 220kV 送変電設備の開発など、基幹系統の拡充に重点を置くべきである。

・ 北部地域の系統連系の必要性

経済的な電力設備の拡充および電力供給信頼度の両面から、北部地域は基幹系統と連系されるべきである。そのため、進行中の送電線再構築プロジェクトが予定どおり実施されることが望まれる。

電力組織および制度に関する提言

・電力セクター構造改革の完成

今後の発電部門への投資促進および電力産業全体の効率化のために電力セクターの抜本的改革は必要不可欠であり、そのために政府は CEB 分割の詳細な姿とその行程を提示し、進行が止まっている構造改革を早急に完成させなければならない。

・CEB 累積債務の処理方法の明確化

分割後の CEB と分割子会社が自立かつ安定的な事業を行うためには、負債処理のための組織を設立するなど、分割される会社から累積債務を切り離すことが必要である。

今後の課題はその負債の返済または償却の方法を明確にすることであり、負債処理のための財源の決定や財源確保の方法、返済方法といった具体的な検討が行われなければならない。

・CEB と分割子会社間の経営独立性の確保

新しい産業構造のもとで分割子会社の持株組織となる CEB は、改革後の電力取引の公正さおよび各分割会社の経営の独立性を確保するために、子会社が策定する電力開発計画などの事業計画策定に直接関与すべきではない。

・火力発電プロジェクトに対する政策の変更

今後の需要の伸びを賄うために必要となる火力発電設備の建設を民間資金だけに依存することは、現時点のスリランカの投資環境から見て現実的ではない。火力発電プロジェクトについては現在の電力政策を変更し、公共と民間の協力に基づいた PPP³⁰の仕組みを用いるべきである。

・公的資金により開発される発電所の別会社化

公的資金により今後開発される発電所を CEB 子会社を含めることは市場において特定の発電子会社を優遇・拡大化させ、市場を歪めることになりかねない。そのため、これら公的資金により開発される発電所は、CEB 子会社とは独立した別組織とすべきである。

・政府の役割の明確化（政策立案と規制の完全分離）

構造改革後の電力セクターにおける規制権限は MPE から PUC にすべて移管されるため、このような状況下では MPE は政策官庁としての役割を果たすべきである。

また、今現在の段階で CEB の財務問題を解決するためには早急な電力料金の改定が必要であり、今の段階から PUC はその見直し作業に関与すべきである。

・料金体系への自動調整項目の導入

燃料価格、為替レートの変動、そして発電会社とシングルバイヤーとの間で結ぶ買電契約に基づいた買電価格の変動について自動調整項目を導入し、速やかに最終消費者に価格転嫁する電気料金体系に改訂すべきである。また、この改訂にあたっては構造改革の完成以前の段階であっても、その作業の透明性を担保するために PUC によるチェックがなされるべきである。

³⁰ Public and Private Partnership

付 属 資 料

国レベル電力需要想定に用いた各シナリオの推定値

経済成長率シナリオ（国レベルアプローチ）

年	低成長シナリオ	基本成長シナリオ	高成長シナリオ
2004	5.4 %	5.4 %	5.4 %
2005	4.3 %	5.3 %	6.3 %
2006	5.0 %	6.0 %	7.0 %
2007	5.5 %	6.5 %	7.5 %
2008	6.0 %	7.0 %	8.0 %
2009-2029	6.0 %	7.0 %	8.0 %

出典：スリランカ中央銀行年次報告書 2004 および調査団
注：Post-tsunami シナリオ。2004 年は実績値。

人口増加率シナリオ（国レベルアプローチ）

年	低成長シナリオ	基本成長シナリオ	高成長シナリオ
2005-2006	0.57 %	0.99 %	1.16 %
2007-2011	0.44 %	0.88 %	1.04 %
2012-2016	0.25 %	0.77 %	0.94 %
2017-2021	0.14 %	0.58 %	0.83 %
2022-2026	0.00 %	0.42 %	0.73 %
2027-2029	-0.16 %	0.29 %	0.63 %

出典：人口統計局

北部州の電力需要回復シナリオ

年	電力需要 (GWh)	追加電力需要 (GWh)
2004	98.5	-
2005	123.9	25.4
2006	149.3	25.4
2007	174.7	25.4

出典：CEB
注：2004 年は実績値。

系統損失シナリオ

年	系統損失	年	系統損失	年	系統損失
2004	17.11%	2008	15.79%	2012	14.56%
2005	16.77%	2009	15.47%	2013	14.27%
2006	16.44%	2010	15.16%	2014-2029	14.10%
2007	16.11%	2011	14.86%		

出典：調査団
注：2004 年は実績値。

州レベル電力需要想定に用いた基礎データ

CE：中部州、EA：東部州、NO：北部州、NC：北中部州、NW：北西部州、SA：サバラガムワ州、SO：南部州、UV：ウバ州、WN：西部州（北）、WS：西部州（南）、CC：コロombo市

州レベル別販売電力量実績（GWh）

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	計
1990	54	59	271	159	68	491	579	537	175	70	143	2,608
1991	51	0	274	181	84	533	607	571	191	73	176	2,742
1992	58	3	289	213	127	589	631	552	204	71	179	2,916
1993	69	5	314	246	150	662	688	602	240	83	211	3,270
1994	89	6	326	265	145	751	782	627	262	86	227	3,565
1995	89	7	356	289	159	831	872	685	286	90	250	3,915
1996	87	8	326	282	116	734	837	598	286	85	229	3,588
1997	102	11	365	328	140	837	954	679	323	96	204	4,039
1998	116	14	393	378	166	953	1,055	739	376	106	225	4,521
1999	124	42	417	389	173	999	1,134	779	400	124	229	4,809
2000	141	46	469	439	173	1,113	1,239	786	459	136	257	5,258
2001	148	58	474	481	161	1,081	1,243	723	466	131	271	5,236
2002	156	61	487	495	199	1,140	1,308	780	470	128	278	5,502
2003	174	81	535	552	240	1,328	1,465	876	516	145	295	6,209
2004	194	99	560	587	241	1,421	1,594	934	571	152	314	6,667

出典：CEB Sales and Generation Data Book

注：自家発による電力量は含まず。

州レベル別人口（1,000人）

年	NC	No	Ce	NW	Ea	WN	WS	CC	So	Uv	Sa	計
1990	1,027	1,303	2,200	2,013	1,204	1,525	940	1,950	2,223	1,057	1,679	17,120
1991	1,044	1,316	2,217	2,039	1,225	1,538	949	1,980	2,254	1,071	1,696	17,326
1992	1,062	1,329	2,223	2,066	1,247	1,549	957	2,010	2,284	1,079	1,709	17,512
1993	1,078	1,350	2,247	2,093	1,270	1,562	965	2,044	2,315	1,094	1,727	17,742
1994	1,095	1,371	2,279	2,121	1,294	1,575	974	2,079	2,346	1,112	1,745	17,989
1995	1,110	1,388	2,306	2,147	1,317	1,589	984	2,112	2,375	1,129	1,761	18,214
1996	1,123	1,404	2,334	2,171	1,341	1,602	993	2,146	2,402	1,145	1,776	18,434
1997	1,137	1,418	2,368	2,194	1,367	1,615	1,003	2,182	2,428	1,162	1,793	18,663
1998	1,151	1,432	2,411	2,216	1,392	1,629	1,013	2,217	2,455	1,182	1,813	18,909
1999	1,166	1,451	2,473	2,240	1,416	1,646	1,025	2,254	2,485	1,210	1,839	19,201
2000	1,140	1,252	2,461	2,205	1,421	1,861	1,046	2,254	2,389	1,198	1,821	19,046
2001	1,112	1,068	2,429	2,166	1,446	2,072	1,065	2,250	2,288	1,180	1,796	18,870
2002	1,125	1,100	2,459	2,185	1,497	2,083	1,073	2,286	2,312	1,197	1,815	19,130
2003	1,139	1,114	2,490	2,205	1,529	2,094	1,081	2,324	2,335	1,215	1,833	19,357
2004	1,155	1,134	2,530	2,228	1,557	2,107	1,091	2,370	2,363	1,236	1,851	19,621

出典：スリランカ中央銀行Annual Report

州レベル別負荷率（2005年～2025年）

NC	No	Ce	NW	Ea	WN	WS	CC	So	Uv	Sa
29.46%	44.12%	43.91%	43.51%	42.18%	66.36%	56.30%	80.00%	56.33%	61.48%	44.38%

州レベル電力需要想定に用いた各シナリオの推定値

CE：中部州、EA：東部州、NO：北部州、NC：北中部州、NW：北西部州、SA：サバラガムワ州、SO：南部州、WE：西部州（西部州（北）、西部州（南）、コロンボ市）、UV：ウバ州、WN：西部州（北）、WS：西部州（南）、CC：コロンボ市

経済成長率シナリオ（州レベルアプローチ）

年	WE	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO
2004	6.07%	5.88%	3.42%	4.65%	4.04%	5.17%	4.08%	4.79%	5.02%
2005	6.00%	5.82%	3.38%	4.60%	3.99%	5.11%	4.04%	4.74%	4.97%
2006	6.79%	6.59%	3.82%	5.21%	4.52%	5.79%	4.57%	5.37%	5.62%
2007	7.36%	7.13%	4.14%	5.64%	4.90%	6.27%	4.95%	5.81%	6.09%
2008	7.93%	7.68%	4.46%	6.08%	5.27%	6.75%	5.33%	6.26%	6.56%
2009-2029	7.93%	7.68%	4.46%	6.08%	5.27%	6.75%	5.33%	6.26%	6.56%

注：2004年は実績値

人口増加率シナリオ（州レベルアプローチ）

年	WN	WS	CC	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO
2005-2006	0.48%	0.74%	1.61%	0.95%	0.82%	1.29%	1.41%	1.45%	0.82%	1.15%	1.45%
2007-2011	0.43%	0.66%	1.43%	0.84%	0.73%	1.15%	1.25%	1.29%	0.73%	1.02%	1.29%
2012-2016	0.37%	0.58%	1.25%	0.74%	0.64%	1.01%	1.10%	1.13%	0.64%	0.89%	1.12%
2017-2021	0.28%	0.43%	0.94%	0.55%	0.48%	0.75%	0.82%	0.84%	0.48%	0.67%	0.84%
2022-2026	0.20%	0.31%	0.68%	0.40%	0.35%	0.55%	0.59%	0.61%	0.35%	0.48%	0.61%
2027-2029	0.14%	0.22%	0.47%	0.28%	0.24%	0.38%	0.42%	0.43%	0.24%	0.34%	0.43%

負荷率シナリオ（州レベルアプローチ）

年	WN	WS	CC 夜間	SO	SA	CE	UV	EA	NW	NC	NO	CC 昼間
1996	54.4%	58.6%	70.5%	48.0%	38.9%	41.8%	85.5%	62.0%	39.7%	23.7%	—	—
1997	63.3%	54.9%	83.5%	56.2%	36.8%	43.3%	61.7%	42.5%	42.4%	28.1%	—	—
1998	67.5%	54.2%	75.7%	59.8%	41.5%	44.3%	64.5%	52.4%	44.4%	32.4%	—	61.2%
1999	68.3%	55.4%	79.9%	51.7%	38.5%	41.8%	60.1%	39.7%	41.2%	28.1%	57.3%	66.6%
2000	71.1%	57.0%	85.1%	55.4%	42.7%	37.8%	60.8%	34.4%	39.8%	27.5%	—	61.2%
2001	64.7%	53.8%	81.9%	50.3%	34.7%	41.4%	56.7%	34.2%	43.4%	27.0%	69.0%	52.5%
2002	65.9%	58.7%	78.6%	58.8%	53.8%	46.5%	59.2%	36.6%	42.0%	27.0%	26.2%	55.2%
2003	72.2%	55.4%	82.9%	62.5%	46.5%	48.5%	54.6%	43.8%	49.3%	32.5%	32.5%	61.0%
2004	69.8%	58.8%	82.0%	64.4%	66.1%	49.7%	50.3%	33.9%	49.4%	39.0%	35.5%	58.7%
平	66.4%	56.3%	80.0%	56.3%	44.4%	43.9%	61.5%	42.2%	43.5%	29.5%	44.1%	59.5%

注：コロンボ市（夜）の負荷率は、最大電力発生時の電力需要と年間発電電力量より算出した参考値。

電源開発計画に用いた既設発電設備

種 別	所有者	水系・発電所名		定格出力 (MW)	最大出力 (計画値) (MW)
水力発電 設備	CEB	Laxapana水系	Canyon	60.0 MW (2ユニット×30.0MW)	60.0 MW (2ユニット×30.0MW)
			Wimalasurendra	50.0 MW (2ユニット×25.0MW)	50.0 MW (2ユニット×25.0MW)
			Old Laxapana	50.0 MW (3ユニット×8.33MW+2ユニット×12.5MW)	50.0 MW (3ユニット×8.33MW+2ユニット×12.5MW)
			New Laxapana	100.0 MW (2ユニット×50.0MW)	100.0 MW (2ユニット×50.0MW)
			Polpitiya	75.0 MW (2ユニット×37.5MW)	75.0 MW (2ユニット×37.5MW)
		Mahaweli水系	Victoria	210.0 MW (3ユニット×70.0MW)	210.0 MW (3ユニット×70.0MW)
			Kotmale	201.0 MW (3ユニット×67.0MW)	201.0 MW (3ユニット×67.0MW)
			Randenigala	122.0 MW (2ユニット×61.0MW)	122.0 MW (2ユニット×61.0MW)
			Ukuwela	38.0 MW (2ユニット×19.0MW)	38.0 MW (2ユニット×19.0MW)
			Bowatenna	40.0 MW (1ユニット×40.0MW)	40.0 MW (1ユニット×40.0MW)
			Rantambe	49.0 MW (2ユニット×24.5MW)	49.0 MW (2ユニット×24.5MW)
		その他水系	Samanalawewa	120.0 MW (2ユニット×60.0MW)	120.0 MW (2ユニット×60.0MW)
			Kukule	70.0 MW (2ユニット×35.0MW)	70.0 MW (2ユニット×35.0MW)
		小 計			
火力発電 設備	CEB	Sapugasukanda Diesel	80.0 MW (4ユニット×20.0MW)	72.0 MW (4ユニット×18.0MW)	
		Sapugasukanda Diesel (Extension)	80.0 MW (8ユニット×10.0MW)	72.0 MW (8ユニット×9.0MW)	
		Kelanitissa Gas Turbine (Old)	120.0 MW (6ユニット×20.0MW)	68.0 MW (4ユニット×17.0MW)	
		Kelanitissa Diesel (New)	115.0 MW (1ユニット×115.0MW)	115.0 MW (1ユニット×115.0MW)	
		Kelanitissa Combined Cycle	165.0 MW (1ユニット×165.0MW)	165.0 MW (1ユニット×165.0MW)	
	IPP	IPP Lakdhanavi Limited	22.5 MW (4ユニット×5.63MW)	22.5 MW (4ユニット×5.63MW)	
		IPP Asia Power Limited	51.0 MW (8ユニット×6.375MW)	49.0 MW (8ユニット×6.125MW)	
		IPP Colombo Power (Private) Limited	62.7 MW (4ユニット×15.681MW)	60.0 MW (4ユニット×15.0MW)	
		IPP ACE Power Horana	24.8 MW (4ユニット×6.2MW)	20.0 MW (4ユニット×5.0MW)	
		IPP ACE Power Matara	24.8 MW (4ユニット×6.2MW)	20.0 MW (4ユニット×5.0MW)	
		IPP Heladhanavi (Private) Limited	100.0 MW (6ユニット×6.66MW)	100.0 MW (6ユニット×6.66MW)	
		IPP ACE Power Embilipitiya Limited	100.0 MW (14ユニット×7.14MW)	100.0 MW (14ユニット×7.14MW)	
		IPP AES Kelanitissa (Private) Limited	163.0 MW (1ユニット×163.0MW)	163.0 MW (1ユニット×163.0MW)	
	小 計				1,108.8 MW
合 計				2,293.8 MW	2,211.5 MW

州レベル電力需要想定結果

CE：中部州、EA：東部州、NO：北部州、NC：北中部州、NW：北西部州、SA：サバラガムワ州、SO：南部州、WE：西部州（西部州（北）、西部州（南）、コロンボ市）、UV：ウバ州、WN：西部州（北）、WS：西部州（南）、CC：コロンボ市

販売電力量想定結果（州レベル）

（単位：GWh）

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計
2004	194	99	560	587	241	1,421	1,594	934	571	152	314	6,667
2005	204	121	599	652	249	1,508	1,682	961	635	166	337	7,113
2006	222	125	639	710	264	1,618	1,805	1,003	691	178	359	7,614
2007	242	132	682	776	281	1,747	1,950	1,053	754	190	384	8,191
2008	264	139	730	848	298	1,892	2,111	1,110	823	203	411	8,827
2009	288	147	783	928	318	2,057	2,296	1,173	899	218	441	9,548
2010	315	155	841	1,013	340	2,236	2,496	1,240	982	235	474	10,327
2011	343	164	903	1,105	364	2,429	2,714	1,311	1,071	253	510	11,166
2012	374	173	970	1,204	390	2,639	2,949	1,386	1,167	272	548	12,070
2013	407	183	1,042	1,310	417	2,864	3,203	1,464	1,269	292	589	13,040
2014	442	193	1,119	1,422	447	3,108	3,476	1,546	1,379	314	633	14,079
2015	479	204	1,201	1,543	479	3,369	3,769	1,633	1,496	338	680	15,190
2016	519	216	1,288	1,671	513	3,650	4,084	1,723	1,621	363	730	16,378
2017	562	229	1,381	1,808	550	3,954	4,425	1,818	1,755	390	783	17,654
2018	608	242	1,480	1,953	589	4,282	4,792	1,918	1,897	418	840	19,019
2019	656	256	1,585	2,109	630	4,635	5,187	2,023	2,049	449	900	20,480
2020	708	271	1,697	2,274	675	5,015	5,612	2,134	2,211	481	964	22,040
2021	763	287	1,815	2,450	722	5,423	6,068	2,249	2,383	515	1,032	23,708
2022	822	304	1,941	2,638	772	5,864	6,563	2,371	2,566	552	1,105	25,497
2023	884	321	2,075	2,837	826	6,340	7,095	2,500	2,761	590	1,182	27,412
2024	951	340	2,217	3,050	882	6,852	7,668	2,635	2,969	631	1,263	29,459
2025	1,022	361	2,367	3,276	943	7,403	8,284	2,776	3,191	675	1,350	31,648
2026	1,097	382	2,526	3,516	1,007	7,997	8,947	2,925	3,426	721	1,441	33,987
2027	1,178	405	2,696	3,773	1,076	8,637	9,664	3,082	3,677	770	1,539	36,496
2028	1,263	429	2,875	4,045	1,148	9,328	10,436	3,247	3,944	822	1,642	39,180
2029	1,354	455	3,065	4,335	1,226	10,071	11,268	3,421	4,228	878	1,751	42,052
年平均	8.21%	5.69%	7.04%	8.21%	6.87%	8.23%	8.25%	5.43%	8.22%	7.17%	7.11%	7.69%

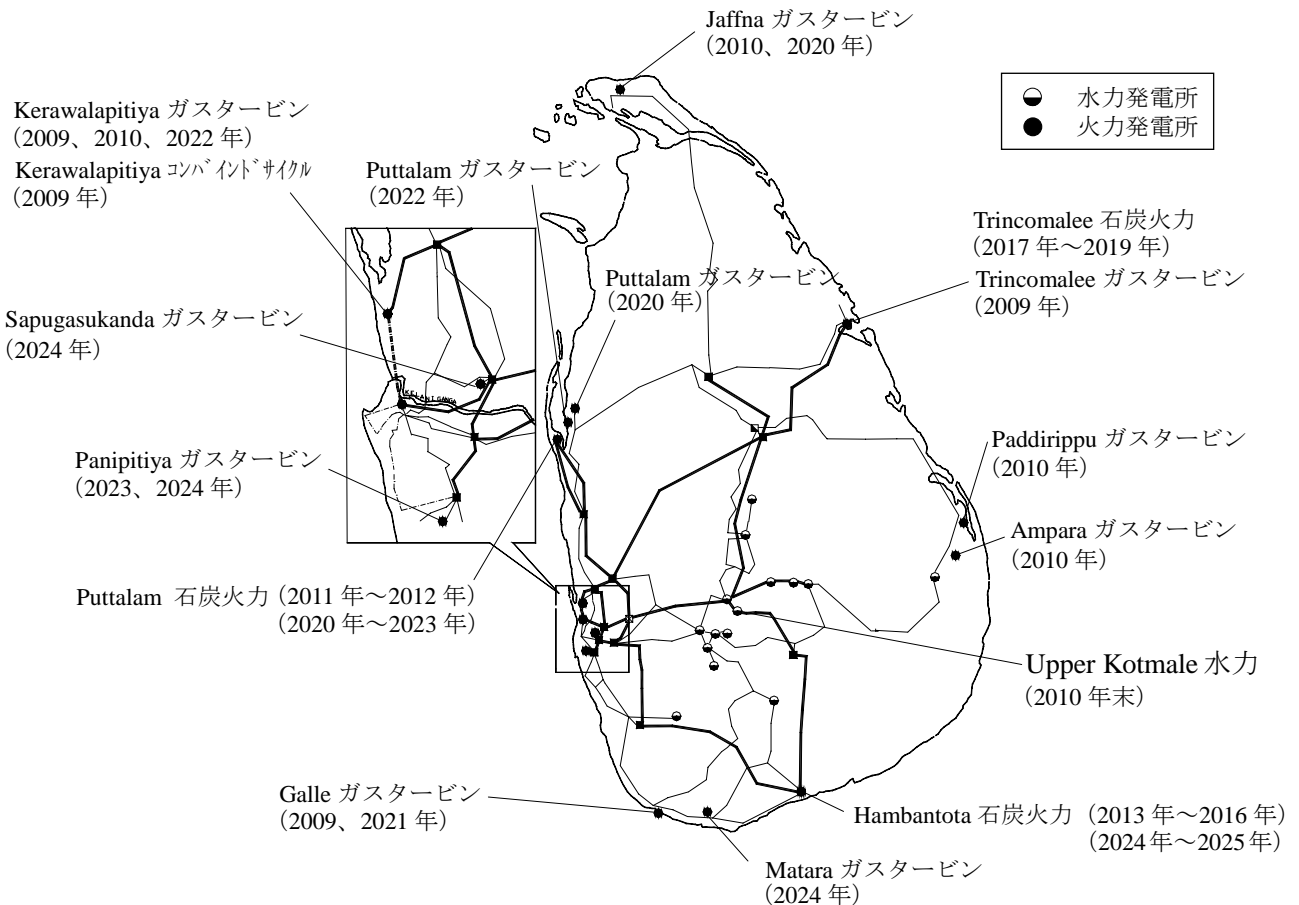
最大電力想定結果（州レベル）

（単位：MW）

年	NC	NO	CE	NW	EA	WN	WS	CC	SO	UV	SA	合計	CC-Day
2004	68	38	155	164	98	280	374	157	122	41	65	1,563	219
2005	94	37	185	203	80	308	405	163	153	37	103	1,768	219
2006	101	38	196	220	84	329	432	169	165	39	109	1,884	227
2007	110	40	209	239	89	353	465	177	180	41	116	2,019	238
2008	120	42	222	260	94	381	501	185	195	44	124	2,168	249
2009	130	44	237	283	100	412	542	195	212	47	132	2,336	262
2010	141	46	253	308	107	446	587	205	231	51	141	2,517	276
2011	154	49	271	335	114	483	635	216	251	54	151	2,712	291
2012	167	51	290	363	121	522	688	227	272	58	162	2,921	306
2013	180	54	310	394	129	564	744	239	295	62	174	3,146	322
2014	196	57	332	426	138	611	805	252	319	67	186	3,389	339
2015	212	60	356	462	148	662	873	266	346	72	200	3,657	358
2016	230	64	382	500	159	717	945	281	375	77	214	3,943	377
2017	248	67	410	541	170	776	1,024	296	406	83	230	4,250	398
2018	269	71	439	584	182	840	1,108	312	438	89	246	4,579	420
2019	290	75	470	631	195	909	1,199	329	473	95	264	4,931	443
2020	313	80	503	680	208	983	1,297	347	511	102	283	5,306	467
2021	337	84	538	733	223	1,063	1,402	366	550	109	303	5,708	492
2022	363	89	575	789	238	1,150	1,516	386	593	117	324	6,138	519
2023	390	95	615	848	255	1,243	1,639	406	638	125	346	6,599	547
2024	420	100	657	912	272	1,343	1,771	428	686	134	370	7,092	576
2025	451	106	701	979	291	1,451	1,914	451	737	143	395	7,619	607
2026	484	113	748	1,051	311	1,567	2,067	476	791	153	422	8,182	640
2027	520	119	798	1,128	332	1,693	2,232	501	849	163	451	8,786	674
2028	558	126	852	1,209	354	1,828	2,411	528	911	174	481	9,433	710
2029	598	134	908	1,296	378	1,974	2,603	556	976	186	513	10,124	748
年平均	8.02%	5.50%	6.85%	8.03%	6.68%	8.05%	8.06%	5.25%	8.04%	6.99%	6.92%	7.54%	5.25%

2025年までの地域別需給バランス

エリア	項目	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
西南エリア	最大需要 (MW)	1,232	1,316	1,414	1,522	1,645	1,777	1,919	2,072	2,236	2,414	2,609	2,818	3,042	3,283	3,542	3,818	4,114	4,432	4,774	5,140	5,532	
	供給設備容量 (MW)	1,160	1,160	1,160	1,360	1,670	1,695	2,295	2,570	2,743	3,043	3,038	3,338	3,338	3,172	3,172	3,577	3,982	4,492	4,922	5,479	6,079	
	既設設備 (MW)	1,160	1,160	1,160	1,160	1,160	1,080	1,080	1,055	928	928	623	623	623	457	457	457	457	457	377	214	214	
	開発固定設備 (MW)	0	0	0	200	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	
	開発候補設備 (MW)	0	0	0	0	210	315	915	1,215	1,515	1,815	2,115	2,415	2,415	2,415	2,415	2,820	3,225	3,735	4,245	4,965	5,565	
	石炭火力 (MW)							600	300								300	300	300	300			600
	コンバインドサイクル火力 (MW)										300	300	300	300									
	ガスタービン (MW)					105	105													105			
	ガスタービン (MW)																					210	
	ガスタービン (MW)						105												105				
	ガスタービン (MW)																				210	105	
	ガスタービン (MW)																105		105				
	ガスタービン (MW)																						105
	水力 (MW)																						
	余剰設備率 (%)		-6	-12	-18	-11	2	-5	20	24	23	26	16	18	10	-3	-10	-6	-3	1	3	7	10
北中東エリア	最大需要 (MW)	535	569	606	646	691	740	793	849	910	976	1,048	1,125	1,208	1,295	1,389	1,488	1,594	1,706	1,826	1,953	2,088	
	供給設備容量 (MW)	787	787	787	787	822	1,007	1,157	1,157	1,157	1,157	1,157	1,157	1,457	1,757	2,057	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092	2,092	
	既設設備 (MW)	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	787	
	開発固定設備 (MW)	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
	開発候補設備 (MW)	0	0	0	0	35	220	220	220	220	220	220	220	220	520	820	1,120	1,155	1,155	1,155	1,155	1,155	1,155
	石炭火力 (MW)															300	300	300					
	ガスタービン (MW)					35																	
	ガスタービン (MW)						75																
	ガスタービン (MW)							75															
	ガスタービン (MW)								35									35					
	水力 (MW)																						
	余剰設備率 (%)		47	38	30	22	19	36	46	36	27	19	10	3	21	36	48	41	31	23	15	7	0



電源開発計画 感度分析結果 (燃料価格)

電源開発計画 (原油価格 60US ドル/バレル相当)

略号 ST: スチームタービン、GT: ガスタービン、CCGT: コンバインドサイクル、DS: ディーゼル (単位: MW)

年	最大電力 (MW)	火力									水力					
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	石炭 300MW 燃き	Oil 35MW 燃き	Oil 75MW 燃き	Oil 105MW 燃き	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				70	75	105	300								
2010	2,517					150	105									
2011	2,712			600							150					
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300												
2015	3,657			600												
2016	3,943															
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300			105									
2021	5,708			600												
2022	6,138			300												
2023	6,599			300			315									
2024	6,599			600			105									
2025	7,092			300	35		210									
開発ユニット数		0	0	18	3	3	9	2	0	0	0	1	0	0	0	0
		計: 36 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	5,400	105	225	945	300	0	0	0	150	0	0	0	0
		計: 7,125 MW														

電源開発計画 (原油価格 80US ドル/バレル相当)

略号 ST: スチームタービン、GT: ガスタービン、CCGT: コンバインドサイクル、DS: ディーゼル (単位: MW)

年	最大電力 (MW)	火力									水力					
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	石炭 300MW 燃き	Oil 35MW 燃き	Oil 75MW 燃き	Oil 105MW 燃き	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW 燃き	Oil 300MW 燃き	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				105	150		300								
2010	2,517					150	105									
2011	2,712			600							150	35				
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300									49			
2015	3,657			600												
2016	3,943															
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300												
2021	5,708			600												
2022	6,138			300												
2023	6,599			300	70		210									
2024	6,599			600			105									
2025	7,092			300			315									
開発ユニット数		0	0	18	5	4	7	2	0	0	0	1	1	1	0	0
		計: 39 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	5,400	175	300	735	300	0	0	0	150	35	49	0	0
		計: 7,144 MW														

電源開発計画 感度分析結果 (割引率)

電源開発計画 (割引率 2%)

略号 ST: スチームタービン、GT: ガスタービン、CCGT: コンバインドサイクル、DS: ディーゼル (単位: MW)

年	最大電力 (MW)	火力									水力					
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600							150	35				
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300									49	27		
2015	3,657			600												
2016	3,943														150	
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300												
2021	5,708			300												
2022	6,138			600												
2023	6,599			300				105								
2024	6,599			600				105								
2025	7,092			600												
開発ユニット数		0	0	19	1	1	6	2	0	0	0	1	1	1	1	1
		計: 34 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	5,700	35	75	630	300	0	0	0	150	35	49	27	150
		計: 7,151 MW														

電源開発計画 (割引率 6%)

略号 ST: スチームタービン、GT: ガスタービン、CCGT: コンバインドサイクル、DS: ディーゼル (単位: MW)

年	最大電力 (MW)	火力									水力					
		ST			GT			CCGT			DS	Upper	Broadlands	Gin Ganga	Moragolla	Uma Oya
		Oil 150MW	Oil 300MW	石炭 300MW	Oil 35MW	Oil 75MW	Oil 105MW	Kerawala-pitiya 150MW	Oil 150MW	Oil 300MW	ディーゼル 100MW	Kotmale 150MW	35MW	49MW	27MW	150MW
2005	1,768															
2006	1,884															
2007	2,019															
2008	2,168															
2009	2,336				35		210	300								
2010	2,517					75	210									
2011	2,712			600							150					
2012	2,921			300												
2013	3,146			300												
2014	3,389			300												
2015	3,657			300												
2016	3,943			300												
2017	4,250			300												
2018	4,579			300												
2019	4,931			300												
2020	5,306			300				105								
2021	5,708			300				105								
2022	6,138			300				210								
2023	6,599			600												
2024	6,599			300	35			315								
2025	7,092			300				315								
開発ユニット数		0	0	17	2	1	14	2	0	0	0	1	0	0	0	0
		計: 37 ユニット														
開発設備容量 (MW)		0	0	5,100	70	75	1,470	300	0	0	0	150	0	0	0	0
		計: 7,165 MW														

主要送電設備開発計画 (2005年～2025年)

年	送電線 220KV系統						送電線 132KV系統					
	起点	終点	種類	導体数	回線数*	巨長 (km)	起点	終点	種類	導体数	回線数*	巨長 (km)
2005							Horana	Horana-T	zebra	1	2	20.0
2006							Col_I (Maradana)	Kolonnawa	CV1000	1	1	4.8
							Col_A (Havelock Town)	Col_I (Maradana)	CV800	1	1	4.9
							Col_A (Havelock Town)	Dehiwara	CV800	1	1	7.5
							Dehiwara	Pannipitiya	CV1000	1	1	8.5
2007							Matugama	Ambalangoda	zebra	1	2	28.0
							Aniyakanda	Aniyakanda-T	zebra	1	2	5.0
							Puttalam	MaHo	zebra	1	2	42.0
							Pannala	Pannla-T	zebra	1	2	15.0
							Vavunia	Kilinochchi	Lynx	1	2	74.1
							Kilinochchi	Chunnakam	Lynx	1	2	67.2
							Habarana	Valachchanai	zebra	1	1	99.7
							Kotomale	Kiribathkumbura	zebra	2	2	22.5
2008	Kotugoda	Kerawalapitiya	zebra	2	2	18.0	Ukuwela	Palleke	zebra	1	2	18.0
	Kerawalapitiya	Kelantissa	CV1600	1	2	14.4						
	Kotmale	Anuradhapura	zebra	1	+1 (2)	163.0						
2009							Valachchanai	Paddirippu	zebra	1	2	69.0
							Ampara	Paddirippu	zebra	1	2	35.0
2010	Randenigala	Rantanbe	zebra	1	+1 (2)	3.1	Ambalangoda	Baddegama	zebra	1	1	19.2
							Baddegama	Galle	zebra	1	1 (Future 2)	16.8
							Galle	Welligama	zebra	1	1 (Future 2)	19.5
							Matara	Welligama	zebra	1	1 (Future 2)	14.5
							Thulhiriya	Kegalle	zebra	1	2	18.7
							Veyangoda	Thulhiriya	zebra	1	2	25.0
							New Chilaw	Bolawata	zebra	1	2	22.6
2011	Kotmale	Upper Kotmale	zebra	2	2	18.5	Biyagama	Dekatana	zebra	1	2	6.0
	Veyangoda	Kirindiwela	zebra	4	2	14.4	Peligayoda	Kelaniya	Lynx	1	2	5.4
	kirindiwela	Ambulgama	zebra	4	2	22.2	New Chilaw	Kullyapitiya	zebra	1	2	21.0
	Ambulgama	Arangala	zebra	4	2	11.4	Hambantota	Matara	zebra	1	2	83.4
	Ambulgama	Matugama	zebra	4	2	58.2	Kolonnawa (North)	Arangala (North)	zebra	1	2	14.0
	Puttalam	New Chilaw	zebra	4	2	70.0	Kolonnawa (South)	Arangala (South)	zebra	1	2	14.0
	New Chilaw	Veyangoda	zebra	4	2	45.0	Arangala	Ambulgama	zebra	1	2	11.4
							Ambulgama	Kosgama T	zebra	1	2	10.1
							Kosgama T	Kosgama	zebra	1	2	0.5
							Kosgama T	Polpitiya	zebra	1	2	34.0
2012						Kalutara	Matugama	zebra	1	2	19.2	
2013	Matugama	Hambantota	zebra	4	2	135.6						
2014							Col_C (Kotahena)	Kelantissa	CV500	1	1	1.6
							Col_C (Kotahena)	Col_B	CV500	1	1	2.0
							Col_B	Kolonnawa	CV500	1	1	4.2
							Moratowa	Pannipitiya	zebra	1	2	6.0
							Moratowa	Panadura	zebra	1	2	9.0
							Matugama	Latpandura	Lynx	1	2	13.2
							Kiribathkumbura	Kandy	zebra	1	2	10.8
							Kandy	Palleke	zebra	1	2	9.0
2015							Bolawatta	Makandura	zebra	1	2	16.20
							Makandura	Pannala	zebra	1	2	6.00
							Pannala_T	N_Chilaw	zebra	1	2	5.00
2016							Gampaha	Dekatana	zebra	1	2	15.0
							Kotugoda	Gampaha	zebra	1	2	16.2
							Bolawatta	Negonbo	Lynx	1	2	13.2
2017	Trincomalee	N_Habarana	zebra	4	2	95.0	Bentota	Bentota-T	zebra	1	2	12.0
	N_Habarana	Veyangoda	zebra	2	2	145.0	Anamaduwa	Anamaduwa-T	Lynx	1	2	10.8
2018							Hettipola	Chilaw	zebra	1	2	30.0
							Kolonnawa	Col_K	CV500	1	1	5.0
							Col_K	Sri J'pura	CV500	1	1	5.0
							Sithawaka	Puwakupitiya	Lynx	1	2	4.0
							Kosgama	Waga	Lynx	1	2	4.8
							Katana	Badalgama	zebra	1	2	10.8
							Kotugoda	Ja-Ela	zebra	1	2	4.2
							Pannipitiya	Maharagama	zebra	1	2	4.8
2019							Hikaduwa	Baddegama	Lynx	1	2	10.2
							Jaffna	Chunnakam	Lynx	1	2	10.8
2020	Puttalam	N_Chilaw	zebra	4	2	70.0	Bandarawela	Bandarawela-T	zebra	1	2	18.0
2021	Hambantota	Bandarawela	zebra	4	2	105.0	Kamburupitiya	Kamburupitiya-T	Lynx	1	2	7.5
	Bandarawela	Upper Ktmale	zebra	2	2	48.0	Thulhiriya	Thulhiriya-T	zebra	1	2	23.9
							Kosgama	Kosgama-T	zebra	1	2	0.5
							Galle	Baddegama	zebra	1	+1 (2)	16.8
							Galle	Welligama	zebra	1	+1 (2)	19.5
							Matara	Welligama	zebra	1	+1 (2)	14.5
							Ambulgama	Anguruwela	zebra	1	2	36.0
							Habarana	Minneriya	zebra	1	+1 (2)	19.8
2022						Matugama	Migahatenna	zebra	1	2	16.2	
2023						Nilaveli	Trincomalee	Lynx	1	2	15.0	
2024												
2025												

*注: +の符号は、増設数を表し、括弧内の数字は改良後における総数を現す。

主要変電設備開発計画 (2005年～2025年)

年	変電所、開閉所 220kV系統			年	変電所、開閉所 132kV系統		
	地点	容量 (MVA)	台数		地点	容量 (MVA)	台数
2005 - 2010	Kotmale	250	1	2005	Horana	31.5	2
					Ampara	31.5	1
					Havelock Town(Col A)	31.5	2
					Maradana(Col I)	31.5	2
				2006	Sri J'Pura	31.5	2
					Dehiwala	31.5	2
					Madampe	31.5	1
					Ambalangoda	31.5	2
					Galle	31.5	3
					Deniyaya	31.5	2
					Aniyakanda	31.5	2
					Pannala	31.5	2
					Mahō	31.5	1
					Chunnakam	31.5	2
					Kilinochchi	31.5	1
					Polonnaruwa	31.5	1
					Medagama	31.5	1
					Katana	31.5	2
					Kotugoda	31.5	2
					Kurunegara	31.5	1
					Pallekele	31.5	2
					Naula	31.5	1
					Havelock Town (Col A)	31.5	1
					Maradana(Col I)	31.5	1
					Veyangoda	31.5	1
					Vavunia	31.5	2
					Padirippu	31.5	2
					Kosgama	31.5	1
					Kolonawa New	31.5	1
					Panadura	31.5	1
					Athurugiriya	31.5	1
					Baddegama	31.5	2
					Weligama	31.5	2
					Kegalle	31.5	2
					Kelaniya	31.5	1
				Puttalam	31.5	1	
				Anuradhapura	31.5	1	
				Habarana	31.5	1	
				Wimalasurendra	31.5	1	
2011 - 2015	Habarana	250	2	2011	Pannipitiya	31.5	1
	Kelantissa	150	+1(3)		Dekataana	31.5	2
	Pannipitiya	250	+1(3)		Peligayoda	31.5	2
	Matugama	250	2		Kuliyapitiya	31.5	2
	Hambantota	250	2		Pannala	31.5	1
	N-CHW	250	2		Valachchnai	31.5	2
	Ambulgama(S/S)	250	0		Kalutara	31.5	2
	Arangama(S/S)	250	0		Matara	31.5	1
	Kirindiwela(S/S)	250	0		Hambantota	31.5	2
					Aniyakanda	31.5	1
					Katana	31.5	1
					Anuradhapura	31.5	1
					Ukuwela	31.5	1
					Horana	31.5	1
					Mahō	31.5	1
					Naula	31.5	1
					Badulla	31.5	1
					Colombo Sub B	31.5	2
					Kotahena(Col C)	31.5	2
					Moratuwa	31.5	2
					Latpandura	31.5	2
					Sri J'Pura	31.5	1
					Sithawakapura	31.5	1
					Deniyaya	31.5	1
					Kelaniya	31.5	1
				Polonnaruwa	31.5	1	
				Trincomalee	31.5	1	
				Kandy	31.5	2	
				Matale	31.5	2	
				Dehiwala	31.5	1	
				Embilipitiya	31.5	1	
				Makandura	31.5	2	
				Nuwara Eliya	31.5	1	

*注：+の符号は、増設数を表し、括弧内の数字は改良後における総数を現す。

年	変電所、開閉所 220kV系統			年	変電所、開閉所 132kV系統		
	地点	容量 (MVA)	台数		地点	容量 (MVA)	台数
2016 - 2020	Ranembe	250	+1(2)	2016	Gonaduwā	31.5	2
	N-CHW	250	+2(4)		Ambalangoda	31.5	1
	Kotmale	250	+1(2)		Baddegama	31.5	1
	Ranembe	250	+1(3)		Gampaha	31.5	2
	Ambulgama	250	+3(3)		Negombo	31.5	2
	Arangama	250	+3(3)		Mirigama	31.5	2
	Matugama	250	+1(3)		Peligayoda	31.5	1
	Biyagama	250	+1(3)		Nattandiya	31.5	2
	Hambantota	250	+1(3)		Minneriya	31.5	2
	Habarana	250	+1(3)		Bentota	31.5	2
	Trincomalee	250	1		Weligama	31.5	1
					Kegalle	31.5	1
					Anamaduwā	31.5	2
					Hettipola	31.5	2
					Galenbindunuwewa	31.5	2
					Colombo Sub K	31.5	2
					Puwakupitiya	31.5	2
					Wāga	31.5	2
					Badalgama	31.5	2
					Ja-Ela	31.5	2
					Kadawatta	31.5	2
					Dekataana	31.5	1
					Lindula	31.5	2
					Pallekele	31.5	1
					Kolonawa New 2	31.5	2
					Arangala	31.5	2
					Maharagama	31.5	2
					Kalutara	31.5	1
					Latpandura	31.5	1
					Moratuwa	31.5	1
					Dikwella	31.5	2
					Hikaduwa	31.5	2
					Kegalle	31.5	1
					Negombo	31.5	1
					Makandura	31.5	1
				Jaffna	31.5	2	
				Valachchnai	31.5	1	
				Anguruwella	31.5	2	
				Balangoda	31.5	1	
				Kuliyapitiya	31.5	1	
				Mahō	31.5	1	
				Polonnaruwa	31.5	1	
				Bandarawela	31.5	2	
2021 - 2025	Kotugoda	250	+1(3)	2021	Piliyandula	31.5	2
	Kotmale	250	+1(3)		Kamburupitiya	31.5	2
	Trincomalee	250	+1(2)		Hambantota	31.5	1
	Bandarawela	250	2		Ratnapura	31.5	1
					Hanwella	31.5	2
					Ekala	31.5	2
					Andimbalama	31.5	2
					Mirigama	31.5	1
					Kadawatta	31.5	1
					Chilaw	31.5	2
					Hettipola	31.5	1
					Kandy	31.5	1
					Colombo Sub B	31.5	1
					Migahatenna	31.5	2
					Maharagama	31.5	1
					Puwakupitiya	31.5	1
					Wāga	31.5	1
					Ja-Ela	31.5	1
					Gampaha	31.5	1
					Nattandiya	31.5	1
					Nilaveli	31.5	2
					Padirippu	31.5	1
					Ambulgama	31.5	2
					Arangala	31.5	1
					Hikaduwa	31.5	1
				Badalgama	31.5	1	
				Anamaduwā	31.5	1	
				Kilinochchi	31.5	1	
				Matale	31.5	1	
				Lindula	31.5	1	
				Kotahena(Col C)	31.5	1	
				Colombo Sub K	31.5	1	
				Piliyandula	31.5	1	
				Dikwella	31.5	1	
				Kamburupitiya	31.5	1	
				Hanwella	31.5	1	
				Ekala	31.5	1	
				Andimbalama	31.5	1	
				Chilaw	31.5	1	
				Galenbindunuwewa	31.5	1	
				Minneriya	31.5	1	

*注：+の符号は、増設数を表し、括弧内の数字は改良後における総数を現す。

環境スコアリングテーブル

項目別重要度	重要度ウェイト	スコア
A	3.0	3
B	2.0	1
C	1.0	0.1

項目別重要度	重要度ウェイト	スコア
A	3.0	3
B	2.0	1
C	1.0	0.1

Item	項目別重要度	影響依存特性	水力発電					火力発電														
			Moragolla	Gin Ganga	Broad -lands	Uma Oya	Upper Komate	石炭*		天然ガス*		重油*	Kenwala-pitlya	コンバインドサイクル		ガスタービン		ディーゼル				
								天然ガス*	Oil*	天然ガス*	Oil*			天然ガス	Oil	天然ガス	Oil					
非自発的住民移転	A	設備	B	A	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C	
社会的少数者	C	設備	C	B	C	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
社会的弱者	B	設備	B	B	A	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
正負の環境影響の偏在・地域社会の分層	A	設備	C	C	C	C	A	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
文化遺産	A	設備	B	A	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
地域景観	A	設備	C	B	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
経済活動(地域または地方)	C	設備	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
水利用	B	設備	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
感染症・伝染病	C	設備	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
事故	C	設備	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
環境保護区	A	設備	C	A	B	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
地形・地質	B	設備	C	B	C	A	A	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
堆積・水文	C	設備	B	A	B	A	A	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
生態系・野生生物	A	設備	C	A	B	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
地球温暖化	B	運転	C	C	C	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
大気汚染	A	運転	C	C	C	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
水質汚濁	A	設備	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
土壌汚染	C	設備	C	C	C	C	C	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	C	C	C
廃棄物	B	運転	B	B	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
騒音・振動	B	運転	B	B	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C
その他	C	設備	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
事故	B	設備	A	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	C	C	C

*: 右列は、希釈による復水器冷却方式の火力発電所

公的開発援助による優遇ローンが適用された場合の供給コスト

