

ガーナ共和国
エネルギー省
ガーナ電力公社
ボルタ河電力公社北部電力局

ガーナ国
配電部門マスタープラン策定調査

ファイナルレポート
(メインレポート)

平成20年9月
(2008年9月)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
中部電力株式会社

産業
JR
08-026

序 文

日本政府は、ガーナ共和国政府の要請に基づき、同国の配電設備の更新・増強、地方部における配電線の延伸等の計画を盛り込んだ全国規模の配電部門マスタープランの策定支援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 19 年 2 月から平成 20 年 7 月までの約 18 ヶ月、合計 8 回にわたり中部電力株式会社の白木圭二氏を団長とし、同社により構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ガーナ国政府関係者、ガーナ電力会社及びボルタ河電力公社北部電力局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、同国の配電設備拡充とそれに伴う電力品質の向上に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

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

平成 20 年 9 月

独立行政法人国際協力機構
理 事 永塚 誠一

平成 20 年 9 月

独立行政法人国際協力機構
理事 永塚 誠一 殿

伝 達 状

今般、「ガーナ国配電部門マスタープラン策定調査」が終了しましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴機構との契約に基づき、中部電力株式会社が、平成 19 年 1 月から平成 20 年 9 月まで実施したものであります。

本調査では、ガーナ国における安定的な電力供給を行うため、配電設備の更新・増強、地方部における配電線の延伸計画を盛り込んだ全国規模の配電設備計画に係るマスタープランを策定しました。この策定作業はガーナ電力会社、ボルタ河電力公社北部電力局に対して必要な技術の移転を行いながら、彼らと共同で実施したものです。また本調査では、その実現のための実施計画の策定、配電ロスに関する考察及びガーナ電力会社、ボルタ河電力公社北部電力局の経営改善を図るための配電事業経営改善計画の検討等を行った上で、配電設備計画から事業経営に至る配電部門全般に係る提言としてとりまとめました。

私どもは、これらの提言の実現が、ガーナ国における配電設備の拡充推進、ひいては同国経済の発展、社会開発に大きく貢献できるものと確信しております。ガーナ国政府が本報告書の計画に基づき配電設備の更新・増強・延伸を進めると共に、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、必要な都度、将来計画の見直しを行っていくことを強く希望するものであります。

最後に、多くのご指導とご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力とご支援を賜りましたガーナ国エネルギー省、ガーナ電力会社、ボルタ河電力公社北部電力局、在ガーナ日本国大使館、貴機構ガーナ事務所その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

ガーナ国
配電部門マスタープラン策定調査
総 括 白木 圭二

目 次

第1章 序論	1-1
1. 1 本件調査に至るまでの経緯	1-1
1. 2 本件調査の目的	1-1
1. 3 調査計画	1-2
1. 3. 1 調査の流れ	1-2
1. 3. 2 調査スケジュール	1-4
1. 4 調査団構成	1-5
第2章 ガーナ国電力セクターの現状	2-1
2. 1 電力セクターの構造	2-1
2. 1. 1 EC	2-1
2. 1. 2 PURC	2-2
2. 1. 3 VRA	2-2
2. 1. 4 ECG	2-2
2. 1. 5 NED	2-3
2. 1. 6 電力再編動向	2-3
2. 2 地方電化計画	2-4
2. 2. 1 国家開発計画	2-4
2. 2. 2 地方電化計画	2-4
2. 3 電力需要	2-7
2. 3. 1 電力需要概要	2-7
2. 4 発電・送変電設備	2-9
2. 4. 1 発電設備	2-9
2. 4. 2 電源開発計画	2-10
2. 4. 3 送変電設備（流通設備）	2-13
2. 5 配電設備	2-13
2. 5. 1 既存配電設備	2-13
2. 5. 2 配電技術基準	2-13
2. 5. 3 配電設備設計	2-15
2. 5. 4 配電設備積算	2-21
2. 5. 5 供給信頼度	2-25
第3章 電力分野への支援に関わる援助機関の動向	3-1
3. 1 GEDAP プロジェクト	3-3
3. 1. 1 コンポーネント A	3-3
3. 1. 2 コンポーネント B	3-4
3. 1. 3 コンポーネント C	3-4
3. 2 電力分野での各援助機関の動き	3-7
3. 2. 1 AfDB	3-7
3. 2. 2 フランス開発庁（AFD）	3-7
3. 2. 3 スイス	3-8
3. 2. 4 スペイン	3-8
3. 2. 5 米国輸出入銀行（US Export-Import Bank）	3-8
3. 2. 6 米国ミレニアム・チャレンジ・アカウント（MCA）	3-8
3. 2. 7 インド	3-8
3. 2. 8 中国	3-8
3. 2. 9 国連環境計画（UNEP）・UNF アフリカ再生可能エネルギー企業イニシアチブ	3-8
3. 2. 10 UNEP/NERL/GEF	3-8
3. 2. 11 国際金融公社（IFC） GEF	3-9
第4章 電力需要の将来予測	4-1
4. 1 マクロ需要予測	4-1

4. 1. 1	マクロ需要予測の概要	4-1
4. 1. 2	ガーナ国の経済指標	4-3
4. 1. 3	ECG のマクロ需要予測	4-6
4. 1. 4	VRA-NED のマクロ需要予測	4-9
4. 1. 5	各フィーダー毎の需要予測	4-12
4. 2	村落電力需要調査とマイクロ需要予測	4-17
4. 2. 1	村落電力需要調査	4-17
4. 2. 2	マイクロ需要予測	4-34
第5章	配電網更新・増強・延伸マスタープラン	5-1
5. 1	一次変電所・準送電線計画手法	5-2
5. 2	配電網更新・増強・延伸計画手法	5-4
5. 2. 1	更新計画手法	5-4
5. 2. 2	増強計画手法	5-5
5. 2. 3	延伸計画手法	5-12
5. 3	配電設備設計手法	5-14
5. 4	工事費積算手法	5-17
5. 4. 1	工事費積算単価	5-17
5. 4. 2	工事費単価についての考察	5-18
第6章	配電網更新・増強・延伸マスタープランおよび実施計画	6-1
6. 1	一次変電所・準送電線の策定結果	6-1
6. 1. 1	ECG の一次変電所・準送電線計画	6-1
6. 1. 2	VRA-NED の一次変電所・準送電線計画	6-10
6. 1. 3	供給信頼度検討	6-12
6. 1. 4	バルクサプライポイント (BSP) への提言	6-20
6. 2	配電網更新・増強・延伸計画の策定結果	6-24
6. 2. 1	更新計画策定結果	6-24
6. 2. 2	増強計画策定結果	6-25
6. 2. 3	延伸計画策定結果	6-36
6. 3	マスタープラン実施計画	6-41
6. 4	電力需要想定ハイケースシナリオ時の影響検討	6-63
6. 5	配電線運用電流70%あるいは80%時とした場合の影響検討	6-68
6. 6	大規模都市以外の地域の信頼度向上策	6-72
第7章	配電マスタープランに関わる経済・財務分析	7-1
7. 1	マスタープラン概略	7-1
7. 2	財務分析	7-2
7. 3	経済分析	7-6
7. 4	非供給コスト調査	7-8
7. 4. 1	調査手法	7-8
7. 4. 2	アンケートとインタビューの結果	7-9
7. 4. 3	非供給コストの推定	7-15
7. 5	財務諸表分析	7-24
7. 5. 1	VRA-NED の財務状況	7-24
7. 5. 2	ECG の財務状況	7-27
第8章	配電マスタープラン策定に際しての環境社会配慮	8-1
8. 1	ガーナの自然的・社会的状況	8-1
8. 1. 1	自然環境の状況	8-1
8. 1. 2	社会経済状況	8-1
8. 2	環境社会配慮に関する法令・制度と組織体制	8-2
8. 2. 1	環境影響評価に関する法令・制度	8-2
8. 2. 2	その他の環境社会影響に関する法令・制度	8-5

8. 2. 3	環境社会配慮に関する組織体制	8-7
8. 3	環境社会配慮の方針と手法	8-8
8. 3. 1	基本方針	8-8
8. 3. 2	環境社会配慮調査の手法	8-9
8. 4	環境・社会面の影響に関する評価	8-9
8. 4. 1	マスタープランの内容	8-9
8. 4. 2	代替案の検討	8-11
8. 4. 3	スコーピング結果	8-13
8. 4. 4	想定される影響に対する回避・緩和策	8-16
8. 4. 5	モニタリング	8-21
8. 4. 6	環境管理計画	8-22
8. 4. 7	現地ステークホルダー協議	8-24
8. 5	事業化段階での環境社会配慮調査に関する留意事項	8-27
第9章	電気事業経営の現状と課題	9-1
9. 1	人材育成	9-1
9. 1. 1	VRA-NED	9-1
9. 1. 2	ECG	9-4
9. 1. 3	研修制度に関わる今後の課題	9-6
9. 2	電気料金	9-7
9. 3	電気料金徴収体制	9-8
9. 3. 1	VRA-NED	9-8
9. 3. 2	ECG	9-11
9. 3. 3	今後の課題	9-13
9. 4	財務体質改善	9-13
9. 5	配電モニタリング（諸測定）	9-14
9. 5. 1	推奨すべき配電モニタリング項目	9-14
9. 5. 2	現状および課題	9-15
9. 6	配電設備保守体制	9-16
9. 6. 1	設備保全体制	9-16
9. 6. 1. 1	設備保全体制のあり方	9-16
9. 6. 1. 2	現状および課題	9-17
9. 6. 2	配電設備保守に必要な情報管理	9-19
9. 6. 2. 1	中圧配電線の系統情報管理	9-19
9. 6. 2. 2	設備に関する属性情報	9-21
9. 7	ICT利用計画	9-21
9. 7. 1	ICT活用メニュー	9-22
9. 7. 2	ICTの現状と課題	9-23
第10章	低圧配電ロス計測	10-1
10. 1	配電ロスの概要および低減策	10-1
10. 1. 1	配電ロスの分類	10-1
10. 1. 2	送配電ロスの低減策	10-3
10. 2	低圧配電線ロス計測	10-4
10. 2. 1	低圧配電ロス計測手法	10-4
10. 3	低圧配電線ロス計測結果および考察	10-6
10. 4	その他ロスに関する考察	10-9
第11章	ケーススタディの実施と結果	11-1
11. 1	ケーススタディの実施	11-1
11. 2	ケーススタディの結果	11-1

図番号一覧

図	1-1	全体スケジュール	1-4
図	2-1	電力セクターの構造	2-1
図	2-2	最大電力と設備利用率の推移	2-8
図	2-3	販売電力量の構成	2-8
図	2-4	Akosombo ダムの渇水状況と水位管理	2-9
図	2-5	ガーナ国 発電所写真	2-10
図	2-6	Bui 水力プロジェクト位置図と Bui 国立公園	2-12
図	2-7	Bui ダムの完成予想図とダムサイト	2-12
図	2-8	基本的な配電系統構成	2-16
図	2-9	距離リレーの保護範囲	2-20
図	2-10	建設コスト積算の一例	2-22
図	2-11	設置費用積算の一例	2-22
図	2-12	トータル建設コスト積算の一例	2-23
図	2-13	建設モデル単価積算の一例	2-24
図	3-1	電力セクターに対する援助動向	3-2
図	4-1	ECG と VRA-NED の供給エリア	4-1
図	4-2	マクロ需要予測フロー	4-2
図	4-3	重線形回帰分析の概要と関係式	4-3
図	4-4	国内総生産の推移	4-4
図	4-5	ECG の販売電力量の推移	4-6
図	4-6	ECG の電力需要予測の進め方	4-8
図	4-7	ECG のマクロ需要予測結果	4-9
図	4-8	顧客数と電力需要の関係	4-10
図	4-9	ガーナにおける電力ロスの構成	4-11
図	4-10	VRA-NED のマクロ需要予測結果	4-12
図	4-11	マクロ需要予測 解析ソフトイメージ (EXCEL VBA)	4-13
図	4-12	実測値と回帰分析の比較	4-14
図	4-13	回帰分析による予測値	4-15
図	4-14	一般家庭における成人男性の活動パターン	4-22
図	4-15	一般家庭における成人女性の活動パターン	4-22
図	4-16	小規模商店の活動パターン	4-23
図	4-17	中学校の活動パターン	4-24
図	4-18	クリニックの活動パターン	4-24
図	4-19	施設ごとの電化の必要性	4-25
図	4-20	ミクロ需要想定の実施フロー	4-34
図	5-1	本調査の計画策定対象	5-1
図	5-2	配電線の分割イメージ	5-5
図	5-3	作成した簡易計算シートの事例	5-10
図	5-4	電化方法の地図上分布	5-13
図	5-5	銅、アルミの価格の推移	5-19
図	6-1	現状のアクラ 33kV 系統図	6-1
図	6-2	アクラ 33 k V 系統図 (2012 年断面)	6-2
図	6-3	アクラ 33 k V 系統図 (2016 年断面)	6-2
図	6-4	現状のテマ 33kV 系統図	6-3
図	6-5	テマ 33 k V 系統図 (2012 年断面)	6-4
図	6-6	テマ 33 k V 系統図 (2016 年断面)	6-4
図	6-7	現状のクマシ 33kV 系統図	6-5
図	6-8	クマシ 33 k V 系統図 (2012 年断面)	6-6
図	6-9	クマシ 33 k V 系統図 (2017 年断面)	6-6
図	6-10	現状のタコラディ 33kV 系統図	6-7
図	6-11	タコラディ 33 k V 系統図 (2012 年断面)	6-8
図	6-12	タコラディ 33 k V 系統図 (2017 年断面)	6-8

図	6-1-3	VRA-NED の系統図	6-10
図	6-1-4	アクラ 33kV 系統 2017 断面の解析結果	6-12
図	6-1-5	テマ 33kV 系統 2017 断面の解析結果	6-13
図	6-1-6	クマシ 33kV 系統 2017 断面の解析結果	6-14
図	6-1-7	スニヤニ地域の系統図	6-15
図	6-1-8	スニヤニ系統で検討する信頼度対策	6-16
図	6-1-9	想定する送電線 1 回線故障	6-16
図	6-2-0	34.5kV Sunyani – Mim 準送電線故障時の潮流解析結果	6-17
図	6-2-1	34.5kV Sunyani – Berekum 準送電線故障時の潮流解析結果	6-18
図	6-2-2	34.5kV Techiman – Wenchi 準送電線故障時の潮流解析結果	6-18
図	6-2-3	34.5kV Techiman – Wenchi 準送電線故障時の潮流解析結果 (Sunyani – Berekum 線 2 回線化)	6-19
図	6-2-4	ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果	6-25
図	6-2-5	配電線電圧降下解析結果(2007 年度)	6-27
図	6-2-6	配電線電流負荷率解析結果(2007 年度)	6-28
図	6-2-7	ECG および VRA-NED の配電網増強計画	6-31
図	6-2-8	ECG の配電線増強計画 (対策別配電線数)	6-32
図	6-2-9	VRA-NED の配電線増強計画 (対策別配電線数)	6-32
図	6-3-0	各配電線の対策工事費の分布	6-33
図	6-3-1	変電所単位での対策工事費の分布	6-35
図	6-3-2	電化費用の内訳	6-36
図	6-3-3	電化方式の費用の比較	6-38
図	6-3-4	アッパーイースト州の電化計画	6-39
図	6-3-5	方式 1 による電化	6-39
図	6-3-6	方式 2 による電化	6-39
図	6-3-7	ECG マスタープラン実施計画	6-62
図	6-3-8	VRA-NED マスタープラン実施計画	6-62
図	6-3-9	最大電流値の想定	6-65
図	6-4-0	BPS 故障時の 33kV 連系線を活用した電力供給	6-72
図	7-1	テクニカルロスの推移	7-2
図	7-2	回答企業の産業分類別の分布状況	7-9
図	7-3	回答企業の産業分類別稼働日数と稼働時間	7-11
図	7-4	回答企業における停電と電圧変動の頻度	7-13
図	7-5	信頼性の低い電力供給への対策	7-14
図	7-6	自家発電の出力と負荷率	7-15
図	7-7	質の向上に対する回答者の選択	7-23
図	7-8	供給サービスの改善に対する回答者の支払意思額	7-23
図	8-1	ガーナ環境評価規則による環境影響評価の手続フロー	8-3
図	9-1	研修組織の構成	9-2
図	9-2	ECG 人材部の構造	9-4
図	9-3	VRA-NED の料金回収額 / 売上比率	9-10
図	9-4	VRA-NED の売上に対する未収金比率の推移	9-10
図	9-5	ECG の料金回収額 / 売上比率	9-12
図	9-6	ECG の売上に対する未収金比率の推移	9-12
図	9-7	ECG の未収金の需要家別構成	9-13
図	9-8	電圧管理の考え方	9-15
図	9-9	設備保全内容の分類	9-17
図	10-1	配電ロスの分類	10-1
図	10-2	配電ロス計測の模式図	10-5
図	10-3	低圧配電線における総合ロスの分布	10-6
図	10-4	テクニカルロスと低圧配電線末端までの距離との相関	10-7
図	10-5	電圧降下値とテクニカルロスの相関	10-8
図	10-6	ノンテクニカルロスの分布	10-8

図 10-7	中圧配電線における電圧降下値とテクニカルロスの相関.....	10-9
図 10-7	テクニカルロス減少の可能性	10-10

表番号一覧

表	2-1	電力再編計画の内容と進展状況	2-3
表	2-2	GEDAP における配電線延伸対象村落数	2-5
表	2-3	ガーナの販売電力量の推移	2-7
表	2-4	ガーナ国の発電設備（2006年現在）	2-10
表	2-5	Tema ガス火力の概要	2-11
表	2-6	ガーナ国の水力ポテンシャル	2-11
表	2-7	ECG 基準による規格例	2-14
表	2-8	準送電線および配電設計指針の概要（抜粋）	2-15
表	2-9	電圧階級	2-16
表	2-10	標準的な架空線、地中ケーブルの諸元	2-17
表	2-11	標準的な開閉器の概要	2-18
表	2-12	標準的な遮断器容量	2-18
表	2-13	標準的な変圧器の諸元	2-19
表	2-14	配電設備の標準的な耐用年数	2-21
表	2-15	ECG の配電線故障件数（2006年）	2-25
表	2-16	VRA-NED の配電線故障時間及び故障件数（2006年3四半期まで）	2-25
表	3-1	GEDAP プロジェクトの構成	3-4
表	3-2	プロジェクトのコスト構造	3-7
表	4-1	人口の推移	4-4
表	4-2	電気料金の推移	4-5
表	4-3	電力需要予測のシナリオ（ECG）	4-5
表	4-4	ECG と NED の顧客数と販売電力量（2004年）	4-6
表	4-5	ECG の電力予測式の平均誤差	4-11
表	4-6	VRA-NED の電力予測式の平均誤差	4-11
表	4-7	回帰分析に使用するデータ	4-13
表	4-8	回帰式による予測値	4-15
表	4-9	各フィーダー毎の需要予測結果（一例）	4-16
表	4-10	村落電力需要調査の概要	4-18
表	4-11	質問票調査への回答者数	4-21
表	4-12	地方村落における主な職業形態	4-22
表	4-13	一般家庭におけるニーズランキング	4-26
表	4-14	電化製品の使用状況	4-28
表	4-15	一般家庭におけるエネルギー支出（初期投資）	4-30
表	4-16	一般家庭におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）	4-30
表	4-17	一般家庭における支払意思額	4-31
表	4-18	商業施設におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）	4-32
表	4-19	公共施設におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）	4-32
表	4-20	購入を希望する家電製品	4-33
表	4-21	各電気機器の需要原単位	4-35
表	4-22	電気機器の利用状況と利用時間	4-36
表	4-23	一家屋当たりの電力需要	4-37
表	4-24	商業施設ごとの電力需要	4-38
表	4-25	保健・医療施設の電力需要	4-39
表	4-26	人口統計から推計した各施設数	4-39
表	4-27	ミクロ需要想定の手法（対象施設数が明確な場合）	4-40
表	4-28	人口から推計した各施設数	4-40
表	5-1	本調査の計画策定対象となる電力設備の定義	5-1
表	5-2	既存の系統計画基準（準送電・配電設備設計ガイドライン第3節）の概要	5-2
表	5-3	系統計画基準および解析条件	5-2
表	5-4	配電網更新・増強・延伸の定義	5-4

表	5-5	配電系統解析の手順	5-6
表	5-6	配電系統簡易計算シートでの系統縮約手法（その1）	5-8
表	5-7	配電系統簡易計算シートでの系統縮約手法（その2）	5-9
表	5-8	配電線電気定数の一覧	5-11
表	5-9	電化方法の分類	5-12
表	5-10	工事費の算定条件	5-14
表	5-11	架空線の最低地上高	5-15
表	5-12	中性点接地方式	5-17
表	5-13	ECGの建設コスト単価	5-18
表	5-14	VRA-NEDの建設コスト単価	5-18
表	6-1	アクラ系統の提案プロジェクト	6-3
表	6-2	テマ系統の提案プロジェクト	6-5
表	6-3	クマシ系統の提案プロジェクト	6-7
表	6-4	その他地域一次変電所提案プロジェクト一覧	6-9
表	6-5	VRA-NED 準送電線・一次変電所解析結果	6-11
表	6-6	VRA-NED 系統提案プロジェクト一覧	6-11
表	6-7	アクラ系統供給信頼度対策一覧	6-12
表	6-8	テマ系統信頼度対策一覧	6-13
表	6-9	クマシ系統信頼度対策一覧	6-14
表	6-10	信頼度向上策	6-16
表	6-11	スニヤニ系統信頼度対策一覧	6-19
表	6-12	BSPの容量確認結果	6-21
表	6-13	ECGおよびVRA-NEDの配電網更新計画策定結果（施設数）	6-24
表	6-14	ECGおよびVRA-NEDの配電網更新計画策定結果（対策費用）	6-24
表	6-15	増強計画（対策別配電線数）	6-29
表	6-16	増強計画（対策費用）	6-30
表	6-17	大規模工事一覧	6-34
表	6-18	Two million US以上のプロジェクト	6-35
表	6-19	電化費用	6-36
表	6-20	配電網延伸計画一覧	6-37
表	6-21	電化方式の費用と便益	6-38
表	6-22	一次変電所・準送電線計画一覧	6-43
表	6-23	配電網増強計画から必要性が判明した一次変電所新設計画一覧	6-44
表	6-24	実施計画で実施年を変更した対策工事一覧（ECG）	6-45
表	6-25	実施計画で実施年を変更した対策工事一覧（VRA-NED）	6-46
表	6-26	増強計画策定結果（ECG Accra East Office）	6-48
表	6-27	増強計画策定結果（ECG Accra West Office）	6-51
表	6-28	増強計画策定結果（ECG Tema Office）	6-53
表	6-29	増強計画策定結果（ECG Ashanti East Office）	6-54
表	6-30	増強計画策定結果（ECG Ashanti West Office）	6-55
表	6-31	増強計画策定結果（ECG Western Office）	6-56
表	6-32	増強計画策定結果（ECG Eastern Office）	6-57
表	6-33	増強計画策定結果（ECG Central Office）	6-58
表	6-34	増強計画策定結果（ECG Volta Office）	6-59
表	6-35	増強計画策定結果（VRA-NED Area）	6-60
表	6-36	電力需要想定ベースケースとハイケースとの差異	6-63
表	6-37	ハイケースシナリオ時の追加プロジェクト一覧	6-63
表	6-38	電力需要想定ハイケースシナリオ時での必要対策一覧	6-64
表	6-39	年需要増加率の平均値	6-65
表	6-40	ハイケースシナリオの場合の追加対策工事（ECG）	6-66
表	6-41	電流負荷率の許容値を70%に設定した場合の対策要配電線の増分（ECG）	6-69
表	6-42	電流負荷率を変更した場合の影響（ECG）	6-71
表	6-43	検討対象の連系線	6-72

表	6-4 4	大規模都市以外の地域における信頼度向上のための BSP 連系の検討結果	6-73
表	7-1	マスタープランの必要投資：総額、既存と新規	7-1
表	7-2	マスタープラン総体の投資と売上	7-3
表	7-3	新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール	7-4
表	7-4	財務分析のまとめ	7-5
表	7-5	利益マージンと収益率の関係	7-5
表	7-6	新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール	7-7
表	7-7	経済分析のまとめ	7-7
表	7-8	回答企業の産業分類別従業員数と平均年間売上額	7-10
表	7-9	回答企業の産業分類別の月間電力消費量とコスト	7-12
表	7-1 0	回答企業における停電と電圧変動の継続時間	7-13
表	7-1 1	回答企業における電力供給障害による損失の種類	7-16
表	7-1 2	回答企業における業種別の電力供給障害で被った損失	7-17
表	7-1 3	生産損失から推定した非供給コスト	7-19
表	7-1 4	月間の生産損失と非供給コストの推定	7-19
表	7-1 5	回答企業における自家発電のコスト構造	7-21
表	7-1 6	自家発電コストから推定した非供給コスト	7-21
表	8-1	ガーナのラムサル条約登録地	8-1
表	8-2	エネルギーセクターガイドラインにおける配電部門の取扱い	8-4
表	8-3	騒音に関する環境基準	8-5
表	8-4	ガーナの世界遺産	8-7
表	8-5	サンプル調査の対象施設一覧	8-9
表	8-6	マスタープランで新設が提言された一次変電所	8-10
表	8-7	マスタープランで新設が提言された準送電線	8-11
表	8-8	スコーピング表	8-13
表	8-9	一次変電所に関する回避・緩和策	8-18
表	8-1 0	配電用変電所に関する回避・緩和策	8-19
表	8-1 1	配電線・準送電線に関する回避・緩和策	8-19
表	8-1 2	モニタリング項目	8-21
表	8-1 3	代替的なステークホルダー協議の実施場所	8-24
表	8-1 4	事業の各段階におけるステークホルダー協議	8-26
表	9-1	VRA の内部研修コース、2006	9-3
表	9-2	VRA 研修実績、2006	9-4
表	9-3	研修実績、2007 年上半期	9-5
表	9-4	研修予算、2007 年	9-6
表	9-5	VRA-NED の売上金額と未収金額の状況	9-11
表	9-6	ECG の売上金額と未収金額の状況	9-12
表	9-7	配電設備に対する現行の保守実施項目	9-18
表	9-8	管理対象となる配電設備情報（例）	9-21
表	1 0-1	配電ロスの原因と問題点	10-3
表	1 1-1	ケーススタディ実施結果	11-2

添付資料

4. 1. 1	ECG Demand Result (ベースケース、ハイケース)	添-1
4. 1. 2	VRA-NED Demand Result (ベースケース、ハイケース)	添-21
4. 2. 1	Socio-Economic Survey on Sample Communities Households Questionnaire	添-25
4. 2. 2	Socio-Economic Survey of Sample Communities : Commercial, Public and Social Facilities Questionnaire	添-31
4. 2. 3	Socio-Economic Survey on Sample Communities : Community profiles	添-37
4. 2. 4	電力需要調査の調査対象村落	添-41
4. 2. 5	人口と家屋・商業施設・公共施設の数	添-43
4. 2. 6	Village Demand	添-45
5. 1. 1	BSP 一覧	添-53
5. 1. 2	一次変電所一覧	添-54
5. 4. 1	工事費積算単価	添-55
6. 1. 1. 1	既存の一次変電所・準送電線計画	添-58
6. 1. 1. 2	一次変電所容量解析結果	添-60
6. 2. 2	配電網増強計画	添-62
6. 2. 3	配電網延伸計画	添-76
8. 1	ガーナの保護区マップ	添-87
8. 2	環境保全上脆弱な地域 (Environmentally Sensitive Areas)	添-88
8. 3	環境保護庁の組織図	添-89
1 1. 2	ケーススタディ設計図	添-90

略語表

AAAC	All Aluminum Alloy Conductor、アルミニウム合金より線
AAC	All Aluminum Conductor、全アルミニウム導線
ACGF	African Catalytic Growth Fund、アフリカ触媒成長基金
ACSR	Aluminum Cable Steel Reinforced、鋼心アルミニウムより線
ACSR-Z	Aluminum Cable Steel Reinforced-Zinc coated、防食鋼心アルミより線
AFD	Agence Française de Développement、フランス開発庁
AfDB	African Development Bank、アフリカ開発銀行
B/D	Basic Design、基本設計
BHN	Basic Human Needs、ベーシックヒューマンニーズ
BSP	Bulk Supply Point、発送電会社である VRA と配電会社である ECG、VRA-NED との境界となる変電所
C/C	Coordinating Committee、調整会議
C/P	Counterpart、カウンターパート
CAGR	Compound Average Growth Rate、年平均成長率
CBIS	Customer Based Information System、需要家データ管理システム
CCA	Chromated Copper Arsenate、クロム化ヒ酸銅
cct	circuit、回線
CHPS	Community Based Health Planning and Services、コミュニティベース保健計画サービス
CVT	Cross-linked polyethylene insulated with Vinyl sheathed、架橋ポリエチレン絶縁ビニルシース電線
D/D	Detailed Design、詳細設計
Df/R	Draft Final Report、最終報告書草案
EAA	Environmental Audit and Assessment、環境監査・評価室
EC	Energy Commission、エネルギー委員会
ECG	Electricity Company of Ghana、ガーナ電力会社
EIA	Environmental Impact Assessment、環境影響評価
EIS	Environmental Impact Statement、評価書
EMP	Environmental Management Plan、環境管理計画
EP	Environment Permit、環境許可
EPA	Ghana Environmental Protection Agency、ガーナ環境庁
EPA	Environment Protection Agency Act、環境保護庁設置法
ESA	Environmentally Sensitive Area、環境保全上脆弱な地域
F/R	Final Report、最終報告書
F/S	Feasibility Study、フィージビリティ調査
FC	Forestry Commission、林業委員会
FGD	Focus Group Discussion、フォーカスグループディスカッション
FSD	Forest Services Division、森林サービス課

GDP	Gross Domestic Product、国内総生産
GEDAP	Ghana Energy Development and Access Project、ガーナ・エネルギー開発およびアクセス・プロジェクト
GEF	Global Environmental Facility、世界環境基金
GH ¢	Ghana Cedi、ガーナセディ
GIS	Geographic Information System、地理的情報システム
GOG	Government of Ghana、ガーナ政府
GPOBA	Global Partnership on Output-Based Aid
GPRS	Ghana Poverty Reduction Strategy、貧困削減戦略
HIPCs	Highly Indebted Poor Country、重債務貧困国
Ic/R	Inception Report、着手報告書
ICT	Information & Communication Technology、情報通信技術
IDA	International Development Association、国際開発協会
IEC	International Electrotechnical Commission、国際電気標準会議
IEE	Initial Environmental Evaluation、初期環境調査
IFC	International Finance Corporation、国際金融公社
IRR	Internal Rate of Return、内部収益率
IT	Information Technology、情報技術
It/R	Interim Report、中間報告書
KII	Key Informant Interview、キーインフォーマントインタビュー
KITE	Kumasi Institute of Technology and Environment、クマシ技術・環境調査所（現地コンサルタント）
LAN	Local Area Network、ローカルエリアネットワーク
LBS	Load Break Switch、負荷開閉器
LME	London Market Exchange、ロンドン市場価格
LV	Low Voltage、低圧
MCA	The US Millennium Challenge Account、US ミレニアム・チャレンジ・アカウント
MLFM	Ministry of Lands, Forestry and Mines、土地林業鉱業省
MOE	Ministry of Energy、エネルギー省
MOFEP	Ministry of Finance and Economic Planning、財務経済計画省
MP	Master Plan、マスタープラン
MSSA	Management Support Services Agreement、経営支援サービス契約
MV	Medium Voltage、高圧
NCC	the National Commission on Culture、国家文化委員会
NED	Northern Electricity Department (of VRA)、(VRA の) 北部電力局
NEF	National Electrification Fund、国家電化基金
NES	National Electrification Scheme、国家電化計画
NGC	National Grid Company Ltd、ナショナルグリッド社
NLCD	National Liberation Council Decrees、政令
NREL	National Renewable Energy Laboratory、(米国) 国立再生可能エネルギー研究所

PAPs	Project Affected Persons、影響住民
PCB	Polychlorinated Biphenyls、ポリ塩化ビフェニール
PEA	Preliminary Environmental Assessment、事前環境評価
PILC	Paper Insulated Lead Sheathed Cable、紙絶縁鉛被覆ケーブル
PSS/ADEPT	Power System Simulator/Advanced Engineering、系統解析プログラム（米国 Siemens PTI 社製）
PURC	Public Utilities Regulatory Commission、公益事業規制委員会
PURC	Public Utilities Regulatory Commission、公益事業規制委員会
PV	Photovoltaic、太陽電池
RE	Rural Electrification、地方電化
REA	Rural Electrification Agency、地方電化庁
REF	Rural Electrification Fund、地方電化基金
RMU	Ring Main Unit、変圧器の保護用開閉器と系統π関係用の開閉器をユニット化した装置
S/W	Scope of Work、業務範囲
SAIDI	System Average Interruption Duration Index、年間平均供給不能維持時間
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index、年間平均供給不能頻度
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition、監視制御システム
SEA	Strategy Environmental Assessment、戦略的環境アセスメント
SECO	the Swiss Secretariat for Economic Affaires
SF6	Sulfur Hexafluoride、六フッ化硫黄
SHEP	Self-Help Electrification Program、自立的電化計画
SHS	Solar Home System、ソーラー・ホーム・システム
SS	Substation、変電所
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment、ソーラー・風力エネルギー資源評価
TA	Technical Assistance、技術協力
TICO	Takoradi International Company、タコラディ電力会社
TOR	Terms of Reference、調査範囲
UNDP	United Nations Development Programme、国連開発計画
UNEP	United Nations Environmental Programme、国連環境計画
VALCO	Volta Aluminum Company、ボルタ・アルミニウム会社
VBA	Visual Basic for Applications
VRA	Volta River Authority、ボルタ河開発公社
W/S	Work Shop、ワークショップ
WAGP	West African Gas Pipeline、西アフリカ・ガス・パイプライン
WAPP	West African Power Pool、西アフリカ電力プール
WD	Working Day(s)、労働日数
XLPE	Crosslinked Polyethylene Insulated Vinyl Sheathed Cable、架橋ポリエチレン電線

第1章 序論

1. 1 本件調査に至るまでの経緯

ガーナ国は、現状 54%程度の国内の世帯電化率を 2020 年までに 70%とする目標を持っており、すでに全国電化計画によりすべての郡都 (District Capital) を電化し、その後自立電化プロジェクト (SHEP: Self Help Electrification Project) を開始して、電化率向上に鋭意取り組んでいる。SHEP とは、既設配電線から 20 キロ以内にある人口 500 人以上のコミュニティにおいて、敷設する低圧配電線用の電柱の費用を住民が負担することにより、政府が配電線を延ばして電化を実施するというもので、すでに SHEP3 までが終了し、約 1,400 のコミュニティが電化された。現在 SHEP4 の実施が行われており、さらに約 1,800 のコミュニティを電化する計画である。

このようにガーナ国政府は、意欲的に配電線延伸による電化に取り組んでいるが、SHEP は地域住民主導により配電線延伸が決定されるため、配電計画としての全体的視野にかけており、経済的合理性が考慮されずに延伸が進んでいる。さらに、太陽光発電などの独立型電源で既に電化されたオフグリッド地域に配電線が設置されてしまうなど、オングリッド電化とオフグリッド電化の連携が取れていないという問題点も指摘されている。また、独立以来続いた安い電気料金と低い電気料金徴収率等によりガーナ電力公社 (以下 ECG) 及びボルタ河電力公社北部電力局 (以下 VRA-NED) の財務状況が悪化しているため、既存配電設備の更新・増強が十分に行われておらず、配電設備は全国に渡り老朽化と過負荷が著しく、質の悪い電気が中小企業の事業活動の足枷となっている。このようなガーナ国の配電部門の現状を改善し、配電設備の更新・増強、配電ロスの低減、配電線延伸による地方電化をさらに進めていくためには、包括的視点に立った全国レベルの配電部門マスタープランを策定する必要がある。

以上のような背景からガーナ国政府は、我が国政府に対して、配電設備の更新・増強、地方部における配電線の延伸等の計画を盛り込んだ全国規模の配電部門マスタープランの策定支援を要請してきた。

上記要請を受けて、JICA はマスタープラン調査の基本方針、内容、スケジュール等の詳細を協議すべく 2006 年 7 月に事前調査を実施し、ガーナ国関係機関と基本合意を形成した。そして、2006 年 10 月に Scope of Work (以下 S/W) の署名・交換を行った。

1. 2 本件調査の目的

- (a)配電網の更新・増強・延伸マスタープラン、配電事業経営改善計画、実施計画を含む 10 年規模の配電部門マスタープランを策定する。
- (b)同マスタープランの内容をカウンターパート (C/P) に十分に理解させるとともに、配電網の更新・増強・延伸マスタープランマニュアルを作成し、調査終了後も C/P 自らで適切に見直し作業が行えるよう技術移転を行う。

1. 3 調査計画

1. 3. 1 調査の流れ

本調査は5つの調査段階で構成されている。

第1段階のキックオフ・基礎調査段階では本調査の目標および枠組みを明確にし、次の事項についての調査を実施した。

- ・ コーディネーティング・コミッティにおけるインセプションレポートの説明
- ・ 基礎情報収集
- ・ C/Pの計画作成能力評価

第2段階の技術移転段階ではワークショップにおいてマスタープラン策定手法を技術移転することを中心に、次の事項についての作業を実施した。

- ・ 第一回ワークショップによる技術移転の実施
- ・ 再委託の実施
- ・ マクロ需要想定の実施

第3段階のマスタープラン作成段階では、次の事項についての作業を実施し、マスタープラン案を作成した。

- ・ 配電網更新・増強・延伸マスタープラン計画の作成
- ・ 配電事業経営改善計画の作成
- ・ 基本データ集の作成

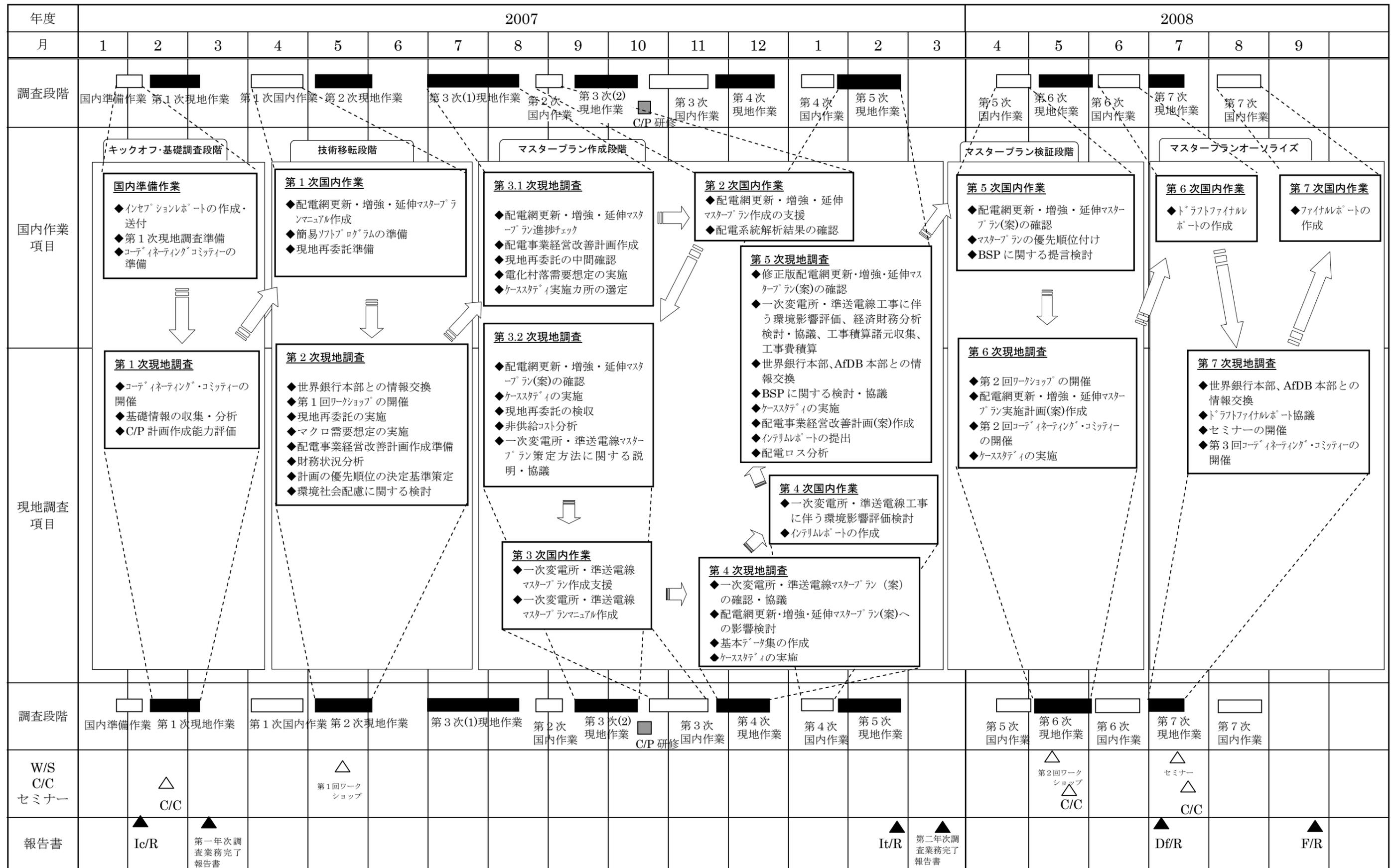
第4段階のマスタープラン検証段階では、第3段階で作成したマスタープラン案を検証し、修正を行った。

- ・ ワorkshopによる配電網更新・増強・延伸マスタープラン計画の確認
- ・ 配電網更新・増強・延伸マスタープラン実施計画・配電経営改善実施計画の作成
- ・ コーディネーティング・コミッティにおけるインテリムレポートの説明
- ・ ケーススタディの実施

最終段階となるマスタープランオーソライズ段階では、政策・制度、経済財務面など、包括的マスタープランの実現性を高めるための検討を行い、提言を作成した。

- ・ セミナーにおける関係機関への周知・協議
- ・ コーディネーティング・コミッティにおけるドラフトファイナルレポートの説明

本調査業務の流れを以下に示す。



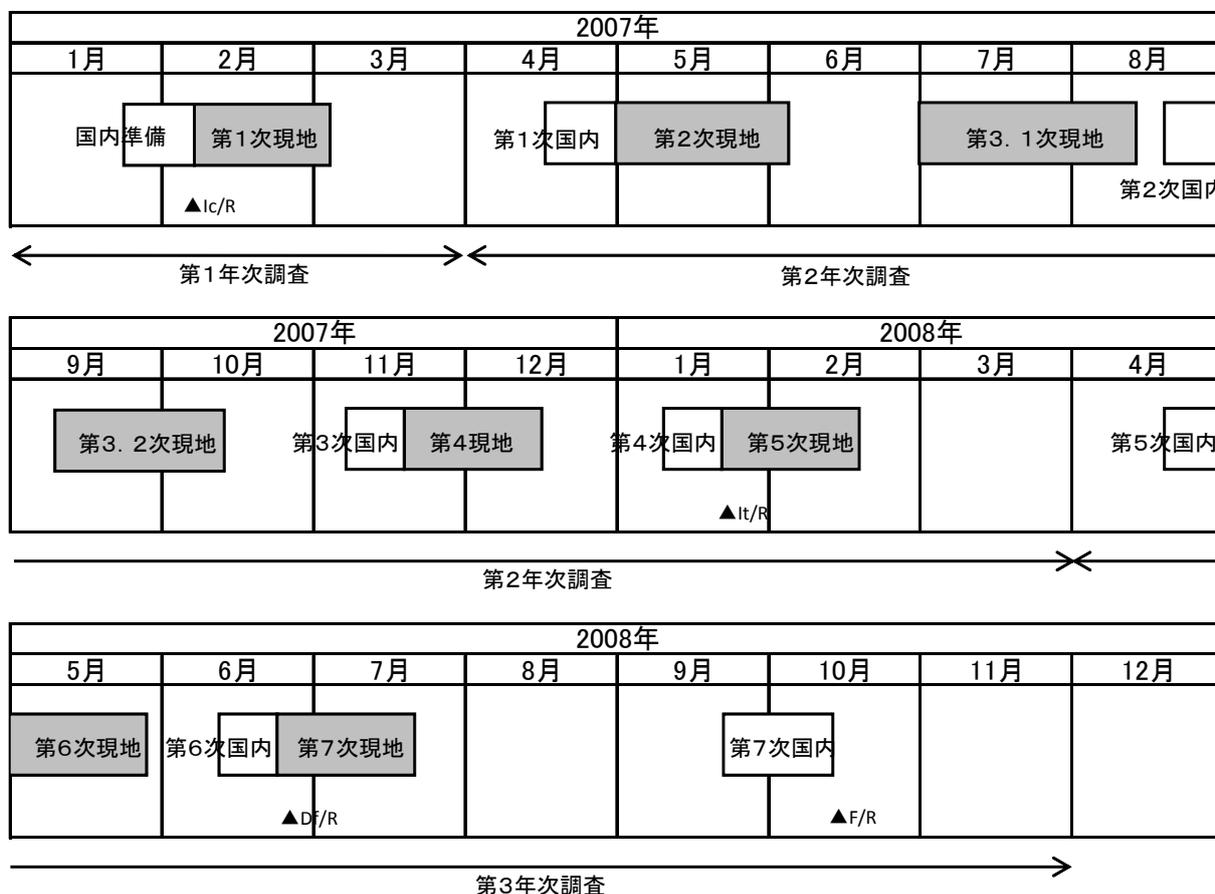
1. 3. 2 調査スケジュール

本調査は、2007年2月から2008年7月までの約18ヶ月間にわたり合計8回の現地調査が実施された。このうち2006年度としては、2007年2月中旬から約4週間に亘り第1次現地調査が実施された。

2007年度としては、2007年5月上旬から約4週間に亘り第2次現地調査が、2007年7月上旬から約5週間に亘り第3.1次現地調査が、2007年9月中旬から約4週間に亘り第3.2次現地調査が、2007年11月中旬から約4週間に亘り第4次現地調査が実施された。2008年1月下旬から約4週間に亘り第5次現地調査が実施された。

2008年度としては、2008年5月上旬から約3週間に亘り第6次現地調査が、2008年6月下旬から約3週間に亘り第7次現地調査が実施された。

図 1-1 に本調査の全体スケジュールを示す。



(出所) 調査団作成

図 1-1 全体スケジュール

1. 4 調査団構成

本調査の業務従事者を表に示す。

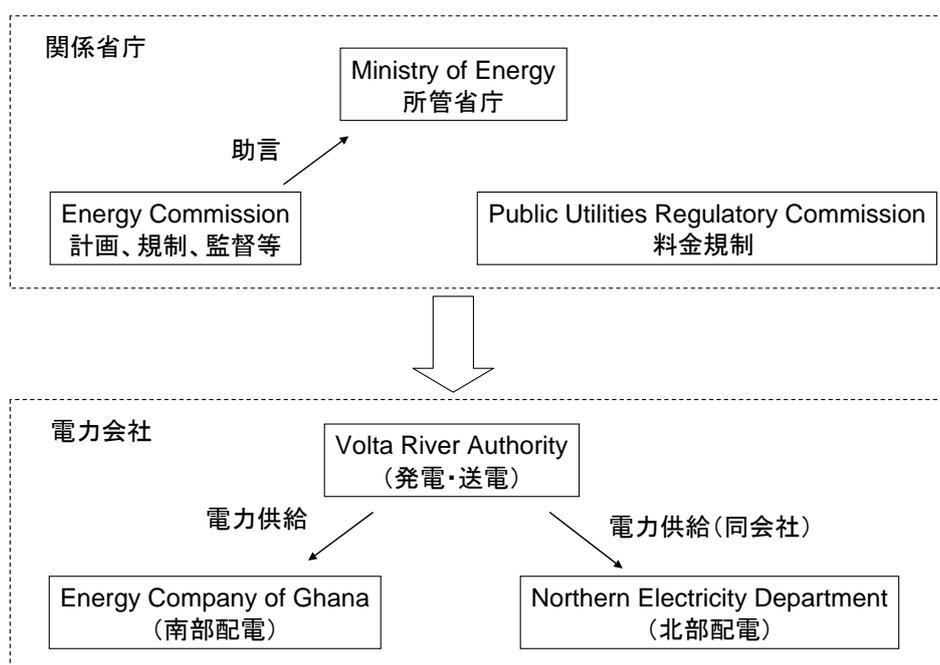
メンバー	業務分野
白木 圭二	総括/配電技術
大原 一倫	配電計画 1 /送変電
加藤 友英	配電計画 2
岩田 守広	配電計画 3
加茂 彰	配電設備設計/積算
池田 研造	電力需給調査 1 /環境社会配慮
木村 敏章	電力需給調査 2 /GIS
山形 浩生	経済財務分析/電気料金
石黒 正康	配電事業経営

第2章 ガーナ国電力セクターの現状

2.1 電力セクターの構造

ガーナ国の電力は、Akosomobo 水力発電所を中心として、水力に依存している。2007年現在の発電設備容量は1,903MWであるが、その63%にあたる1,198MWが水力発電となっている。また、最終エネルギー消費の約5%を隣国からの輸入電力に依存している。

電力部門では、エネルギーを所管する政策省庁である MOE の他にエネルギー政策に係わる助言、計画、規制、監督を実施するエネルギー委員会 (EC)、料金規制を行う公共規制委員会、発電・送電を行うボルタ河電力公社 (VRA)、南部地域の配電を行うガーナ電力公社 (ECG) と北部地域の配電を行うボルタ河電力公社北部電力局 (VRA-NED) の5つの機関が関与している。



(出所) 調査団作成

図 2-1 電力セクターの構造

2.1.1 EC

ECは1997年エネルギー委員会法(法律541号)¹により設立された。ECの役割はエネルギー資源の利用に関する規制と管理、そしてそれに関連する政策調整である。

特に、ECは国内エネルギー資源の開発と利用に対する提言、エネルギー大臣に対する政策面での諮問、エネルギー産業の規制や監視の枠組み作りを行う。このエネルギー産業に係わる規制には、事業の認可、検査、監督などが含まれる。

さらに、国家計画の見直し、エネルギー開発のための政策決定のためのデータベース作り、エネルギー市場の競争促進などを行うこともその役割となっている。

¹ Energy Commission Act of 1997 (Act 541)

エネルギー大臣は EC に対する責任を持つ。委員会は議長と六名のメンバーからなる七名で構成される。

2. 1. 2 PURC

PURCは1997年公共規制委員会法（法律538号）²に基づいて設立された規制機関であり、電気事業者のサービスについての規制と監督を行う。現状では、PURCが規制する部門は電力と水道であるが、天然ガスについても今後PURCの規制対象となる。

委員会は9名のメンバーから構成され、委員は大統領によって任命される。

PURCの主な仕事は公共事業者が提供するサービスの料金設定に対するガイドラインの設定、電気料金等の審査と許可、消費者および事業者の利益の保護、公共事業者のサービスの監視と基準の遵守、公共事業者の競争の促進、需要家と公共事業者の間の紛争の審査と調停、公共事業者に対する助言となっている。

法律538号はPURCが規制を制定する権限を与えており、これまでに二つの規制が施行されている。一つが「1999年公益事業者のサービス停止規制（LI1651）³」であり、事業者が需要家に対するサービスの提供を停止するための条件を設定している。もう一つは「1999年公益事業の苦情手続き規制（LI1665）⁴」であり、公益事業者あるいは需要家が苦情を申し立てる際の手続きを示している。

2. 1. 3 VRA

現在、水力発電のすべてがVRAの責任で行われている。VRAはボルタ河水系の開発、そこからの発電、送電、卸電力供給を行うために、ボルタ河開発法46号に基づいて1961年に設立された。

VRAはAkosombo（1,038MW）とKpong（160MW）の二カ所の水力発電所とAboadze（550MW）の火力発電所を所有する。また、国内需要を賄うため、これらの発電設備に加えて、コートジボワールから25万kWまでの電力輸入を行っている。これらの系統電力に加え、分散型電源である太陽光発電システムの導入も行っている。

送電設備は、VRAの100%子会社であるNational Grid Company Ltd（NGC）を通じて所有・運用している。送電系統は161kVと69kV送電線（回線延長4,000km）及び36カ所の変電所で構成されている。ガーナの電力系統は国際連系線により、トーゴ（161kV）、ベナン（161kV）、コートジボワール（220kV）との間で接続されている。

2. 1. 4 ECG

1997年11月、ECGは1993年企業法（法律461）により1963年企業コード⁵に基づく株式会社として登記された。この新会社は、1967年に政令（NLCD 125）によって設立された旧ガーナ電力公社⁶を引き継いだものであり、政府が全ての株を所有する。

² Public Utilities Regulatory Commission Act of 1997 (Act 538)

³ Public Utilities (Termination of Service) Regulation 1999, LI1651

⁴ Public Utilities (Complaints Procedure) Regulations 1999, LI1665

⁵ Companies Code, 1963

⁶ Electric Corporation of Ghana

ECG はほぼ全ての電力を VRA からバルクで購入し、最終需要家に販売する配電会社であり、アクライースト、アクラウエスト、テマ、イースタン、セントラル、ウエスタン、アシャンティ、ボルタの 8 つの地域の配電と電力供給が義務づけられている。

2. 1. 5 NED

NED は 1987 年に VRA の子会社として設立され、ブロング・アハフォ、ノーザン、アッパー・イースト、アッパー・ウエスト州からなる北部地域への配電と電力供給の責任を ECG から受け継いだ。

NED は広大な貧しい地域を対象に事業運営しており、これらは国の 65% を占めている。需要家の多くは点在しており、その多くはライフライン料金が適用されている。このような悪条件が投資と運営コストを上昇させている。このような問題があるゆえに、NED の財務状況は非常に悪化しており、事業運営に際しては VRA から多額の補助が行われている。

2. 1. 6 電力再編動向

ガーナ政府は、IDA から Takoradi の火力発電所の融資を受けるために、1997 年、電力再編計画を発表した。計画には、配電部門の地域分割、卸電力市場の創設、小売市場の自由化、VRA の機能分割などが含まれているが、まだ、具体的な実施には至っていない。

この改革は、GEDAP の中でサポートされている（詳細は 3.1 節を参照）。配電会社の経営改善については、ECG と NED の統合および五つの地域⁷に営業区域の分割が大枠として決まっているが、これを一社体制で経営するのか、あるいは独立した分割会社として経営するのか、まだ最終的な結論は出ていない。

表 2-1 電力再編計画の内容と進展状況

項目	進展状況
1 配電部門の地域分割（西部、首都部、中部、東部、及び北部）と経営基盤の確立	経営体制については、未決定。
2 VRA の機能分離と民営化	新設火力発電所（TICO）と送電部門（NGC）を子会社化
3 小売市場の自由化	進展なし
4 卸電力市場の設立と規制制度の整備	進展なし
5 VRA、ECG と政府間のパフォーマンスに関する企業契約の締結	進展なし
6 規制機関の設立と規制制度の整備	1997 年に EC と PURC を設立し、規制制度の整備に着手。

（出所）調査団作成

⁷ Western (Western and Central Regions), Capital (Greater Accra Region), Central (Ashanti Region), Eastern (Eastern, Volta and Tema Regions), and Northern (Northern, Upper East/West and Brong Ahafo Regions)

2. 2 地方電化計画

2. 2. 1 国家開発計画

ガーナ政府は、2001年に重債務貧困国（HIPC:Highly Indebted Poor Country）に指定され、貧困削減を国家開発計画として位置づけている⁸。2003年には、貧困削減戦略（GPRS:Ghana Poverty Reduction Strategy）を策定して、中長期的な視野で民主的な手法で地方分権への環境作りを進めると共に、経済成長・貧困削減のための6項目の活動計画を立てている。

電力セクター問題に目を向けると、GPRSでは電源開発のみならず地方電化、特に太陽光を中心とした再生可能エネルギー利用の必要性について言及している。また、2002年2月、ガーナにおいてエネルギー大臣、各国ドナー関係者およびガーナ国内の電力関係者が集まって、電力を含むエネルギー政策基本構想（Energy Sector Policy Framework）についての討議が行われた。このうち、経済発展の基盤として必要な高品質なエネルギーへのアクセスのアクションプランとして、地方電化があげられている。

2. 2. 2 地方電化計画

（1）国家電化計画（NES）

ガーナは1990年から2020年に至る30年間で国の電化の達成を目的とする国家電化計画（NES）を策定している。この計画を進めるために必要な原資は、無償・有償の資金援助、国家電化基金（National Electrification Fund）による課税あるいは政府予算が充てられている。

なおNESの第1フェーズでは州都および変電所から州都に向かう途中の村落を対象だが、第2フェーズ以降は経済性からみてフィージブルなプロジェクトを優先して実施されている。

（2）自立電化プログラム（SHEP）

自立電化プログラム（SHEP）はNESを補完するために作られたプログラムである。SHEPは既存の33kVまたは11kVの中圧配電線から20km以内に位置する村落を対象にして、対象村落が低圧配電線用の電柱費用を負担することが実施条件となっている。

SHEPは、NESで計画する電化目標の前倒しを目指しており、1990年から2000年の10年間でNESとSHEPにより約1,900の村落が電化されている。

SHEPによる電化は中長期の視点に立った電化計画に則ったものではなく、かなり政治的色合いが強い。上記条件を満たす村落に対して単発的に行われることから、中圧配電線の延線上の村落であっても条件を満たさない村落は電化されず、必ずしも収益面からフィージブルであるとは限らない。またSHEPが政治に使われることもあり、低圧配電線設備が準備されても中圧配電線の延線が中断され電化されないまま放置されるようなケースもある。

SHEPの計画はMOEとDistrict Assemblyの直接のやりとりで対象村落が選定され、MOEが直接、

⁸ 1995年代に入って赤字に転落したガーナ政府は、中所得国の仲間入りをするための2020年までの国家開発計画1995年にVISION2020を策定した。

業者に設計、工事を発注する方式をとっている。また業者は設計段階で ECG、VRA-NED に確認を取っておらず、このため系統への影響を全く考慮せずに計画が進められており、既に電圧が基準値を満たしていない配電線からさらに配電線が延伸されることも珍しくない状況にある。ECG、VRA-NED は、延伸された配電設備について、基準を満たしていない設備も含めて引き継ぐこととなり、対応に苦慮している。

なお、現在進めている SHEP4 については資金不足のため、一時計画が止まっていたが、後述の中国と米国輸出入銀行から資金援助により、その実施が進められている。現状で政府は SHEP4 を 3~4 のフェーズで進めようと考えており、その第 1 フェーズは 2008 年第 1 四半期で終了し、195 の村落が電化された。

一方、政府は地方電化庁（REA: Rural Electrification Agency）の設立を急ぎ、SHEP に変わる合理的な電化計画作りを行おうとしている。しかしながら、GEDAP コンポーネント C の中で進められる配電線延伸プログラムの中での候補としてあげられた対象村落については、依然として SHEP4 を引き継いだ形となっており、まだ新たな電化計画作りの体制に移行できているわけではない。

表 2-2 GEDAP における配電線延伸対象村落数

Region	District	No. of Village	Total
Ashanti	Amansie West	34	104
	Kwabre	15	
	Sekyere East	29	
	Atwima	18	
	Asante Akyem North	8	
Central	Abura/Asebu/Kwamakese	32	84
	Cape Coast	7	
	Gomoa	45	
Eastern	Birem South	9	11
	New Juabem	2	
Greater Accra	Ga	51	51
Volta	Ho	21	21
Western	Aowin Suaman	12	138
	Bibiani Anhwiaso Bekwai	12	
	Juabeso Bia	31	
	Jomoro	33	
	Wassa Amenfi	21	
	Nzema East	11	
	Mpohor Wassa	18	
	Total		409

(出所) ECG 資料より調査団作成

(3) 中国による資金援助

配電線延伸による地方電化計画は、GEDAP とは別に中国による援助でも進められている。これは SHEP4 の一環として行われるものであり、ガーナ政府は中国から 8,100 万ドルの借款を受けた。この中国の資金 8,100 万ドルとガーナ政府の資金 1000 万ドルを加えた 9100 万ドルを原資として 580 の町を電化する。

(4) 米国輸出入銀行による資金援助

米国輸銀はガーナ政府に地方電化資金を供与し、すでに3億5700万ドルの借款がガーナ国議会で承認されている。借款のうち35.21%は無償資金であり、残りの有償部分はソフトローンである。この米国からの資金を基に、SHEP4の第1フェーズに続く特別プロジェクトが実施される。

(5) 地方電化庁 (REA) の設立

このような無秩序な地方電化計画を改善するため、MOEは地方電化庁の設立を計画している。しかし、前述のようにGEDAPの地方電化対象村落リストをSHEP4のリストから作成しており、現状でまだ新体制に移行しているわけではない。

REAの設立のために、フランス政府は、GEDAPの地方電化プログラムの補完プロジェクトとして、REAの設立と地方電化基金の設立について技術協力(調査)を提供する。この調査はGEDAPの実施に際して、フランス政府からの協調プロジェクトとして予定されていたものであり(ただし、GEDAPの枠外として実施)、実施期間は約3カ月、最終報告書は6月に出される。

このようにREA設立の準備は進められているが、現状のMOEにおいても、地方電化に関する政策あるいは計画を立案する上で必要となる未電化村落の位置や規模など情報は把握されておらず、直接、各District Assemblyに聞き取るしかないような状況にある。

今後、地方電化庁の設立を急ぎ、こうした情報の整理に速やかに取り組む必要がある。

2. 3 電力需要

2. 3. 1 電力需要概要

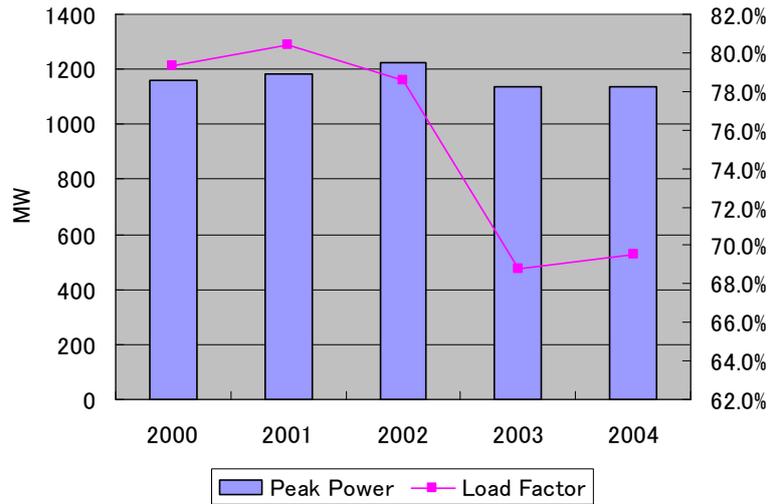
ガーナにおける電力供給は、VRA が所有する供給システムによって行われている。系統全体における 2004 年の販売電力量は 6,016GWh である。2002 年までは 7,000GWh 以上の販売電力量であったが、2003 年にかけて販売電力量が急激に落ち込んだ。これはアルミ工業会社である VALCO (Volta Aluminum Company) に対して渇水を理由に大幅な供給制限を実施し、VALCO が工場を閉鎖してしまったためである。

表 2-3 ガーナの販売電力量の推移

Unit:GWh					
Year	2000	2001	2002	2003	2004
Generation	7,223	7,859	7,296	5,900	6,039
Hydro	91.5%	84.0%	69.0%	66.0%	72.9%
Thermal	8.5%	16.0%	31.0%	34.0%	27.1%
Net import	472	160	534	339	213
Total import	864	462	1,145	940	878
Total export	392	302	611	601	665
Losses	252	291	413	378	236
Transmission	229	259	368	333	205
Miscellaneous	23	32	45	45	31
Final Supply	7,443	7,728	7,417	5,861	6,016

(出所) Strategic National Energy Plan 2006-2020, Energy Commission, July 2006

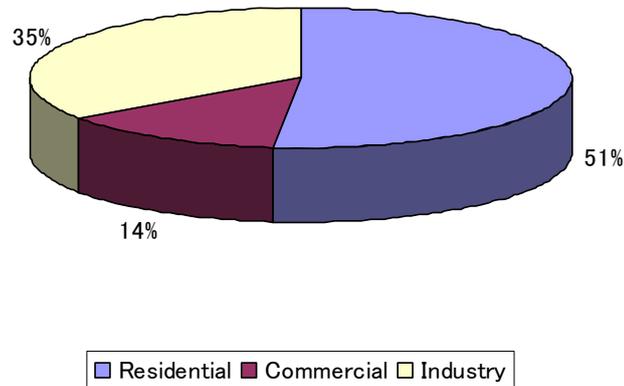
最大電力は、2004 年において 1,137MW である。2002 年には 1,226MW であったが、VALCO の工場閉鎖により販売電力量と同様、落ち込んでいる。図 2-2 に最大電力と設備利用率の推移を示す。



(出所) 調査団作成

図 2-2 最大電力と設備利用率の推移

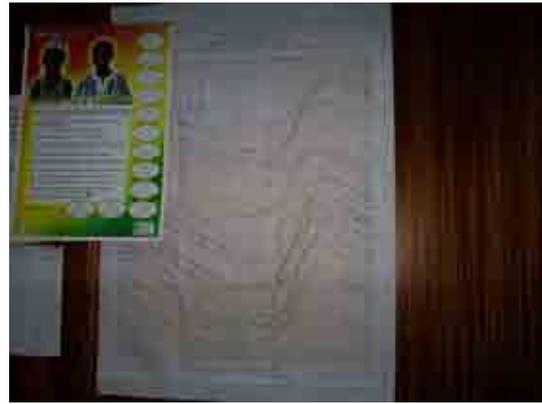
現在の販売電力量の構成は、家庭用が 51%、商業用が 14%、産業用が 35%となっている。以前は VALCO の影響により産業用が半分以上を占めていた。最近では、地方電化計画の推進により、家庭用需要が大きく伸びている。



(出所) 調査団作成

図 2-3 販売電力量の構成

また、本調査期間中の 2007 年度は Akosombo ダムの渇水が問題になっていた。首都アクラにおいて、48 時間のうち 12 時間の計画停電を強いる状況に陥っていた。ガーナ政府としてもこの状況を大きな問題と捉え、Bui ダムの開発推進や新規火力開発計画が進められた。



(出所) 調査団撮影

図 2-4 Akosombo ダムの湧水状況と水位管理

2. 4 発電・送変電設備

2. 4. 1 発電設備

2007年現在、ガーナ国の発電設備容量は、水力発電 1,198MW (63%)、火力発電 705MW (37%) の合計 1,903MW である (表 2-4 参照)。

水力発電設備としては、ボルタ河水系に 1,038MW の Akosombo 水力発電所 (1965 年運転開始) と 160MW の Kpong 水力発電所 (1982 年運転開始) がある。Akosombo 水力発電所は、1~4 号機が 1965 年に、5~6 号機が 1972 年に運転を開始している。また、2006 年に出力増強の工事が行われており、現在の出力となっている。

一方、火力発電所としては、ガスコンバインドサイクル発電 550MW の Takoradi 発電所 (1997 年運転開始) と、ディーゼル発電 30MW の Tema 発電所 (1961 年運転開始)、バージ火力 125MW がある。Takoradi 発電所は、1990 年代に度重なる湧水で電力不足となったため、その対策として建設された。1 号機 (330MW) は 1997 年に運転を開始している。2 号機は 2000 年に米国 CMS 社と VRA の共同出資 (TICO 社所有) で導入されたが、現在は 110MW×2 のガスタービンのみで運転されている。今後、スチームタービンを増設し、330MW 増強する予定であるが、西部アフリカ・ガス・パイプライン (WAGP) で供給されるナイジェリア産のガスを利用する計画であるので、実施されるかはこの計画に左右される。Tema 火力発電所とバージ火力は運転されていない。

表 2-4 ガーナ国の発電設備 (2006 年現在)

Plant	Year installed	Status	Gross capacity (MW)	Available net Capacity (MW)
Akosombo Hydro	1965/1972	Operating	1,038	1,020
Kpong Hydro	1982	Operating	160	148
Takoradi T1	1997-2000	Operating	330	300
Takoradi T2	2000	Operating	220 (330)	210 (320)
Tema Diesel	1961/1962	Unavailable	30	0
Power Barge	2000	Not commissioned	125	0
Total			1,903 (2,013)	1,678 (1788)

(出所) Strategic National Energy Plan 2006-2020, Energy Commission, July 2006



Akosombo 発電所



Takoradi 発電所

(出所) 調査団撮影

図 2-5 ガーナ国 発電所写真

2. 4. 2 電源開発計画

ボルタ河の渇水のため、電力不足が深刻になっているが、ガーナ国として明確な電源開発計画を作成できていないのが実情である。

MOE の担当者によれば、電力不足対策として、2009 年までに Takoradi 発電所 2 号機をコンバインドサイクル化して 110MW の出力増強を行いたいと述べている。また、ガーナ政府は、工業地帯である Tema に 400MW 規模のガス火力を開発しており、1 ユニットは既に運転されている。ただ、これらの計画は先に述べたとおり、西部アフリカ・ガス・パイプライン (WAGP) で供給されるナイジェリア産のガスを利用する計画であるのが、ガスが供給されていないため、現状は石油を使用し発電している (表 2-5 エラー! 参照元が見つかりません。参照)。

表 2-5 Tema ガス火力の概要

	容 量	製造者	建設年	備考
ユニット 1	126MW	GE	運用中	現状は石油を使用
ユニット 2	220MW	アルストム	2009 年運開	
ユニット 3	50MW	シーメンス	2008 年運開	

(出所) 調査団聞き取り

その他、200MW (Shen Zen Group)、300MW (Cen Power)、600MW (カナダ資本) のガス火力や 50MW の廃棄物発電が計画されている。

一方、水力電源開発であるが、ガーナ国においても多くの水力ポテンシャルが存在するが、経済面、環境面を理由に開発されてこなかった (表 2-6 参照)。

表 2-6 ガーナ国の水力ポテンシャル

Name	River Basin	Potential (MW)	Generation (GWh)
Jambito	Black Volta	55	180
Bui	Black Volta	400	1,000
Lanka	Black Volta	95	319
Ntereso	Black Volta	64	257
Koulbi	Black Volta	68	392
Daboya	White Volta	43	194
Kulpawn	White Volta	40	166
Pwalugu	White Volta	50	184
Juabo	Oti River	90	405
Tanoso	Tano River	56	259
Jomuro	Tano River	20	85
Sodukrom	Tano River	17	67
Asuaso	Tano River	25	129
Heman	Pra River	90	336
Abaumesu	Pra River	50	233
Kojokrom	Pra River	30	136
Awisam	Pra River	50	205

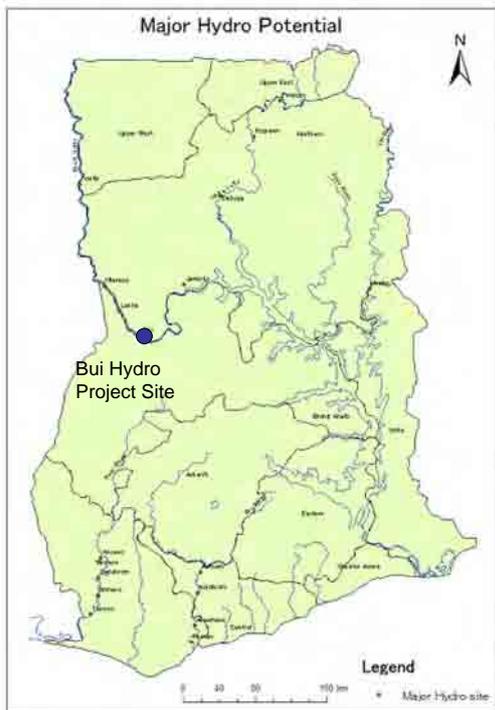
(出所) 調査団聞き取り

しかし、ここにきて中国が Black Volta 水系の 400MW・Bui 水力プロジェクトに対し援助することとなり、詳細設計が 2007 年 6 月から開始されている。環境影響評価も既に実施されており、2007 年 8 月に大統領参列のもと起工式が実施された。

プロジェクトの総工事費は 622 百万ドルで、このうちガーナ政府が 60 百万ドルを拠出し、中国が 562 百万ドルを融資 (コンセSSIONAL ローンとコマーシャルローン) する。

Bui ダムが開発された場合、Bui 国立公園の一部が水没、また約 2,000 人の住民移転が必要となるが、ガーナ政府は、環境問題より昨今の電力不足解消を優先したということになる。

MOEによれば、2011年に1ユニット完工予定である。2012年に全てのユニット（3ユニット、計400MW）が完工する。



(出所) 調査団作成

図 2-6 Bui 水力プロジェクト位置図と Bui 国立公園

(Bui ダムの現況)

Bui ダムサイトは Sunyani から約 150km 地点に位置し、車で 2 時間半程度である。アクセス道路は整備されており、詳細設計を実施している段階にある。現場には中国の会社の事務所があり、中国人が約 20 人ほど滞在している。現場での作業はガーナ人が下請けで実施しており、ダム底部の地質調査ボーリング、ダムサイトの測量、水位測定等が実施されている。



(出所) 調査団撮影

図 2-7 Bui ダムの完成予想図とダムサイト

2. 4. 3 送変電設備（流通設備）

ガーナの電力系統は 161kV と 69kV 送電線（回線延長 4,000km）及び 29 ヲ所の基幹変電所で構成されている。周波数は 50Hz である。また電力系統は、国際連系線により、トーゴ（161kV）、ベナン（161kV）、コートジボアール（225kV）との間で接続されている。2003 年時点で、コートジボアールから 940TWh の電力が輸入されており、トーゴ、ベナンには 602TWh の電力が輸出されている。

水力発電所を含む主幹系統は 161 kV で、各主要都市にある一次変電所までの設備を VRA が保有運用し、33(34.5) kV の準送電線、33(34.5)/11 kV 一次変電所及び 11 kV 配電線以降の設備を ECG、VRA-NED が保有・運用している。

ガーナの送変電設備は、その約 3 分の 1 が Akosombo 発電所に合わせて 1960 年代に建設されたため 40 年以上経過しており、今後計画的に改修する必要がある。また、都市部の需要増に伴い、アクラ、クマシでは新たな基幹変電所が建設中である。

2. 5 配電設備

2. 5. 1 既存配電設備

(1) 中圧配電線の系統構成

中圧配電線の系統構成については、おおよそ以下にわけられる。

(a)BSP において、161kV 送電線から 33kV (34.5kV) に降圧して 33kV (34.5kV) 配電線として配電用変電所に至るケース

(b)BSP において、161kV 送電線から直接 11kV に降圧して 11kV 配電線として配電用変電所に至るケース

(c)BSP において、161kV 送電線から 33kV (34.5kV) に降圧して 33kV (34.5kV) 準送電線として遠隔地まで 行った後、さらにそこで 33kV から 11kV に降圧して、11kV 配電線としてさらに遠隔地まで行った後、配電用変電所に至るケース

おおよそアクラやクマシ等の大都市および BSP の近傍では(a)、過疎地では(b)のケースが多く、一部で(c)のケースも存在する。また、(b)のケースでは電圧降下値が超過する、あるいは至近に超過するケースがあり、33kV へ昇圧が検討されている配電線もある。

中圧配電線の形態は、大半が放射状方式であるが、アクラ等の都市部においてはループ状方式が採用されている。

(2) 低圧配電線の系統構成

ガーナ国の低圧の公称電圧は 433/250V である。低圧配電線は一つの配電用変電所から 2～5 フィーダー程度伸びており、放射状方式の系統となっている。

2. 5. 2 配電技術基準

配電用設備に関する基準としては、ECG が規定している基準（Electrical Power System Specifications）が存在し、VRA-NED も同等の基準を採用している。

この基準により電圧の許容範囲や配電設備の大まかな規格が定められている。(表 2-7 参照)

表 2-7 ECG 基準による規格例

項目	基準	
周波数	50HZ	
電圧	33kV 系統	公称電圧：33kV 最大電圧：36kV
	11kV 系統	公称電圧：11kV 最大電圧：12kV
	低圧系統	公称電圧：433/250V 最高電圧：438/253V 最低電圧：358/207V
支持物	33kV、11kV 系統	支持物高さ：11m 標準スパン：100m
	11kV 系統	支持物高さ：11m
	低圧系統	支持物高さ（都市部）：9m 支持物高さ（郡部）：8m
電線	33kV 系統	アルミ電線（All Aluminum Conductor：AAC） 幹線部分：400mm ² 、240 mm ² 、150 mm ² 分岐部分：240 mm ² 、120 mm ² 、50 mm ²
	11kV 系統	アルミ電線（All Aluminum Conductor：AAC） 幹線部分：265mm ² 、150 mm ² 、120 mm ² 分岐部分：120 mm ² 、50 mm ²
	低圧系統	アルミ電線（All Aluminum Conductor：AAC） 都市部：120mm ² 、50 mm ² 郡部：25 mm ² ABC ケーブル（Aerial Bundled Conductor） 4x50 mm ² 、3x50 mm ² 、4x25 mm ² 、2x25 mm ²
変圧器	33kV/433/250V	500kVA、315kVA、200kVA、100kVA、50kVA
	11kV/433/250V	500kVA、315kVA、200kVA、100kVA、50kVA

(1) 支持物

支持物は中圧配電線には主に鉄塔、コンクリート柱、また低圧配電線には木柱、鋼管柱で構成されている。中圧配電線路の場合、支持物の経路はほぼ道路に沿って建設されている場合と、道路沿いでなく草原の真ん中あるいは集落の真ん中を通過している場合がある。この結果、配電線路への確認作業、巡視・点検および補修作業を行う際に、徒歩でアクセスしなければならないケースが数多くある。

(2) 電線

基準ではアルミ線の使用が規定されているが、一部で銅線も使用されている。電線の太さは変電所から末端に行くにつれて細くなっていくべきであるが、配電線を延伸するような場合に、より太い電線を使用して延伸が行われているケースもある。こうした配電線については、細い電線に許容電流以上の電流を流してしまうおそれがあることや、系統解析を行う際に煩雑となるなど問題が生じることから、極力、改修することが望ましい。

(3) 変圧器（配電用変電所）

一般的には三相変圧器が使用されているが、地方においては単相変圧器やSWER⁹用の変圧器も使用されている。

2. 5. 3 配電設備設計

ガーナ国の配電設備の設計については、ECGにより準送電線および配電設計指針¹⁰（以下、設計指針という）が定めてられており、VRA-NEDについても基本的にこれに準じている。設計指針の概要を表2-8に示す。

表 2-8 準送電線および配電設計指針の概要（抜粋）

節題	概要
4. 架空配電システムの特徴	・各機器の特徴、選定基準
5. 地中配電システムの特徴	・ケーブルシステムの適用、各種ケーブルの特徴
6. 短絡事故電流計算	・単位法、短絡事故計算、地絡事故計算
7. 配電設備の保護	・保護リレー方式、各保護リレーの運用方法
8. 電圧降下と配電ロス	・電圧計算、ロス計算とその対策
9. 分路コンデンサの適用	・力率改善、電圧改善方法
10. 電圧調整装置	・電圧調整装置の適用
11. 配電システム設計基準	・架空および地中配電設備の設計方法
12. 配電システム設計手順	・電圧階級別の設備形成、増強および新設の検討

（出所） Subtransmission and Distribution Design Guidelines

主な配電設備の現状を以下に要約する。

⁹ Single Wire Earth Return 方式。ガーナの場合、電線が送電線の架空地線と共用されている場合が多い。

¹⁰ Subtransmission and Distribution Design Guidelines

(1) 電圧階級

ガーナ国の基本的な配電系統構成を図 2-8 に示す。

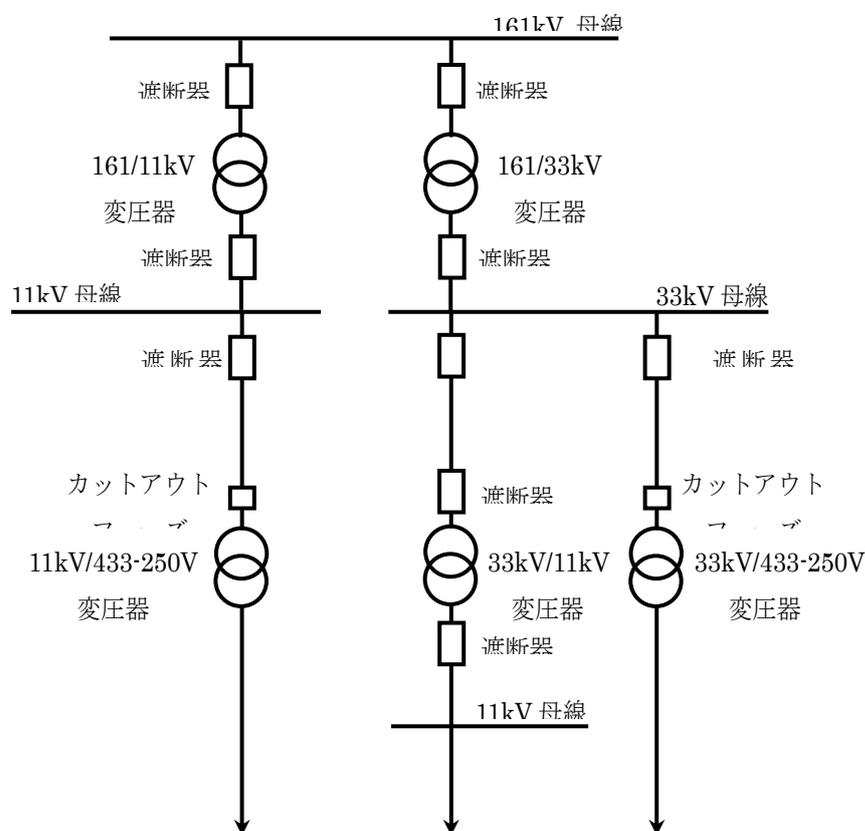


図 2-8 基本的な配電系統構成

ガーナ国の配電系統は、三相三線式の 33kV および 11kV の中圧線と三相四線式の 433V および 250V の低圧線で構成されている。VRA-NED が管轄するエリアの多くは地方部であることから負荷密度が低く、配電線亘長が長くなる傾向にあることから配電ロスを低減するため、ECG の 33kV より高い 34.5kV にて運用している。ガーナ国において標準的に用いられる電圧階級を表 2-9 に示す。

表 2-9 電圧階級

Nominal Voltage	Maximum Voltage	Minimum Voltage
33kV (34.5kV)	36kV	29.98kV
11kV	11.69kV	11.58kV

(出所) Subtransmission and Distribution Design Guidelines

以下、特に断りのない場合、電圧階級において 33kV は 34.5kV を含むこととする。

(2) 導体

ガーナ国の配電線は、以下の二つに分類できる。

- 架空線
- 地中ケーブル

架空配電線には主にアルミ製の裸線であるAAAC¹¹とAAC¹²が使用されている。具体的なサイズは、都市部においては400mm²、240mm²、150mm²、地方部では240mm²、150mm²が広く用いられている。33/11kV 変圧器二次側から11kV母線までは主に銅製の裸線であるACSR¹³が使用されている。かつては地方部において100mm² AAACや70mm²銅線が推奨されていたため、現在ではその老朽化した設備が残っている箇所もある。極端な例では、16mm²、35mm²の銅線などの極端に細い電線が使用されている箇所も存在し、こうしたエリアでは電圧降下が著しく、潜在需要を生み出す要因となっていると考えられる。地中ケーブルについては、主に都市部においてXLPE¹⁴ケーブルが使用されている。

ガーナにて標準的に配電線に用いられる電線導体の諸元を表2-10に示す。

表 2-10 標準的な架空線、地中ケーブルの諸元

Voltage		Type	Size (mm ²)	Capacity (A)
33kV	架空線	AAAC AAC	400	1,066
			240	720
			150	530
			120	455
			100	405
			70	369
	50	260		
	地中線	Al XLPE	240	670
11kV	架空線	AAAC AAC	400	1,066
			240	720
			150	530
			120	455
			50	260
		地中線	Al XLPE	300

(出所) Subtransmission and Distribution Design Guidelines

¹¹ All Aluminum Alloy Conductor

¹² All Aluminum Conductor

¹³ Aluminum Cable Steel Reinforced

¹⁴ Crosslinked Polyethylene insulated vinyl sheathed cable

(3) 支持物

架空線の支持物としては、基本的に木柱が多く続いてコンクリート柱、鉄塔、鉄柱が採用されている。地方部では木柱と鉄製の腕金の組み合わせが多く採用されている。

支持物間の距離を示す径間については、都市部においては比較的短く 50～60m 程度の箇所もあるが、地方部では 80～90m 間隔である。

(4) 碍子

標準的にピン碍子、ポスト碍子、懸垂碍子が使用されている。ピン碍子は直線区間に使用され、ポスト碍子は変電所における母線の支持や傾斜した箇所における導体の支持に使用され、懸垂碍子は T 分岐点や引留点に使用されている。

(5) 開閉器

開閉器は、系統構成の変更など定常状態における負荷電流の開閉に加えて、系統事故発生時には事故区間を切り離し、健全区間への波及を最小限に抑える役割を担う。ガーナ国で標準的に用いられている開閉器は、上位系統から遮断器 (Circuit Breaker)、再閉路遮断器 (Recloser)、区分開閉器 (Sectionalizer) の三種類であり、それぞれ保護機能を具備している。各開閉器の概要を表 2-11 に示す。

表 2-11 標準的な開閉器の概要

開閉器名称	概要
遮断器 (Circuit Breaker)	<ul style="list-style-type: none">➤ 配電線の起点となる変電所に設置➤ 保護機能付
再閉路遮断器 (Recloser)	<ul style="list-style-type: none">➤ 配電線の分岐点に設置➤ 遮断器と比較して遮断容量が小さい➤ 短絡容量が小さい場合、遮断器の代替えとなる➤ 投入ロック機能付
区分開閉器 (Sectionalizer)	<ul style="list-style-type: none">➤ 遮断器と再投入器の補助用として配電線上に設置➤ 投入ロック機能付 (Section Switch の役割)

(出所) Subtransmission and Distribution Design Guidelines

開閉器のうち、遮断器については一般的に油遮断器が採用されており、その容量を表 2-12 に示す。

表 2-12 標準的な遮断器容量

電圧階級	定格短絡遮断容量 (kA)	備考
33kV	31.5	BSP 二次側における最大値
11kV	20.0	BSP 二次側における最大値

(出所) Subtransmission and Distribution Design Guidelines

上記遮断容量は、BSP¹⁵二次側での最大短絡事故を想定した値であるため、例えばその他の 11kV 母線では 13kA を採用するなど、配電設備の実状に応じた事故電流に基づいて遮断容量を決定している。

(6) 変圧器

配電用変圧器は、配電線から T 分岐接続されており、避雷器やカットアウトヒューズから構成されている。設置形態は経済性或公衆安全を考慮し標準的に柱上へ設置している。変圧器の容量は、50、100、200、315kVA が広く採用されている。無停電にて電圧の昇降が可能な負荷時タップ切替変圧器の設置は一部に留まっており、需要の変動が大きい朝晩に停電が発生するパターンが多い。標準的に用いられる変圧器の設置形態および容量を表 2-13 に示す。

表 2-13 標準的な変圧器の諸元

一次側電圧	設置形態	定格容量 (kVA)
33kV	柱上	25,50 (単相) 50,100,200,315,500 (三相)
	地上	200,315,500 (三相)
11kV	柱上	25,50 (単相) 50,100,200,315,500 (三相)
	地上	200,315,500 (三相)

(出所) Subtransmission and Distribution Design Guidelines

(7) 中性点接地方式

変圧器の中性点接地方式について、設計指針では直接接地方式または有効接地方式（抵抗接地方式）と定められているが、現状の設備では標準的に直接接地方式が採用されている。

(8) 系統保護

33kV 配電線は、一次変電所相互間を連係する場合は準送電線として運用されるため、その保護方式は短絡検出について距離リレーが採用される。また、配電用変電所へ電力を供給する場合は配電線として運用されるため、同様に過電流リレーが採用される。地絡検出については、準送電線、配電線ともに地絡過電流リレーが採用されている。

33kV 配電線を準送電線として運用する場合、距離リレーの整定については、一段が準送電線区間の 85%、二段が同じく 120% と定められており、計器の誤差に対する裕度や後備保護機能を有している。保護範囲についての概念図を図 2-9 に示す。

¹⁵ Bulk Supply Point : 発送電会社である VRA と配電会社である ECG、VRA-NED との境界となる変電所

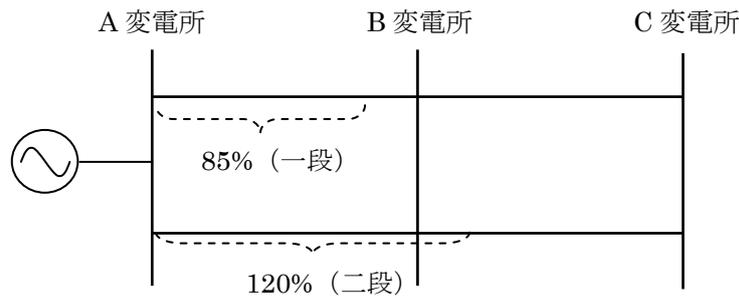


図 2-9 距離リレーの保護範囲

配電線は、各相の負荷変動が大きいいため、送電線と比較して各相毎に設置している過電流リレーの整定感度の調整が難しいことが多い。また、事故発生時に一時的に健全相のみで送電する単相運用も一部で実施されているが、電力供給が不安定になりやすいことから三相一括で遮断することが望ましい。

また、変電所に設置されている遮断器と柱上トランス一次側へ設置されているカットアウトフューズの時限に差を設けてあり、保護協調が図られている。

33kV 架空線のように電圧が高い配電線は亘長が長くなる傾向にあり、樹木等が裸線の導体へ接触することに起因した停電も増加するため、系統保護の重要性は高くなる。

(9) 耐用年数

ECGにて標準的に採用されている主な配電設備の耐用年数を表 2-14 に示す。ECG および VRA-NED は電力需要の増加や各設備の経年を考慮し、変圧器や老朽化した開閉器などの更新を計画しているが、資金不足のため一部の計画が実施に至らず、結果として機器の故障による電力品質の低下も発生している。また、導体と併せて変圧器容量が十分でないことによる潜在需要の存在も確認されている。

一般的に、二次側が低圧線に接続されている配電設備は発電設備や送電設備と比較して設備数が膨大であることから予防保全の観点から計画的な取替を実施することはコスト面で不利であり、また優先順位も低いと考えられる。

表 2-14 配電設備の標準的な耐用年数

機器	耐用年数
33kV Circuit Breakers	25
33kV Gas Circuit Breakers (SF6)	40
11kV Circuit Breakers	25
11kV Gas Circuit Breakers (SF6)	40
33kV Overhead lines (Wood poles)	30
33kV Overhead lines (Steel poles)	40
11kV Overhead Lines	35
33kV Underground Cables	40
11kV Underground Cables	40
LV Overhead lines & Underground Cables	25
Service Lines	25
33/11kV Transformers	40
33/0.4kV Transformers	30
11/0.4kV Transformers	30
11/0.25kV Transformers	30
33kV/LV Substations	30
11kV/LV Substations	30

(出所) ECG 資料

2. 5. 4 配電設備積算

配電設備工事に必要となる資材代、設置費用を含めた建設コストの積算については、ECG と VRA-NED がそれぞれ独自の積算体系を用いて実施している。各々の積算体系の概要を以下に示す。

(1) ECG の積算体系

ECGは建設コストの積算について、マイクロソフトエクセルを用いた自社製の積算ツールを活用している。積算ツールの概要の一例を図 2-10～図 2-12に示す。

まず、各配電設備の単価リストが整備されており、その中から主要設備をプルダウンにて選択し、数量を入力する。

Project Title				
item	description	unit	qty.	
1	WOOD POLE 14m	ea.	15	
2	AL. CONDUCTOR - 150sqmm		3000	
3	200kVA, 33/0.4kV PMT		2	
33kV OHL PAYITEMS				
11kV OHL PAYITEMS				
TRANSFORMERS (33 & 11kV)				
U/G CABLES & TERMINATIONS				
LV OHL PAYITEMS				
SERVICE CONNECTIONS				
RMU AND EXTENSIBLE SWITCHES				

VAI Chargeable? YES

図 2-10 建設コスト積算の一例

続いて、自動計算により設置費用が算出される。(通貨単位は、旧セディ¹)

Project Title					
WORK SCHEDULE (Work is estimated by Payl items)					
item	description	unit	qty.	installation (cedis)	
				unit rate	amount
1	WOOD POLE 14m	ea.	15	350,000.00	5,250,000.00
2	AL. CONDUCTOR - 150sqmm	m.	3,000	832.00	2,496,000.00
3	200kVA, 33/0.4kV PMT	ea.	2	3,541,025.00	7,082,050.00
Sub-Totals (Installation Only)					14,828,050.00
Administration Charge (10%)					1,482,805.00
Transportation (5%)					741,402.50
VAT (Re-chargeable Jobs only)					2,557,838.63
TOTAL - Installation Only					19,610,096.13

図 2-11 設置費用積算の一例

続いて、建設に必要な支持物、碍子、フェーズ、組み立て用部品等の補助設備が自動的に入力される。最終的に、自動計算により資材代と設置費用の内訳およびトータル建設コストが算出される。(通貨単位は、旧セディ)

¹ 1セディ≒0.013円。但し、2007年7月以降は、1ガーナセディ≒130円

item no.	code	description	unit	qty.	material cost (cedis)		installation cost (cedis)	
					unit rate	amount	unit rate	amount
Overhead Line Hardware(11kV & 33kV)								
1	1118026	Wood pole 14m	ea	15	3,833,880.00	57,508,200.00	350,000.00	5,250,000.00
Substation Equipments and Materials								
2	3121056	33 kV expulsion type fuse link 6A	ea	6	57,137.00	342,822.00	-	-
3	3111013	33/0.433 kV PMT 200 KVA	ea	2	75,464,201.00	150,928,402.00	2,350,000.00	4,700,000.00
4	3119006	33KV Expulsion type fusegear - single pole	ea	6	2,381,586.00	14,289,516.00	120,000.00	720,000.00
5	1115036	Ancillary Channel crossarm for 33KV 1.9m Long	ea	10	464,229.00	4,642,290.00	38,000.00	380,000.00
6	1115058	L-Bracket Attachment to Fusegear/Lighting Arrestor	ea	6	10,679.00	64,074.00	-	-
7	1121018	Lightning Arrestor - 33 KV	ea	6	706,016.00	4,236,096.00	89,000.00	534,000.00
8	3121175	LV HRC Fuse link with blade contacts 100A	ea	18	41,491.00	746,838.00	-	-
9	1112058	LV pvc insulated, pvc sheathed Cu. Conductor 70 sq. mm	m	90	51,089.00	4,598,010.00	-	-
10	1111113	PMT Holding Bracket	ea	4	70,000.00	280,000.00	-	-
11	3121291	Wedge type fuse carrier 92mm (LV Aerial Fuse Unit)	ea	18	461,431.00	8,305,758.00	-	-
Overhead Line Conductors & Binding Wire								
12	1113040	Hard drawn Aluminium bare stranded conductor (AAC) 150 sq.mm	m	3000	27,130.00	81,390,000.00	832.00	2,496,000.00
Earthing Materials								
13	1116140	Copper Earth Rod C/W Clamp	ea	20	36,402.00	728,040.00	35,000.00	700,000.00
14	1114005	Hard drawn bare stranded Cu. conductor 16 sq.mm	m	40	12,399.00	495,960.00	300.00	12,000.00
15	1114015	Hard drawn bare stranded Cu. conductor 35 sq.mm	m	70	25,329.00	1,773,030.00	515.00	36,050.00
16	1112057	LV pvc insulated, pvc sheathed Cu. Conductor 16 sq. mm	m	20	13,037.00	260,740.00	-	-
17	1119023	Plastic staple for cables up to 16sq.mm	ea	40	650.00	26,000.00	-	-
18	1111114	PVC Pipe (Earth Guard)	ea	2	100,000.00	200,000.00	-	-
Bolts, Nuts, Washers and Connectors								
19	1123149	Al. tap-off clamp (bolted type) 120 / 120	ea	6	13,061.00	78,366.00	-	-
20	1125045	Bolt,Nut & Washers M20 x 280mm	ea	16	15,998.00	255,968.00	-	-
21	1125092	Bolt,Nut & Washers M16 x 40mm	ea	18	4,207.00	75,726.00	-	-
22	1124006	Cu. Compression cable lug 70 sq.mm	ea	60	33,522.00	2,011,320.00	-	-
23	1111111	Flat Square Washer - M16	no.	16	2,000.00	32,000.00	-	-
Sub-Totals					333,269,156.00		14,828,050.00	
Sub-Total (Material and Installation)					348,097,206.00			
Administration Charge (10%)					34,809,720.60			
Transportation (5%)					17,404,860.30			
VAT (Re-chargeable Jobs only)					60,046,768.04			
GRAND TOTAL					460,358,554.94			

図 2-12 トータル建設コスト積算の一例

上に述べた ECG の積算体系は、マクロ計算を取り入れているため計算面で効率化が図られており、請負会社への工事付託において詳細なコストを積算することに適したツールと言える。しかし、一部の配電設備および準送電線、一次変電所に関する建設コスト積算には対応しておらず、今後、本マスタープランに基づきガーナ国の配電網を整備するためには、配電設備の更新・増強・延伸において想定される工事パターンの単価をリスト化するなど、マクロの視点に立ったコスト積算が必要である。

(2) VRA-NED の積算体系

VRA-NED は建設コストの積算について、単位設備あたりのモデル単価を資材代と設置費用に分けて作成しており、必要に応じてこれを基に建設コストを個別に積算している。

モデル単価の概要の一例を図 2-1 3 に示す。

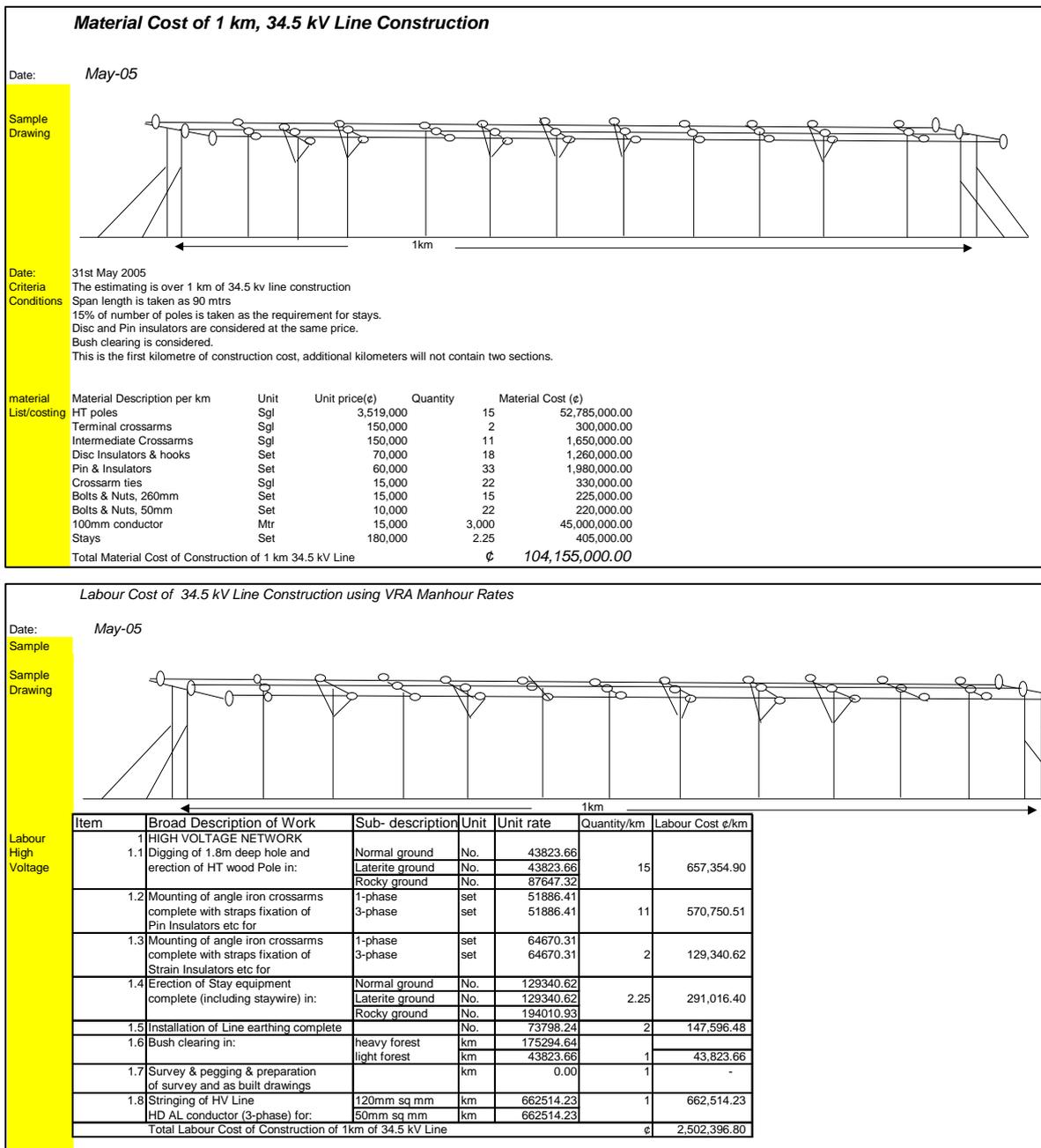


図 2-1 3 建設モデル単価積算の一例

上に述べた VRA-NED の積算体系は、自動化等の効率化は図られていないが、本マスタープランにおいてマクロコストを積算する上で方向性としては望ましいと言える。しかし、ECGの積算ツールと同様に一部の配電設備および準送電線、一次変電所に関する建設コスト積算へは対応しておらず、想定される工事パターン単価リストの整備が必要である。

2. 5. 5 供給信頼度

ガーナにおける供給信頼度については、劣化設備が適切に更新されていないことや、配電線の増強が十分に行われていないことによる電圧低下にともなうトラブルも含めて、供給信頼度は低い状態にある。

ECG における供給信頼度に関しては、2005 年度の 1 需要家当たりの年間平均停電時間は約 28 時間、配電線 100km 当たりの年間平均停電回数は約 55 回となっている。2006 年度については、配電線故障件数の情報収集のみとなったが ECG 全体で約 13,000 件の故障が発生している。表 2-15 に配電線故障件数の月毎の集計値を示す。

一方、VRA-NED については、2006 年 3 四半期までの配電線故障時間及び故障件数を表 2-16 に示す。2006 年 3 四半期までで、VRA-NED 全体で、約 1093 時間、598 件の停電が発生している。

なお近年、乾季には Akosombo ダムの渇水による出力低下にともなう輪番停電も実施されている。

以上のようにガーナの配電系統においては、供給信頼度は満足いくレベルではないことから、適切な配電網の更新・増強計画の策定と工事の実施が急務となっている。

表 2-15 ECG の配電線故障件数 (2006 年)

Area	Jan	Feb	Mar	April	May	Jun	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Total
ACCRA EAST	22	43	79	82	52	66	60	69	32	25	109	11	650
ACCRA WEST	77	52	94	60	85	121	109	117	54	72	74	68	983
TEMA	122	172	178	137	187	179	173	128	114	185	190	133	1,898
EASTERN	142	221	261	290	338	220	89	130	120	218	198	125	2,352
VOLTA	122	197	132	134	232	118	142	81	125	152	193	288	1,916
WESTERN	137	114	117	127	150	162	149	144	127	156	138	129	1,650
CENTRAL	133	71	116	99	153	110	120	119	87	120	146	107	1,381
ASHANTI WEST	207	190	187	167	143	87	124	80	245	99	110	85	1,724
ASHANTI EAST	13	18	66	62	29	23	38	27	53	39	64	47	479
ECG TOTAL	975	1,078	1,230	1,158	1,369	1,086	1,004	895	957	1,066	1,222	993	13,033

(出所) ECG 資料

表 2-16 VRA-NED の配電線故障時間及び故障件数 (2006 年 3 四半期まで)

Area	1st Quarter 2006		2nd Quarter 2006		3rd Quarter 2006		Total as at 3rd Quarter	
	Outage Duration in Hrs	No of Outages	Outage Duration in Hrs	No of Outages	Outage Duration in Hrs	No of Outages	Outage Duration in Hrs	No of Outages
Northern	32.72	26	59.60	50	106.01	45	198.34	121
Sunyani	51.90	24	75.04	48	47.07	26	174.01	98
Wa	26.37	21	58.85	82	160.29	46	245.51	149
Bolgaatanga	37.02	13	41.95	27	108.72	28	187.68	68
Techiman	48.95	44	70.34	62	168.05	56	287.33	162
Total	196.95	128	305.78	268	590.14	202	1092.87	598

(出所) VRA-NED 資料

第3章 電力分野への支援に関わる援助機関の動向

ガーナは2001年に重債務貧困国（HIPC¹）の指定を受けて、2000年代前半は援助の軸足が貧困削減に置かれていた。しかし、ここに来て国の経済開発にはエネルギー供給の確保が必要との認識から、電力分野においても各国の支援が大きく動き出した。

そのような中、世界銀行と国際環境基金（GEF²）に加え、地域開発銀行、先進国、さらにはガーナ政府やガーナ電力会社（ECG³）からの資金を統合した「ガーナ・エネルギー開発およびアクセス・プロジェクト（GEDAP⁴）」が2007年6月に世銀理事会で承認された。

このGEDAPが電力分野に対する最大の支援プロジェクトとなったが、これ以外にもアフリカ開発銀行（AfDB⁵）が送電部門に対する資金提供を行う。

アメリカからは、輸出入銀行が地方電化資金を提供する。

ヨーロッパからは、GEDAPの枠内でスイスが資金を提供する。単独では、地方電化分野でスペインとフランスが技術協力（TA⁶）や資金援助を行っている。

さらに、日本以外のアジアからは、インドと中国が地方電化に融資を行っている。また、中国はブイ⁷水力発電所の建設資金を提供している。

¹ Heavily Indebted Poor Country

² Global Environmental Fund

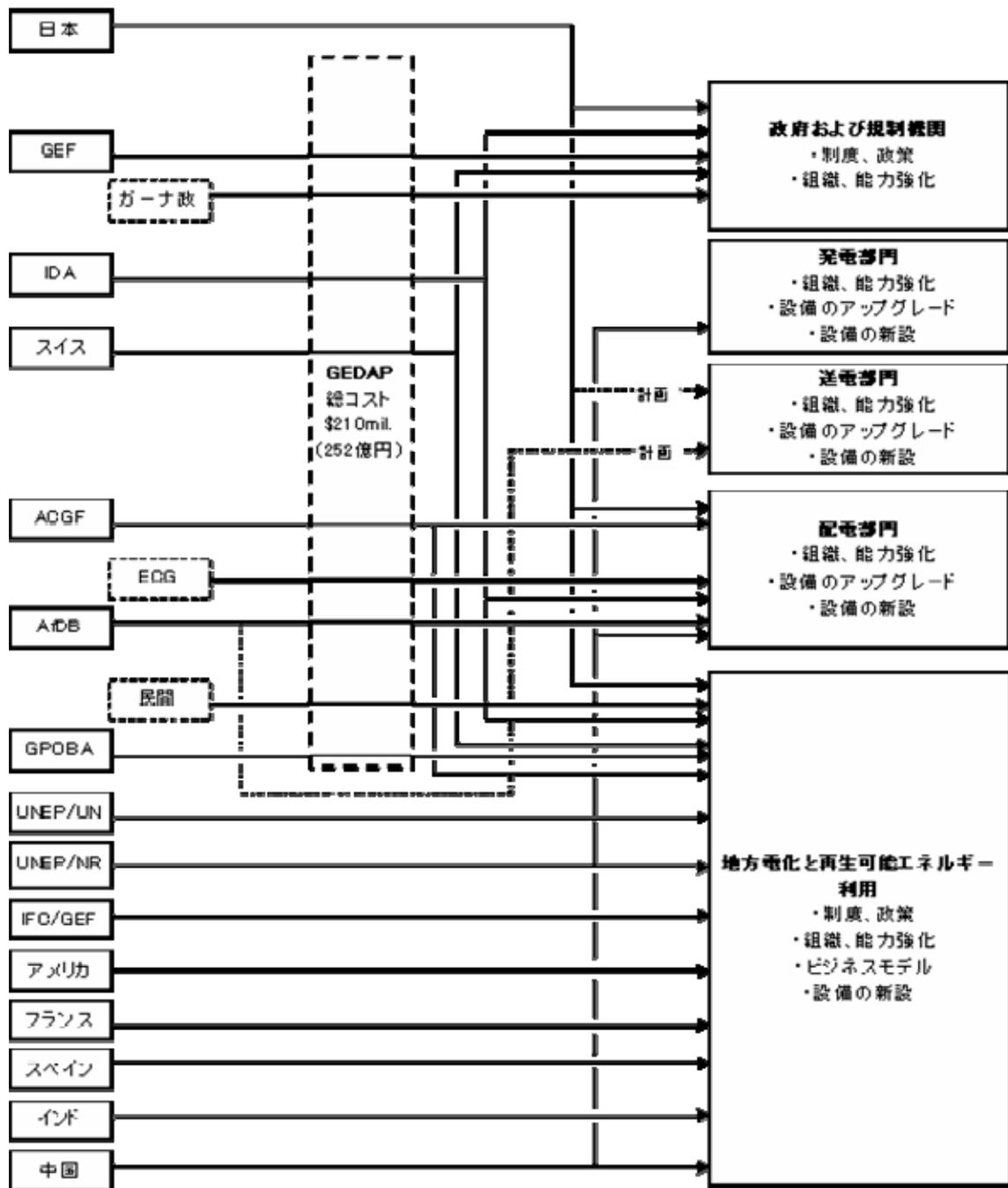
³ Electricity Company of Ghana

⁴ Ghana Energy Development and Access Project

⁵ African Development Bank

⁶ Technical Assistance

⁷ Bui



ACGF: African Catalyst to Growth Fund; ADB: Asian Development Bank; GEF: Global Environmental Facility;
GPOBA: Global Partnership on Output-Based Aid; IDA: International Development Association;
IFC: International Finance Corporation; NREL: National Renewable Energy Laboratory
UNEP: United Nations Environmental Programme; UNF: United Nations F

図 3-1 電力セクターに対する援助動向

3. 1 GEDAPプロジェクト

プロジェクトの目的は配電システムの運用効率の向上と電化率の向上を目指すものであり、以下の三つのコンポーネントで構成される。

- ・ コンポーネント A : セクターと制度の開発 (1,399 万ドル)
- ・ コンポーネント B : 配電システムの改善 (9,440 万ドル)
- ・ コンポーネント C : 電化の拡大と再生可能エネルギーの開発 (1 億 120 万ドル)

プロジェクトの総コストは 2 億 1,060 万ドルに上り、うち 9,000 万ドルは世銀グループの国際開発協会 (IDA⁸) が拠出する。資金は海外からの支援ばかりでなく、ガーナ政府と ECG も内貨で資金を提供する。(表 3-1 参照)

このプロジェクトは電力構造改革を進めつつ、電力インフラの整備を行うことを狙う。一つの柱は、現状の劣化した配電設備の改修と新設であり、もう一つの柱が未電化地域において配電線の延伸ばかりでなく、ミニグリッドや分散型電源を使ったオフグリッド型の電力供給システムを構築することである。このオフグリッド型電化では、既存の電力会社ではなく、地元の企業家や PV ディーラーといった民間の活力を使った新しいビジネスモデルを作り上げ、そのために必要な融資の仕組みを構築しようとしている。特に、家庭用ソーラー・ホーム・システム (SHS) の普及のため、地元銀行を使った消費者ローンの構築を目指す。(表 3-2 参照)

3. 1. 1 コンポーネント A

コンポーネント A では、政府機関と二つの電力会社に対する能力強化を図る。

政府については、政策決定者であるエネルギー省 (MOE⁹)、規制機関であるエネルギー委員会 (EC¹⁰) と公益事業規制委員会 (PURC¹¹) の能力強化が柱となる。ここでは、電力会社がコストを回収できていない現状の料金体系の見直しが大きな課題であることから、電気料金に関わる調査を行うとともに PURC の能力強化を図る。

一方、電気料金問題と表裏の関係にある電力会社の経営について、企業としてのマネジメント能力の強化を図るための TA が実施される。この TA の中心となる経営支援サービス契約 (MSSA¹²) については、スイスの資金が使われる。ここでは、ECG に外部コンサルタントを入れ、経営改善を図ることを想定しているが、詳細な計画についてはガーナ側とスイス側の間でまだ合意に至っていない。その前段の作業として、現在、ECG と NED を統合した新しい配電会社の経営形態について検討が行われている。原案としては両者を一度統合し配電区域を五つに分割することまでは決まっているが、それを独立した配電事業として運営するのか、あるいは一社が事業を統括し、地域別にビジネスユニットを設立して運営するのか、という選択肢についての最終結論はまだ出ていない¹³。

MOE については電力会社であるボルタ河開発公社 (VRA¹⁴) と ECG の経営を監督するための能

⁸ International Development Association

⁹ Ministry of Energy

¹⁰ Energy Commission

¹¹ Public Utilities Regulatory Commission

¹² Management Support Services Agreement

¹³ 2008 年 6 月末には結論が出る予定。この検討調査は、プライスウォーターハウスクーパーズが実施中。

¹⁴ Volta River Authority

力強化、ECについては再生可能エネルギー開発を進めるための能力強化が行われる。

3. 1. 2 コンポーネントB

コンポーネントBでは、ECGの既存配電設備の改修と新設が行われる。この中では、AfDBが単独で資金提供するVRAのバルク・サプライ・ポイント（BSP¹⁵）の新設に伴い、同じくAfDBが取り合い点からECG側の関連設備の新設に資金提供する（BSPそのものの建設はGEDAPプロジェクトの枠外で融資が行われる）。

ECGのサービス能力の強化を進めるため、カスタマー・サービス・センターの整備、不良な電力計の取り替え、必要となる機器類の整備について、世銀からはIDAが協調融資を行う。他にプリペイメント検針システムやITシステムの強化もこの枠内で行われる。

3. 1. 3 コンポーネントC

ECGとNEDの既存配電線の利用拡大と延伸により電化を拡大する。

一方、このようなオングリッド電化が難しい地域を対象として、再生可能エネルギーを使ったミニグリッド配電システムを設置する。ここでは既存の配電会社ではなく、地元のコミュニティや起業家による事業運営を想定する。また、民生用SHSの普及を図るために地元銀行を介在させた融資スキームを作り上げる。この計画を推進するために、すでにARB Apex銀行がプロジェクトに参加している。

MOEに関しては、電化プログラムを促進するために2008年の地方電化庁（REA¹⁶）の設立を目指して、暫定事務局を設置し、事前準備を図る。

表 3-1 GEDAP プロジェクトの構成

<p>コンポーネントA：セクターと制度の開発（1,399万ドル）</p> <p>実施機関：MOE</p> <p>裨益者：MOE、ECG、VRA、EC、PURC、EPA</p> <p>A1－規制能力の強化（176万ドル）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ VRAとECGの技術面、運営面の見直し（IDA資金）。 ・ 電力サービスのコストと料金の調査（IDA資金）。 ・ 公衆啓発とコミュニケーション・キャンペーン（IDA資金）。 ・ 再生可能エネルギーの料金設定方法と枠組み並びに小規模な再生可能エネルギー・プロジェクト（10MW未満）に対する標準的な売電契約書の作成（GEF資金）。 ・ 研修とワークショップ（IDAおよびSECO資金）。 <p>A2－ECGの企業力強化プログラム（670万ドル）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ECGに対するMSSA（SECO資金）：3～5年間の技術協力により、ECGの経営能力の強化と事業管理を改善する。 ・ 制度開発と能力強化（IDA資金）：ECGの経営および上級管理職の能力強化を図
--

¹⁵ Bulk Supply Point

¹⁶ Rural Electrification Agency

る。

A3ーセクター政策と戦略の開発（196 万ドル）

- ・ 電力セクター開発（IDA 資金）：VRA と ECG の事業効率を監督するための MOE の能力を強化する。
- ・ 再生可能エネルギー開発（GEF 資金）：再生可能エネルギー利用拡大のために必要な EC の能力強化を図る。

A4ープロジェクトマネジメントと調査（420 万ドル）

- ・ プロジェクト調整。
- ・ 環境影響モニタリング。
- ・ プロジェクト成果のモニタリングと評価。
- ・ 地方電化庁（REA）が出来るまでの MOE 内の暫定事務局の運営。

コンポーネント B：配電システムの改善（9,440 万ドル）

実施機関：ECG

裨益者：ECG

B1ー配電システムのアップグレード（6,890 万ドル）

- ・ IDA 資金（と ECG の協調融資）による活動。
 - ◇ 33/11kV 変電所のアップグレードと建設。
 - ◇ 配電網の維持拡張に必要な変電施設と機材の追加、取り替え。
 - ◇ 低圧ラインの復旧。
 - ◇ アクラとテマ近郊地域における低圧の配電システムの一部を高圧の配電システムに変更。
- ・ AfDB 資金（と ECG の協調融資）による活動。
 - ◇ 特定地域の 33/11kV 変電所および 33/11kV 架空線ならびにスイッチギアのアップグレードと建設。
 - ◇ 特定地域の低圧線の復旧。
 - ◇ タコラディとクマシ地区の低圧配電線の一部の変更。
- ・ ACGF 資金（と ECG の協調融資）による活動。
 - ◇ 配電網の維持と拡張に必要な配電設備と他の機材の追加と取り替え。
- ・ ECG 資金による活動。
 - ◇ 配電網の特定部分の分路キャパシタの提供。

B2ー商業的、技術的な能力の向上（2,550 万ドル）

- ・ IDA 資金（と ECG の協調融資）による活動。
 - ◇ ECG カスタマー・サービス・センターと地域事業所の新設。
 - ◇ ECG の全ての事業地域における欠陥メーターの取り替え。
 - ◇ 地域事業所とカスタマー・サービス・センターへの LAN の拡張および資材管理のための申請システムの開発。
 - ◇ 建設・設置機械、工具ならびに事務機器の導入。
 - ◇ ECG 職員の研修と能力強化。
 - ◇ 設計と管理。

- ・ ACGF 資金（と ECG の協調融資）による活動。
 - ◇ ECG 全域を網羅するコールセンターの設置。
 - ◇ ネットワークとデータベース管理システムを補完するための技術サポート。
 - ◇ プリペイメント検針システムのアクラ地域から西部、中部、ボルタ地域への拡大。
 - ◇ 二次変電所の検針と変流器の提供。
 - ◇ マーケティング、顧客の啓発と意識調査
 - ◇ タコラディとクマシ地区ならびに地方部の配電網の自動化と SCADA システムの開発

コンポーネント C：電化拡大と再生可能エネルギーの開発（1 億 120 万ドル）

実施機関：MOE、ARB Apex Bank、ECG、VRA/NED

裨益者：ECG、VRA/NED、地方銀行、地域の需要家

C1－既存配電システム利用の強化（2,460 万ドル）

- ・ ECG（1,950 万ドル）：東部、西部、アシャンティ、ボルタ、中部、大アクラ地域の 38 地区にある 412 箇所町の電化プログラムを支援する。これにより、新規に 5 万 5,000 の顧客に接続する。
- ・ VRA/NED（510 万ドル）：北部の 4 地区における 151 町村の電化を支援する。これにより、新規に 2 万の顧客に接続する。

C2－配電線延伸（5,040 万ドル）

- ・ IDA 資金により、東部、西部、アシャンティ、大アクラ地域にある 7 地区の 143 町村への配電線延伸を支援する。これにより、新規に 2 万 4,000 の顧客に接続する。
- ・ ACGF 資金により、東部、西部、アシャンティ、ボルタ、大アクラ地域にある 12 地区の 298 町村への配電線延伸を支援する。これにより、新規に 3 万 1,000 の顧客に接続する。
- ・ SECO 資金により、中部地域にある 7 地区の 89 町村を配電線に接続する。

C3－ミニグリッドとグリッドに接続した再生可能エネルギー（910 万ドル）

- ・ 5～7 のミニグリッドシステムおよび 2～3 のグリッドに接続した再生可能エネルギープロジェクト（1～10MW）の開発事業者は無償資金を提供する。
- ・ ミニグリッドの開発は地方の事業者や村落ベースの組織となる。

C4－ソーラーPV システム（1,090 万ドル）

- ・ 2.5～200Wp のシステムを想定。
- ・ 市場開拓の障害を取り除くために資金面のインセンティブを与える。
 - ◇ 資金枠基金（IDA 資金 300 万ドル）：SHS 購入用の消費者金融の資金を ARB Apex 銀行を経由して地方銀行に貸し付ける。
 - ◇ ソーラーPV 無償援助（GPOBA 資金 600 万ドル）：SHS コストの 50%を提供する。残りの 50%は需要家が頭金 10%、消費者金融で 40%を賄う。

C5－能力強化（620 万ドル）

- ・ MOE の暫定事務局と REA 設立のための技術協力（IDA 資金 120 万ドル）。

- ・ REA およびその設立までは MOE に対する再生可能エネルギーのフェージビリティと開発調査を支援する (GEF 資金 120 万ドル)。
- ・ 再生可能エネルギープロジェクトの開発のための民間部門に対する能力強化 (GEF 資金 280 万ドル)。
- ・ ARB Apex 銀行と参加する地方銀行に対する能力強化および実施の支援 (GEF 資金 70 万ドル)。

(出所) The World Bank, 2007

表 3-2 プロジェクトのコスト構造

(単位:100万ドル)

構成	総コスト	融資									
		GOG	VRA	ECG	IDA	SECO	GEF	AfDB	ACGF	GPOBA	民間
A セクターと制度の開発	13.99	1.19			6.05	6.00	0.75				
A1 規制に関わる能力強化	1.76				1.31	0.20	0.25				
A2 ECGの企業力強化	6.68				0.98	5.70					
A3 政策と戦略の開発	1.96	0.11			1.24	0.10	0.50				
A4 環境、社会およびプロジェクトマネジメン	3.16	1.07			2.09						
B 配電の改善	94.43			20.70	40.51			18.21	15.00		
B1 配電システムのアップグレード	68.88			12.86	33.14			18.21	4.68		
B2 商業的、技術的な能力の向上	25.54			7.84	7.37				10.33		
C 電化拡大と再生可能エネルギー	101.20				42.45	5.00	4.75		35.00	6.25	7.75
C1 強化	24.64				24.64						
C2 配電線延伸	50.35				10.35	5.00			35.00		
C3 ミニグリッドとグリッドに接続した再生可能エネルギー	9.11				3.11						6.00
C4 ソーラーPVシステム	10.86				3.11					6.00	1.75
C5 能力強化	6.24				1.24		4.75			0.25	
プロジェクト準備基金	1.00				1.00						
計	210.61	1.19		20.70	90.00	11.00	5.50	18.21	50.00	6.25	7.75

(出所) The World Bank, 2007

3. 2 電力分野での各援助機関の動き

3. 2. 1 AfDB

AfDBは送配電線設備の改修と新設のため4,200万ドルの資金援助を行う。このうち1,830万ドルについては、GEDAPプロジェクトのコンポーネントBの一部として提供することが決まっている。残り1,400万ドルほどの資金をAfDB単独で送変電施設の改修と新設に提供する¹⁷。

3. 2. 2 フランス開発庁 (AFD¹⁸)

AFDは地方電化のための制度調査に資金を提供している。この調査はGEDAPの地方電化プログラムに対する補完プロジェクトであり、REAの設立と地方電化基金の設立について検討を行う。ただし、この技術協力はGEDAPの外枠として実施される。調査期間は約3カ月、最終報告書の提出は2008年6月を予定する。

¹⁷ 当初、AfDBは日本の国際協力銀行 (JBIC) との協調融資を想定していたが、JBICが同意しなかったことから、AfDBの単独融資となった。

¹⁸ Agence Française de Développement

3. 2. 3 スイス

スイス経済事務局 (SECO¹⁹) は、GEDAPの中でECGの経営能力強化とオングリッド地方電化に対して 1100 万ドルの資金を協調融資する。

3. 2. 4 スペイン

スペイン政府は、地方にある学校、診療所、警察署など公共施設に対して PV システムを設置するため、500 万ユーロの提供を承認している。

3. 2. 5 米国輸出入銀行 (US Export-Import Bank)

米国輸銀は 3 億 5700 万ドルの借款を提供する。この融資はガーナ議会ですでに承認されている。借款のうち 35.21%は無償資金であり、残りはソフトローンである。

3. 2. 6 米国ミレニアム・チャレンジ・アカウント (MCA²⁰)

MCA は 5 億 4700 万ドルの貧困削減のためのプログラムを承認しており、その中で地方電化がインフラプロジェクトの一部として含まれている。

3. 2. 7 インド

インド輸出入銀行は地方電化のための 1500 万ドルの融資を決めている。

3. 2. 8 中国

中国輸出入銀行は地方電化に 8,100 万ドル、ECGのプリペイメント・メーターに 5,700 万ドルの資金を提供している。また、中国は、別途、出力 40 万kWのブイ²¹水力発電プロジェクトに対して 5 億 6,200 万ドルの融資を行っている。建設工事は 2007 年 8 月に開始され、第 1 ユニットが 2011 年、残りの第 2 と第 3 ユニットが 2012 年に完成する予定である。

3. 2. 9 国連環境計画 (UNEP²²)・UNFアフリカ再生可能エネルギー企業イニシアチブ

UNEP と AREEI は地方のエネルギー企業家に対して若干の初期費用を含めた事業開発のサービスを提供している。

3. 2. 10 UNEP/NERL/GEF

UNEP/NERL/GEFはソーラー・風力エネルギー資源評価 (SWERA²³) の資金を提供している。

¹⁹ The Swiss Secretariat for Economic Affairs

²⁰ The US Millennium Challenge Account

²¹ Bui

²² United Nations Environmental Programme

²³ Solar and Wind Energy Resource Assessment

3. 2. 1 1 国際金融公社 (IFC²⁴)・GEF

IFC/GEFは「ピラミッドの底辺を照らす²⁵」プロジェクトに資金を援助し、ソーラーPV開発を支援している。

参考文献

The World Bank (2007), *Project Appraisal Report of the Energy Development and Access Project*, June 8, 2007, The World Bank, Washington, DC

PricewaterhouseCoopers (2007), *Revenue management Improvement Study for ECG and NED of VRA (Draft)*, February 2007, Accra

Embassy of Switzerland, Ghana (2007), *Ghana Energy Sector*, January 2007, Accra

Ghana Gazette, 29 September 2006, “Publication of Electricity Tariffs”

²⁴ International Finance Corporation

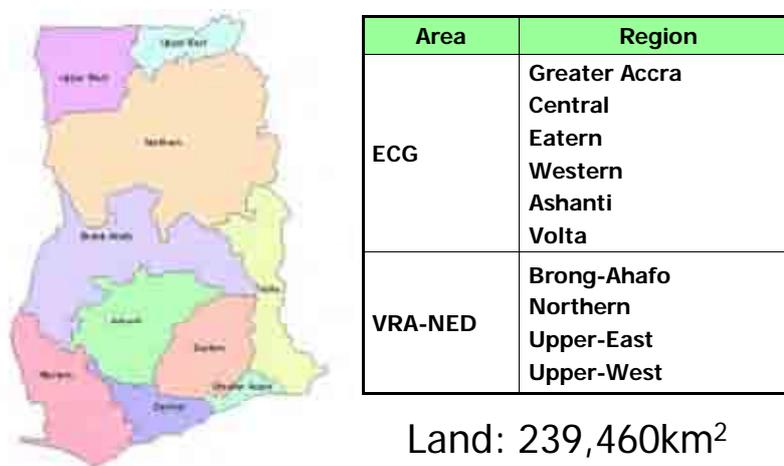
²⁵ Lighting the Bottom of the Pyramid

第4章 電力需要の将来予測

4. 1 マクロ需要予測

ガーナ国では、南部6州をガーナ電力公社（以下 ECG）、北部4州をボルタ河電力公社北部電力局（以下 VRA-NED）が需要家に電気を供給している。両者に対し電力需要想定方法についてインタビューしたところ、独自の手法を所有していた。調整した結果、本調査ではこれらの手法に沿って、ECG、VRA-NED の各フィーダー毎の需要想定を行うこととした。

ここでは、ECG、VRA-NED 別にマクロ需要予測の手法、結果について述べる。



(出所) 調査団作成

図 4-1 ECG と VRA-NED の供給エリア

4. 1. 1 マクロ需要予測の概要

マクロ需要予測は、様々な目的のために実施される。主要な目的は以下のとおりである。

- 発電計画
- 送配電開発計画
- 財務計画・料金設定

マクロ需要予測の本質は、どのような要因が電力需要の変化に関係しているか、見定めることである。適切な要因を見つけ、関係式、予測シナリオ（ベースケース、低需要ケース、高需要ケース等）を作成していくことである。

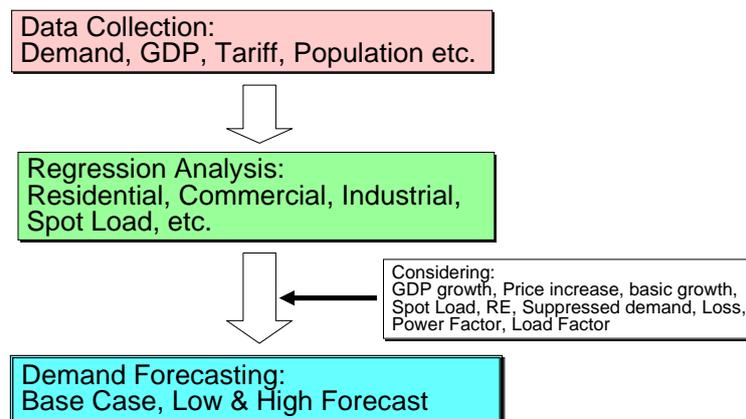
電力需要想定手法には、一般的に大きく分けて2つの手法がある。ひとつは、経済・社会指標との相関関係や過去の電力需要のトレンドにより想定する「計量経済学的手法」（マクロ分析）、もう一つは、電力需要を構成する要素別に想定を行い、それを積み上げることにより需要を想定する「ボトムアップ的手法」（マイクロ分析）である。それぞれの手法には長所・短所がある。データに関して例を挙げると、前者はデータの種類の比較的少なくても良いが、想定期間あるいはそ

れ以上の長期に亘る時系列データを必要とする。一方で、後者は、前提条件となる様々な詳細なデータが必要となるが、時系列データは必要ない。

配電設備の中長期計画は、その設備量が膨大なことから基本的にはマクロ分析により実施される。このため、「既設配電設備の拡充・増強」の検討はこうした分析により実施することとなる。一方、「電化による配電線新設」は対象となる村落の個別状況を考慮する必要があることから、マクロ分析に加えて村落調査等から得られる情報のマイクロ分析を加えて実施することとなる。

本調査では、データの入手および需要想定モデル構築が容易であること、データおよびモデルの更新が容易であること、ECG、VRA-NED が既に計量経済学的手法を採用していること、などを勘案し、現在、彼らが採用しているデータおよび想定手法を基本とする。

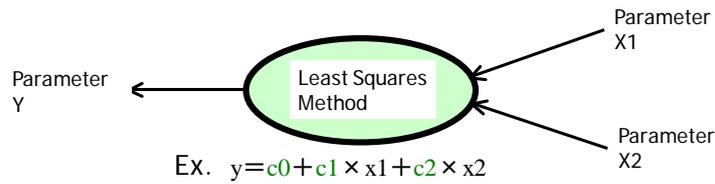
マクロ需要予測フローの概略を図 4-2 に示す。



(出所) 調査団作成

図 4-2 マクロ需要予測フロー

なお、回帰分析は重線形回帰分析を実施し、電力需要と経済指標（GDP、人口、電気料金等）の関係を確認している。



Ex. $y = c_0 + c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2$

Data: $((x_1)_j, (x_2)_j, y_j) \quad (j=1, 2, \dots, M)$

Prediction: $c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j$ Real value: y_j

$$S = \sum_{j=1}^M [\{c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j\} - y_j]^2 \rightarrow \text{minimum}$$

$$\frac{\partial S}{\partial c_0} = 0 \quad \frac{\partial S}{\partial c_1} = 0 \quad \frac{\partial S}{\partial c_2} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial c_0} = \frac{\partial S}{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]} \cdot \frac{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]}{\partial c_0} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial c_1} = \frac{\partial S}{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]} \cdot \frac{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]}{\partial c_1} = 0$$

$$\frac{\partial S}{\partial c_2} = \frac{\partial S}{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]} \cdot \frac{\partial [c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j - y_j]}{\partial c_2} = 0$$

$$c_0 \cdot M + c_1 \sum_{j=1}^M (x_1)_j + c_2 \sum_{j=1}^M (x_2)_j = \sum_{j=1}^M y_j$$

$$c_0 \sum_{j=1}^M (x_1)_j + c_1 \sum_{j=1}^M (x_1)_j^2 + c_2 \sum_{j=1}^M \{(x_1)_j \cdot (x_2)_j\} = \sum_{j=1}^M \{(x_1)_j \cdot y_j\}$$

$$c_0 \sum_{j=1}^M (x_2)_j + c_1 \sum_{j=1}^M (x_2)_j \cdot (x_1)_j + c_2 \sum_{j=1}^M (x_2)_j^2 = \sum_{j=1}^M \{(x_2)_j \cdot y_j\}$$

$$S = \sum_{j=1}^M [\{c_0 + c_1 \cdot (x_1)_j + c_2 \cdot (x_2)_j\} - y_j]^2 \rightarrow \text{minimum}$$

$$y = c_0 + c_1 \cdot x_1 + c_2 \cdot x_2$$

(出所) 調査団作成

図 4-3 重線形回帰分析の概要と関係式

4. 1. 2 ガーナ国の経済指標

ここでは、一般的に電力需要の予測のパラメータとして用いられる経済指標（人口、国内総生産、電気料金）の推移について述べる。

(1) 人口

ガーナの人口は、2005年において21.03百万人となっている。ただ、最後の国勢調査（Census）が実施されたのが2000年であるため、正確な年推移を把握し難い。入手可能なデータで判断する限り、約2.4%/年で人口は増加している。

都市部と地方部の人口比率については、2000年において43.76%:56.24%となっているが、2010

年以降にこの比率が逆転すると予想される。

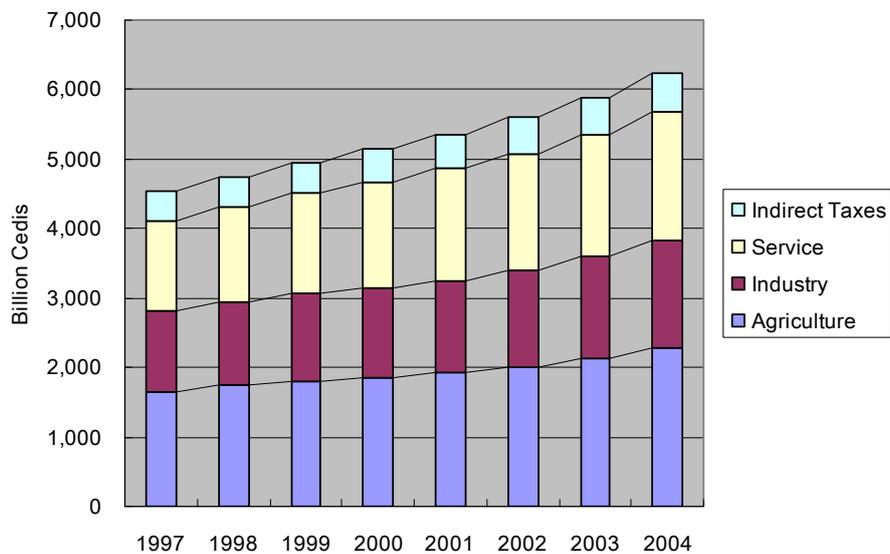
表 4-1 人口の推移

Population (million)												
	1970	1984	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Total	8,558	12,208		18,100		18,400	18,912		19,900	20,400		21,030
Growth Rate - %		2.80%		2.70%			2.40%					1.25%
Urban %			36.88%				43.75%					
Rural %			63.12%				56.25%					
Houses						4,210	2,182					
Households							3,701					

(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

(2) 国内総生産

ガーナの国内総生産は 2004 年において 6 兆 2378 億セディとなっている。工業部門、サービス部門が増加しているが、以前として農業部門が主要部分を占めている。全体として約 5%/年程度の増加となっている。



(出所) 調査団作成

図 4-4 国内総生産の推移

(3) 電気料金

電気料金については、為替変動が影響するため正味値を比較することに意味はないが、2000 年を基準として比較すると、過去 5 年間で約 10%/年の増加となっている。昨今の燃料費高騰のた

め、この比率は高まるものと思われる。

表 4-2 電気料金の推移

ECG Average Electricity Price - Total Revenue - Cedi / kWh

Category		1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	'00-'05 CAGR	'97-'05
Nominal Price	Residential	37.4	33.0	37.5	98.1	144.9	170.8	284.6	455.4	677.2	733.3	733.3	33.83%	45.03%
	Commercial	51.3	47.8	54.3	179.2	286.6	281.9	498.9	671.7	982.0	1,063.3	1,063.3	30.41%	45.05%
	Industrial	50.3	49.6	52.8	145.0	188.9	215.6	397.4	566.1	711.6	738.3	738.3	27.92%	39.05%
	All	43.9	41.1	45.5	129.1	184.0	203.1	353.6	523.6	728.0	776.0	776.0	30.75%	42.56%
Real Price 2004 Cedis equiv.	Residential	283.0	170.5	144.1	300.6	394.7	371.9	466.2	649.7	762.7	733.3	638.2	11.41%	20.44%
	Commercial	388.5	246.8	208.7	549.2	780.8	613.7	817.3	958.3	1,106.0	1,063.3	925.4	8.56%	20.46%
	Industrial	380.8	256.6	203.2	444.3	514.6	469.3	651.0	807.7	801.4	738.3	642.5	6.48%	15.48%
	All	332.3	212.2	175.0	395.6	501.2	442.2	579.2	746.9	819.9	776.0	675.4	8.84%	18.39%
Real Price Growth Rate	Residential	-36.1%	-39.7%	-15.5%	108.6%	31.3%	-5.8%	25.4%	39.4%	17.4%	-3.9%	-13.0%		
	Commercial	-13.1%	-36.5%	-15.4%	163.1%	42.2%	-21.4%	33.2%	17.3%	15.4%	-3.9%	-13.0%		
	Industrial	-17.0%	-32.6%	-20.8%	118.6%	15.8%	-8.8%	38.7%	24.1%	-0.8%	-7.9%	-13.0%		
	All	1.1%	-36.1%	-17.5%	126.1%	26.7%	-11.8%	31.0%	29.0%	9.8%	-5.4%	-13.0%		
Residential Sales	MWh	1,126,759	1,222,326	1,287,194	1,182,139	1,318,821	1,403,891	1,551,873	1,613,460	1,660,344	1,752,637	1,867,549		
Total Sales	MWh	2,221,852	2,448,917	2,610,406	2,650,079	2,861,600	2,910,480	3,080,330	3,199,670	3,342,880	3,541,520	3,773,721		
Purchases	MWh	2,693,037	3,087,263	3,386,262	3,431,563	3,848,251	3,918,610	4,174,896	4,326,293	4,495,963	4,818,055	5,052,842		
Adj Purchases	MWh	2,693,037	3,087,263	3,386,262	3,563,711	3,848,251	3,918,610	4,174,896	4,326,293	4,495,963	4,818,055	5,052,842		

(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

(4) 予測シナリオの作成

ECG、VRA-NED の電力需要予測シナリオを確認したところ、上記のような過去のトレンドをもとに、説明ができるシナリオを作成していた。よって、本調査で実施する各フィーダー毎の需要予測についても ECG、VRA-NED の考え方に沿って、両者のシナリオを調整した上で実施することとした。

表 4-3 電力需要予測のシナリオ (ECG)

	Base	Low	High
GDP	2006-2008 6.0% growth 2009-2015 5.5% growth	2006-2008 5.0% growth 2009-2015 5.0% growth	2006-2008 6.5% growth 2009-2015 6.0% growth
Price	2006-2008 10% increase 2009-2015 5% increase	2006-2008 10% increase 2009-2015 5% increase	2006-2008 10% increase 2009-2015 0% increase
Spot Load	Forecasting each	Forecasting each	Forecasting each
RE	10MVA of new load each year	5MVA of new load each year	10MVA of new load each year
Suppressed Demand	3% of Residential Sales	3% of Residential Sales	3% of Residential Sales
Losses	Technical 10%-9.7% Commercial Same	Technical 10%-9.7% Commercial Decrease	Technical 10%-9.7% Commercial Increase

(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

4. 1. 3 ECGのマクロ需要予測

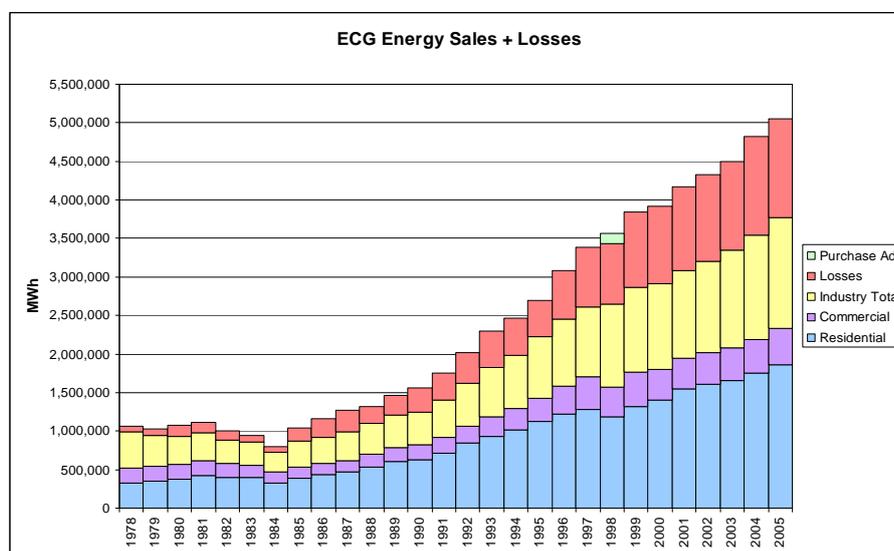
ECG は、ガーナ 10 州のうち、グレートアクラ州、ボルタ州、セントラル州、イースタン州、ウェスタン州、アシャンティ州の 6 州に電気を供給している。2004 年において 4,818GWh の電力を供給しており、ガーナ国全体の販売電力量に対し 9 割以上を供給していることになる。

表 4-4 ECG と NED の顧客数と販売電力量 (2004 年)

Company	Customers	Purchase GWh
ECG	948,602	4,818
NED	188,344	340
Total	1,136,946	5,158

(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

図 4-5 に 1978 年から現在までの ECG 販売電力量の推移を示す。1994 年以降、販売電力量は年平均 6~7% で堅調に伸びている。



(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

図 4-5 ECG の販売電力量の推移

2006 年に実施された”Review of ECG's Load Forecast Model”に基づき、需要予測を実施する。電力需要は、いくつかの要因によって決定される。これらの中でもっとも起因するものは、人口増加、経済活動、電気料金等である。これらの要因と、電力需要の関係は、過去のデータを参照することで確認できる。確認した関係 (回帰式) を将来需要の予測に利用することが、「計量経

済学的手法」の基本である。

ほとんどの国の事例では、経済成長が電力需要の増加に最も関係している。国内総生産（GDP）は、経済活動を示す、もっとも信頼でき、利用できる指標である。また、電気料金も需要との相関が大きい。ここでは、以下の式を基本式とする。

$$D_i = K * GDP_i^e * P_i^p \quad (1)$$

D_i : 電力需要
 K : 定数項
 GDP_i : 国内総生産
 P_i : 電気料金
 e : GDP に関わる弾性値
 p : 料金に関わる弾性値

人口増加もまた、電力需要に関係の深い要因のひとつである。しかし、国の電化が不完全な場合、需要に直接影響しない場合がある。本調査では、人口増加の代わりに GDP や電気料金から独立した係数を設定し、精度向上を図る。

$$D_i = K * (1 + g_b)^i * GDP_i^e * P_i^p \quad (2)$$

g_b : GDP、電気料金から独立した成長係数

回帰分析を実施するためには、関係式をより単純化（線形化）する必要がある。
定数項については、ベース年（0年目）で割り返すことで消去できる。

$$D_i / D_0 = (1 + g_b)^i * (GDP_i / GDP_0)^e * (P_i / P_0)^p \quad (3)$$

更に、前年値で割り返せば、GDP の成長率、電気料金の増加率という項目の関係式となる。

$$D_i / D_{(i-1)} = (1 + g_b) * (GDP_i / GDP_{(i-1)})^e * (P_i / P_{(i-1)})^p \quad (4)$$

または

$$(1 + g_{Total}) = (1 + g_b) * (1 + g_{GDP})^e * (1 + g_P)^p \quad (5)$$

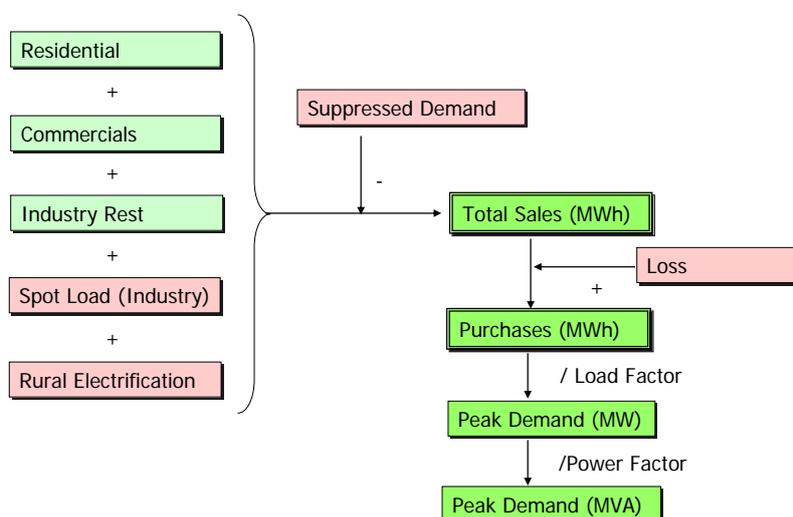
g_{Total} : 需要の増加率
 g_{GDP} : GDP 成長率
 g_P : 電気料金増加率

上記の式は、自然対数を取ることで、重線形式に変換できる。

$$\text{Ln}(1+g_{\text{Total}}) = \text{Ln}(1+g_b) + e * \text{Ln}(1+g_{\text{GDP}}) + p * \text{Ln}(1+g_p) \quad (6)$$

この式をもって、回帰分析を実施し、マクロ需要予測を実施する。

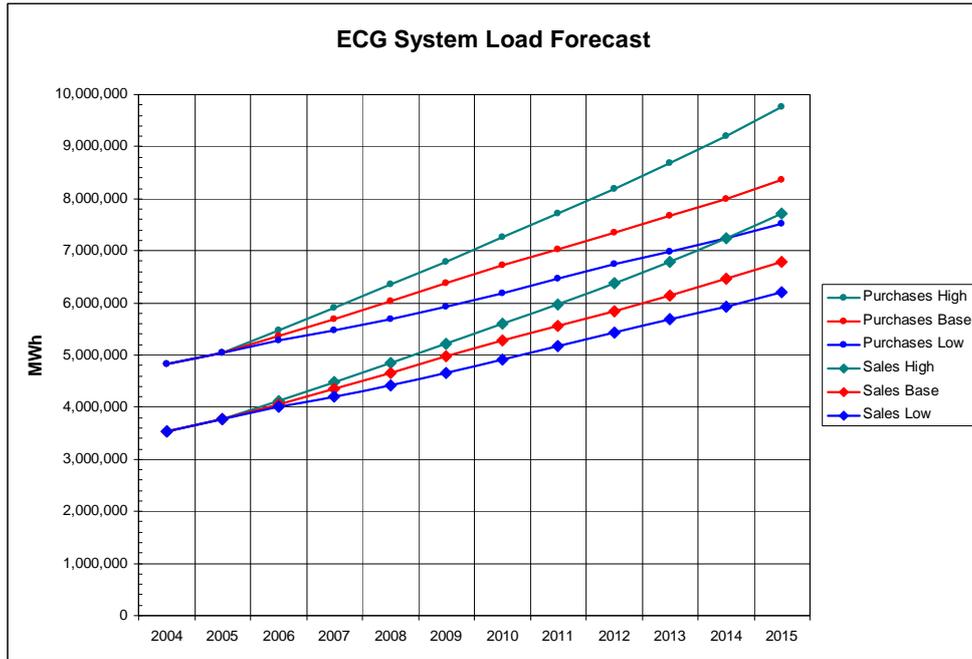
ECG は、家庭用、商業用、工業用別に(6)に示した式を作成し、前年度の需要に成長率(1+g_{Total})をかけた形で需要を予測している。これに、スポットロード(工業用特別需要)、地方電化、そしてアコソンボダムの渇水等の影響によるサプレストディマンドを考慮した形で電力需要を求めている。



(出所) 調査団作成

図 4-6 ECG の電力需要予測の進め方

この結果、電力需要予測をベースケースにおいて、2005年～2015年の間、約5%程度/年の増加が見込まれるとしている。



ECG System Load Forecast : 2006 - 2015

Case		Units	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	'05-'10 CAGR	'05-'15
Base	Total Sales	MWh	3,541,520	3,779,003	4,058,112	4,358,830	4,658,177	4,971,559	5,283,936	5,558,530	5,847,195	6,143,993	6,456,432	6,785,365	6.93%	6.03%
	Total Purchases	MWh	4,818,055	5,052,842	5,362,963	5,697,094	6,029,702	6,377,905	6,721,255	7,022,291	7,338,602	7,663,579	8,005,526	8,365,359	5.87%	5.17%
	Peak Load	MW	801	877	914	956	1,012	1,055	1,112	1,145	1,197	1,250	1,306	1,364	4.87%	4.52%
Low	Total Sales	MWh	3,541,520	3,779,003	4,002,249	4,206,203	4,410,061	4,653,346	4,908,106	5,172,159	5,439,132	5,682,064	5,936,849	6,204,098	5.37%	5.08%
	Total Purchases	MWh	4,818,055	5,052,842	5,275,669	5,481,169	5,688,107	5,936,688	6,195,336	6,464,937	6,738,807	6,988,654	7,251,648	7,528,441	4.16%	4.07%
	Peak Load	MW	801	877	899	920	955	982	1,025	1,054	1,099	1,140	1,183	1,228	3.18%	3.43%
High	Total Sales	MWh	3,541,520	3,779,003	4,114,559	4,472,144	4,840,649	5,209,659	5,602,505	5,978,284	6,379,222	6,795,989	7,240,919	7,715,942	8.19%	7.40%
	Total Purchases	MWh	4,818,055	5,052,842	5,463,595	5,899,666	6,347,458	6,794,401	7,264,787	7,712,791	8,189,375	8,683,226	9,208,999	9,768,825	7.53%	6.81%
	Peak Load	MW	801	877	931	990	1,066	1,124	1,202	1,258	1,336	1,416	1,502	1,593	6.52%	6.16%

(出所) Review of ECG's Load Forecast Model, ECG

図 4-7 ECG のマクロ需要予測結果

4. 1. 4 VRA-NEDのマクロ需要予測

VRA-NED のマクロ需要予測は、コンサルタント等が実施したものではなく、VRA-NED のエンジニアが自ら実施したものである。重線形回帰分析を用いて電力需要と人口、GDP、電気料金、そしてロス率の関係式を作成し、需要予測を実施している。

$$P_L = a_0 + a_1 \text{POP} + a_2 \text{TAR} + a_3 \text{GDP} + a_4 \text{LOSS}$$

P_L : 電力需要

POP : 人口 (顧客数)

TAR : 電気料金

GDP : 国内総生産

LOSS : ロス率

a_0 : 定数項

a_1 : POP に対する係数

a_2 : TAR に対する係数

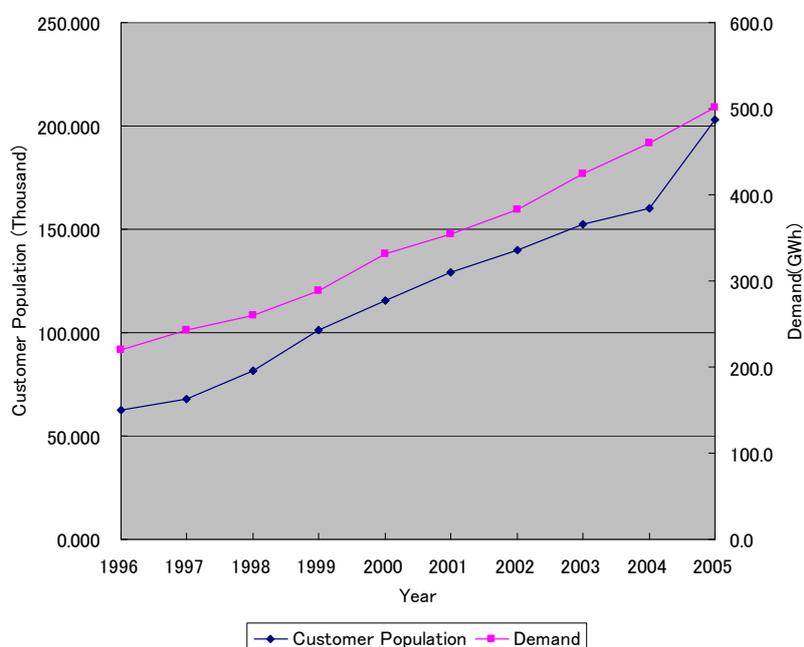
a_3 : GDP に対する係数

a_4 : LOSS に対する係数

VRA-NED エリアには特別な産業がないため、ここ 10 年の電力量増加は SHEP 等の地方電化計画に影響されている。このため、電力消費構成は家庭用 63.5%、商業用 21.8%、工業用が 10.4% となっている。

現在の VRA-NED エリアの最大電力は、NED エリアのゲートウェイとなるテチマン変電所で計測した結果では 93MVA（力率 0.98）となる。

VRA-NED の電力需要予測では、人口の増加は電力需要の増加に最も影響するとしている。NED エリアの顧客数は 1996 年に 60,000 であったが、2005 年に 202,758 となっている。これに対し、電力需要は 220GWh から 502GWh に増加している。この関係をグラフ等で確認すると、ほぼ線形的な関係となっている。



(出所) 調査団作成

図 4-8 顧客数と電力需要の関係

電気料金のパラメータは、ECG の電力需要予測同様、料金の高騰が需要の減少をもたらすという負のパラメータとして取り扱っている。電気料金が高騰する場合、人々は電気の利用を抑えるとともに、省エネルギーに対する技術が発達するという考えに立っている。

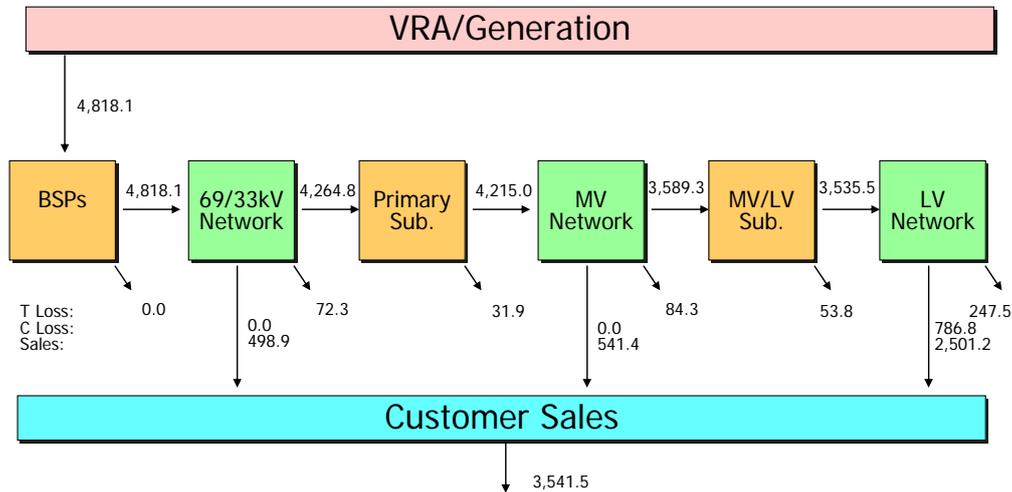
国内総生産については、人口の補助的要素として捉えている。ECG の電力需要予測では、「国の電化が不完全な場合、人口は需要に直接影響しない場合がある」として人口パラメータを除き、国内総生産パラメータを需要予測式に含む形を取っているが、VRA-NED では、両方を予測式に含んだほうが予測精度が高くなるとして、人口、国内総生産のパラメータを考慮することとしている。

表 4-5 ECG の電力予測式の平均誤差

パラメータ	平均誤差 (GWh)
国内総生産を含まず	5.974
人口を含まず	13.608
人口、国内総生産を含む	5.548

(出所) 調査団作成

また、「ロス率」を予測式のパラメータとして含んでいる。「ロス率が改善されれば電力需要が減少する、改善されなければ需要が増加する」という考えに立ち、負のパラメータとして捉えている。ロス率自体を予測式に含むことに議論があったが、VRA-NED のカウンターパートと調整し、ロス率を含む場合とそうでない場合の平均誤差を確認した上で、予測式に含むこととした。



(出所) 調査団作成

図 4-9 ガーナにおける電力ロスの構成

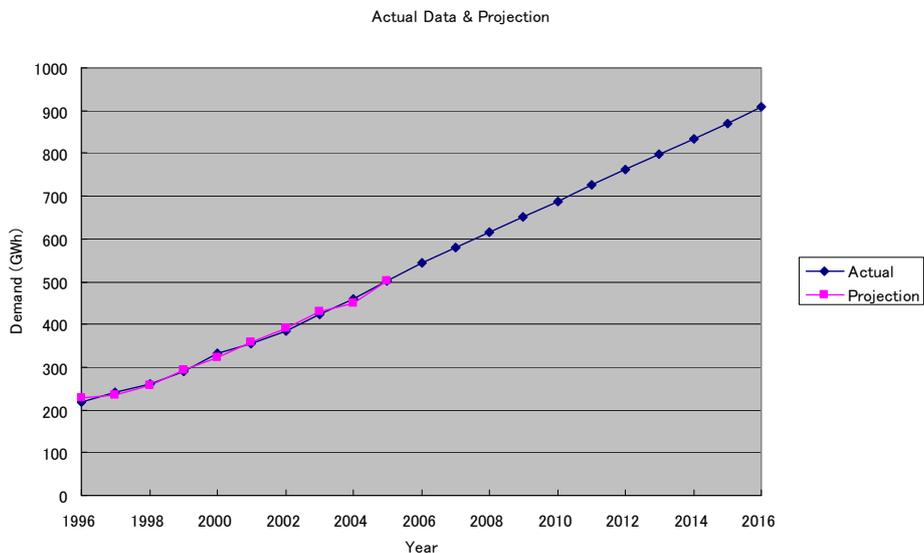
表 4-6 VRA-NED の電力予測式の平均誤差

パラメータ	平均誤差 (GWh)
ロス率を含まず	5.634
ロス率を含む	5.548

(出所) 調査団作成

これらの予測式に ECG と同じくスポットロード（工業用特別需要）を含み、電力需要予測を実施している。結果としては、2006 年～2016 年の間、4～8%程度/年の増加が見込まれるとして

いる。



Year	C.Pop. (Thousand)	Tariff (Cedi)	GDP (\$)	Loss (%)	Energy (GWh)
2006	213	1,031	497	25	543
2007	232	1,155	545	25	580
2008	253	1,265	587	25	617
2009	273	1,367	623	25	652
2010	289	1,504	666	25	687
2011	308	1,646	708	25	727
2012	328	1,750	750	25	762
2013	346	1,873	790	25	798
2014	364	2,000	831	25	834
2015	383	2,128	873	25	871
2016	402	2,247	914	25	907

(出所) 調査団作成

図 4-10 VRA-NED のマクロ需要予測結果

4. 1. 5 各フィーダー毎の需要予測

上記で示したとおり、計量経済学的手法によるマクロ需要予測は、GDP 成長率、電気料金増加率等を変数として、家庭用、商業用、工業用別の需要予測式を作成することが基本である。

配電計画に関するマクロ需要予測では、変電所毎に需要を予測し、計画を策定していく必要がある。しかし、変電所毎の需要データは不足している場合が多い。

そこで、需要データの代替として、過去 5 年程度の変電所電流値を需要とみなし、上記で示した方法で各フィーダー毎の需要を想定することとした。需要想定は、表 4-3 に示したシナリオに準じてベースケースとハイケースを行っている。本調査では、ベースケースに基づきマスタープランを作成し、ハイケースについては、ベースケースの計画への影響を確認している。

ただ、全フィーダー数は ECG、NED 合わせて 500 以上となる。このため、カウンターパート

と協力してマイクロソフトエクセルの VBA 機能を利用した簡易解析ソフトを作成し、作業の効率化を図った。



(出所) 調査団作成

図 4-11 マクロ需要予測 解析ソフトイメージ (EXCEL VBA)

簡易解析ソフト上でどのような計算が実施されているか、ECG の 1 フィーダー(Adoato 1&2) を例として示す。

まず、カウンターパートから提示された過去の需要データを使用し、年、電気料金、GDP をパラメータとして回帰分析を実施する。回帰分析に使用するデータを下表に示す。

表 4-7 回帰分析に使用するデータ

	Adoato 1& 2 33kV	Price	GDP
Unit	A	Cedi/kWh	Bil. Cedi
2001	550	579	5,357
2002	570	747	5,601
2003	560	820	5,895
2004	400	776	6,238
2005	860	675	6,600
2006	960	743	6,996
2007	984	817	7,415

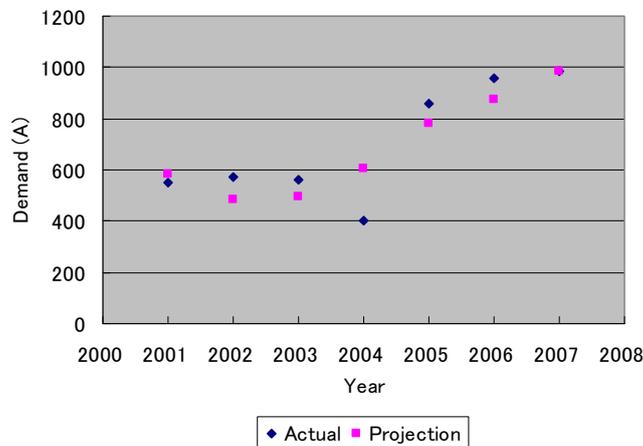
(出所) 調査団作成

ECG の需要想定では、回帰式として以下のものを用いている。

$$\text{Ln}(\text{Di}) = c_0 + c_1 * \text{Year} + c_2 * \text{Ln}(\text{Pi}) + c_3 * \text{Ln}(\text{GDPI})$$

Di : 需要 (電流値)	c ₀ : 定数項
Year : 年	c ₁ : Year に対する係数
Pi : 電気料金	c ₂ : Pi に対する係数
GDPI : 国内総生産	c ₃ : GDPI に対する係数

Adoato 1&2 フィーダーの場合、C0=1084.42、C1=-0.593、C2=-0.714、C3=13.325 という結果になる。実測値と解析値の比較を以下に示す。回帰分析の平均誤差は約 2% に収まっている。



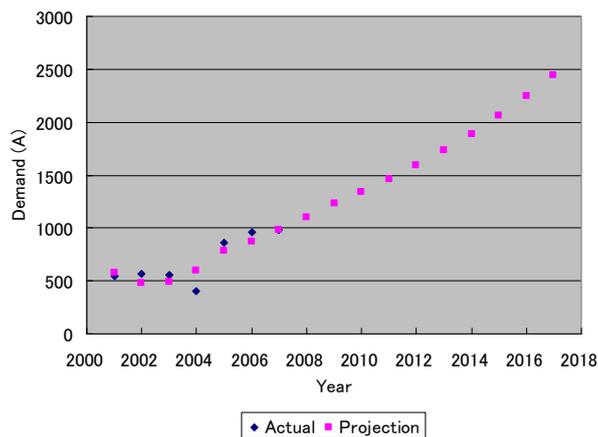
(出所) 調査団作成

図 4-12 実測値と回帰分析の比較

最後に、回帰分析で作成した関係式を用いて、2008～2017 年の需要を求める。2017 年为例として、具体的な計算を下記に示す。

2017 年の場合、Pi=1,461、GDPI=12.787 と設定。

$$\begin{aligned} \text{Ln}(\text{Di}) &= c_0 + c_1 * \text{Year} + c_2 * \text{Ln}(\text{Pi}) + c_3 * \text{Ln}(\text{GDPI}) \\ &= 1084.42 - 0.593 * 2017 + 0.714 * 1,461 + 13.325 * \text{Ln}(12.787) \\ &= 7.800 \\ \text{Di} &= \text{Exp}(7.800) = 2,441 \end{aligned}$$



(出所) 調査団作成

図 4-13 回帰分析による予測値

表 4-8 回帰式による予測値

	Actual	Projection	Price	GDP
Unit	A	A	Cedi/kWh	Bil. Cedi
2001	550	582	579	5,357
2002	570	485	747	5,601
2003	560	495	820	5,895
2004	400	605	776	6,238
2005	860	782	675	6,600
2006	960	877	743	6,996
2007	984	984	817	7,415
2008		1,103	899	7,860
2009		1,237	989	8,332
2010		1,347	1,038	8,790
2011		1,466	1,090	9,274
2012		1,596	1,145	9,784
2013		1,738	1,202	10,322
2014		1,892	1,262	10,889
2015		2,060	1,325	11,488
2016		2,242	1,391	12,120
2017		2,441	1,461	12,787

(出所) 調査団作成

なお、NEDにおいても同じ手順で回帰分析を実施し、需要想定を行っている。

各フィーダー毎の需要予測結果の一例を下表に示すとともに、全フィーダーの需要予測結果を

添付資料 4.1.1 および 4.1.2 に示す。

表 4-9 各フィーダー毎の需要予測結果 (一例)

VOLTA RIVER AUTHORITY
Northern Electricity Department

Maximum Demand (2007) and Forecast Maximum Demand (2017) at Bulk Supply Points

Location	Feeder ID	Length (Km)	Conductor Type(sq. mm)	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Growth rate %
				S (MVA)											
SAWLA															
Damongo	38F4Y	84.00	150AAC	0.71	0.73	0.76	0.79	0.82	0.85	0.88	0.91	0.95	0.98	1.02	3.75%
Sawla Town	38F5Y	4.50	50 AAC	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.29	0.30	0.31	0.32	0.33	3.75%
Bole	38F3Y	23.20	150AAC (22Km), 50AAC(3.2km)	0.49	0.51	0.53	0.55	0.57	0.59	0.61	0.63	0.66	0.68	0.71	3.75%
Lawra/Soboo/Ermon	WAF1Y	31.2 from Domwine	150AAC	5.26	5.45	5.66	5.87	6.09	6.32	6.56	6.80	7.06	7.32	7.60	3.75%
Jirapa/Nadowli/Kaleo	WAF1Y	47.9 from Wa	150AAC	0.64	0.66	0.69	0.71	0.74	0.77	0.80	0.83	0.86	0.89	0.92	3.75%
Nandom/Hamile	WAF1Y	77.1 from Nadowli	150AAC	1.13	1.17	1.22	1.26	1.31	1.36	1.41	1.46	1.52	1.57	1.63	3.75%
Wa F1	479BF1	5.90	95XPLE(0.6km), 50AAC(5.3km)	1.42	1.49	1.56	1.63	1.71	1.78	1.87	1.95	2.04	2.14	2.24	4.61%
Wa F2	479BF2	11.60	100AAC(4.4km), 50AAC(3.7km), 120AAC(3.5km)	1.10	1.14	1.18	1.22	1.27	1.31	1.36	1.41	1.46	1.52	1.57	3.66%
Wa F3	479BF3	3.72	95XPLE(0.12km), 50AAC(3.6km)	1.61	1.69	1.77	1.85	1.94	2.04	2.14	2.24	2.35	2.46	2.58	4.84%
TOTAL (Sawla S/S)				7.23	7.50	7.78	8.07	8.37	8.68	9.01	9.35	9.70	10.06	10.44	3.75%

(出所) 調査団作成

4. 2 村落電力需要調査とマイクロ需要予測

4. 2. 1 村落電力需要調査

電力需要の将来予測に対しては、電力の供給側だけでなく、それらを利用する需要家の状況を把握し、電力需要の変化を把握する必要がある。このため、こうした電力需要想定基礎となるデータを収集する目的で、村落電力需要調査を実施した。なお、北部地域の情報については、2006年のJICA開発調査「ガーナ国北部再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン調査」（北部再生可能エネルギーMP調査）の調査結果を活用することとし、本調査では、南部地域¹の村落部を対象にした村落電力需要調査を実施した。調査では、主として、電力需要、エネルギーに関連する社会経済状況に関するデータを収集・分析した。

調査の視点は、次のとおりである。

①電化は本当に必要なのか（妥当性）

対象地域の生活パターン、住民の生活ニーズの中での電気ニーズの高さ、各種開発活動や経済活動の活発さなど

②どのような電化システム・規模が適当なのか（有効性）

既電化家屋における電化製品の利用状況など

③電化によってどのようなインパクトがもたらされるのか（インパクト）

電化によって生じた社会的・経済的变化、それらに対する需要家の意識など

④電化システムの利用に対する支払い体制に問題はないか（持続性・自立発展性）

エネルギー関連支出を元にした支払い可能額、購入希望の電化製品と可処分所得との関係、電化システムの維持管理体制・能力

本調査における村落電力需要調査については、時間的・予算的な制約があった。このため、地域レベルの一般的な社会経済状況に関しては、人口センサスなどの既存の統計資料や報告書、関係者へのヒアリングなどで把握することにした。一方、各村落レベルの詳細な社会経済状況に関しては、調査対象村落として100サンプルを抽出し、各家庭に対し質問票を用いた調査を行った。なお、この調査は、現地再委託²により実施された。

(1) 2次データによる状況把握

2006年の北部再生可能エネルギーMP調査の資料に加え、ガーナ統計局人口・住宅センサス：人口・経済・住宅の状況（Ghana Statistical Service 2005. 2000 Population & Housing Census of Ghana: Demographic, Economic and Housing Characteristics）を参考にして各州の一般的な社会経済状況の把握と分析を行った。

¹ ここで、南部地域とは、ブロング・アハフォ、グレーターアクラ、イースタン、ボルタ、セントラル、ウェスタン、アシャンティの7州を指す。

² タマレに本拠を置く“New Energy”に再委託して実施した。

(2) 村落電力需要調査の概要

2次データにより概況を把握した上で、村落の社会経済状況を把握するため、村落電力需要調査を行った。その概要は、次のとおりである。

表 4-10 村落電力需要調査の概要

<p>1. 質問票調査</p> <p>(1)目的 家庭、公共施設、商業施設のそれぞれに対して、電力需要やエネルギー需要に関する定量的・定性的な社会経済データを収集する。</p> <p>(2)調査対象施設 各村落内で約20件をサンプリングする。内訳は、家庭14件、公共施設3件、商業施設3件を目安とするが、各村落の規模、公共施設や商業施設の数により、多少の変動はあり得る。 複数の家庭が一カ所に集まったコンパウンドがガーナ地方の住宅の形態として普通であるが、一律にコンパウンドを調査単位とするのではなく、経済的に独立したグループを基準とする。 公共施設としては、教育施設、保健・医療施設、水供給関連施設、公民館、政府関係施設、市場、自動車・バスステーション、街灯など、政府資金や公的資金により整備される施設を想定している。 商業施設として想定しているのは、雑貨店、飲食店、宿泊施設、脱穀施設、家内制手工業施設などである。なお、大規模な工場などは、対象とはしていない。 対象家庭のサンプリングは、各村落内で調査を開始する地点をランダムに選択し、各村落のおおよその総家庭数に応じて計算された一定距離ごとに選定する方式をとった。また、公共施設や商業施設については、ランダムに選択する。</p> <p>(3)調査項目 ①一般的な情報 家族構成、家の造り、家長の職種など ②電気・エネルギーに関する情報 電化に対する知識、照明用機材とその支出、家電製品の使用状況、電気の使用および維持管理上の問題、支払い可能額など</p>
<p>2. フォーカスグループディスカッション (FGD)</p> <p>(1)目的 質問票では得られにくい、より詳細な定性的データを収集することを目的とする。あらかじめガイドラインを作成し、それに則ってインタビューを進めるが、対象者の回答や反応次第で質問の順番や質問の内容を変更・追加・削除しつつ、臨機応変に対応する。特に、①電化に対する村落の意識、期待、必要性などの本音、②村落の電力消費および維持管理</p>

能力を把握するよう努める。

(2)対象

対象村落 100 のうち、15 村落で実施する。村長、村落議員、女性グループ代表、青年グループ代表、教員、宗教リーダー、水管理委員会代表、農家、商人など様々な立場の住民 10 名程度を対象とする。

(3)調査項目

①一般的な情報

村落の人口、コンパウンド数、コンパウンドや施設の密集度、住民の典型的な一日の活動パターン、公共施設・商業施設の有無、村落組織の有無、村落開発プロジェクトの有無、村落が必要としているサービスなど

②電気・エネルギーに関する情報

電化に対する知識、電気の使用および維持管理上の問題、未電化の理由、電化の影響、支払い意思額など

3. キーインフォーマントインタビュー (KII)

(1)目的

より詳細な定性的データを収集することを目的とする。フォーカスグループディスカッションと同様、ガイドラインに則りつつも、臨機応変に進めていく。

(2)対象

対象村落のチーフ、村落議員・郡議会の議員など

(3)調査項目

電化のニーズ、電化による影響と電力施設の維持管理上の問題、教育・保健・医療分野の戦略と電化の関係など

家庭、公共施設、商業施設向けの各質問票については、添付資料 4.2.1 と 4.2.2 に示した。また、村落の基本情報を把握するための質問票を、添付資料 4.2.3 に示した。なお、電化地域と未電化地域とでは、質問内容を一部変更している。

(3)村落電力需要調査の手順

サンプル対象村落は、次の手順により決定した。

①対象村落数の決定

今回の村落社会経済調査は、予算的・時間的な制約があったため、ガーナ南部地域の全体的な傾向を把握することを目的として行うこととし、調査対象村落数を最大 100 程度と見積もった。

なお、ランダムサンプリングに関して統計的に有意な標本数を導き出す以下の公式³を用いて計算すると、ガーナの全村落数 82,083（2000 年人口センサスの値）に対して統計的に有意なサンプル村落数は 96 となる。このため、100 のサンプルで全体的な傾向を把握しようとすることに、特段の無理はないと考えられる。

$$n = \frac{N}{\left(\frac{\varepsilon}{K(\alpha)}\right)^2 \frac{N-1}{P(1-P)} + 1}$$

α : 母集団特性値の推定を誤る確率（危険率）=通常 5%=その場合の $K(\alpha)=1.96$

ε : 標本比率につける誤差のプラスマイナスの幅。誤差の幅がプラスマイナス 10%を超えると、明確な比較分析が困難となってしまうため、今回はプラスマイナス 10%とした。

n : 必要とされるサンプル数

N : 母集団の大きさ

P : 母比率 : 南部の村落社会状況を代表できる村落が母集団に占めるであろう割合。今回は過少サンプルになることを避けるため、 $P(1-P)$ の値が最大になる値 0.5 を設定した。

②調査対象地域の選定

次に、調査対象となる 7 州のそれぞれの人口比に合わせて、次のとおり調査対象村落を割り振った。

州 (Region)	調査対象村落数
ブロング・アハフォ (Brong Ahafo)	12
グレーターアクラ (Greater Accra)	20
イースタン (Eastern)	14
ボルタ (Volta)	10
セントラル (Central)	10
ウェスタン (Western)	12
アシャンティ (Ashanti)	22

その上で、州政府へのヒアリングなどにより、各州の中から、文化的・経済的・社会的・民族的な観点からその地域を代表させるに典型的な 2 郡を選定した。

③調査対象村落のサンプリング

調査対象として選定された 2 郡のうちから、調査対象村落をランダムサンプリングにより選定した。その際、既電化村落と未電化村落とを区別して、サンプル数がいずれかに偏ることのないように配慮した。また、2000 年の人口センサスに基づき、各村落の人口規模も考慮し、村落規模にも偏りが生じないように配慮した。

以上のプロセスを経て選定された 100 村落は、添付資料 4.2.4 のとおりである。質問票調査の対象として、各村落内で、おおむね 14 の家庭と 6 の商業・公共施設が選定された。サンプル

³ 大谷信介ほか（編著）（1999） 社会調査へのアプローチ（第 2 版）：論理と方法 ミネルヴァ書房 4-20

数は、1412 家庭（未電化 642、既電化 770）、商業・公共施設 593（未電化 256、既電化 337）となった。

(4)調査手法

サンプル調査は、2007年5月から7月にかけて実施された。質問票、フォーカスグループディスカッション（FGD）、キーインフォーマントインタビュー（KII）を組み合わせ、実施した。質問票への回答者数の内訳は、次の表のとおりである。

表 4-11 質問票調査への回答者数

District	Un-electrified	Electrified
Atebubu Amantin	44 (6.9 %)	57 (7.4 %)
Ga West	56 (8.7 %)	84 (10.9 %)
Dangme West	61 (9.5 %)	83 (10.8 %)
Afram Plains	42 (6.5 %)	56 (7.3 %)
Keta	28 (4.4 %)	42 (5.5 %)
Krachi	28 (4.4 %)	42 (5.5 %)
Mfantsiman	14 (2.2 %)	42 (5.5 %)
Ajumako	55 (8.6 %)	28 (3.6 %)
Mpohor Wass East	28 (4.4 %)	28 (3.6 %)
Ahanta West	56 (8.7 %)	56 (7.3 %)
Offinso	73 (11.4 %)	84 (10.9 %)
Akuapim North	42 (6.5 %)	56 (7.3 %)
Tano South	42 (6.5 %)	28 (3.6 %)
Kwabre	73 (11.4 %)	84 (10.9 %)
TOTAL	642 (100 %)	770 (100 %)

(出所) 調査団作成

(5)電化の妥当性に関する調査結果

電気は住民の生活に多くの便益をもたらすが、水や食料とは異なり、電気がなくとも生きていくことはできる。したがって、例えば、現在の人々の生活パターンでは家電製品の利用がさほど必要でない場合、電気のニーズが他の生活ニーズに比べて高くない場合、電気を必要とする各種経済活動が活発でない場合などは、電化の妥当性は高くないと判断される。ここでは、住民の生活状況などを検討し、電化の妥当性に関連するデータの分析を行う。

①住民の生活・施設の活動の状況

a)村落における住民の生活状況

質問票による調査では、未電化村落と既電化村落とで、住民の職業（生計手段）に大きな差が見られた。特に、農業従事者については、未電化村落では 61.2%であるのに対し、既電化村落では 30.1%と倍以上の開きが見られた。同様に、政府職員については、未電化村落で 4.4%、既電化村落で 11.9%となっている。商業（未電化村落：10.7%、既電化村落：21.4%）や手工業（未電化村落：6.4%、既電化村落：14.2%）についても同様である。電化の有無と住民の生計手段との間には、一定の相関があることが見てとれる。調査対象村落における主

な職業形態を次の表に示す。

表 4-12 地方村落における主な職業形態

Occupation of the household head	Electrified	Un-electrified
Government official/employee	11.9%	4.4%
Artisan self employed	14.2%	6.4%
Businessman/trader	21.4%	10.7%
Farmer	30.1%	61.2%
Fisherman	5.6%	6.1%
Labourer / unskilled worker	1.7%	1.4%
Other	14.8%	9.2%
Unknown	0.3%	0.6%

(出所) 調査団作成

住民の1日の生活パターンには、地域の伝統・文化や宗教、生計手段などによって違いがある。本調査では、人々の一般的な生活パターンをFGDにより明らかにすることを試みた。調査対象村落での典型的な成人の生活パターンを次の図に示した。

Activity	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4
Rise from bed	■	■																						
Prayer																								
House chores																								
Listening to radio			■	■																				
Morning Meal				■																				
Prepare farm tools/materials																								
Busy on farm																								
Resting																								
Watching television																								
Community meetings																								
Socializing																								
Retire to bed																								

(出所) 調査団作成

図 4-14 一般家庭における成人男性の活動パターン

Activity	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4
Rise from bed	■	■																						
Prayer																								
House chores																								
Listening to radio																								
Cooking morning meal			■	■																				
Morning Meal																								
Prepare farm tools/materials																								
Busy on farm																								
Resting																								
Watching television																								
Community meetings																								
Cooking evening meal																								
Socializing/house chores																								
Retire to bed																								

(出所) 調査団作成

図 4-15 一般家庭における成人女性の活動パターン

ガーナの地方村落では、男性は家やコンパウンド外での活動に多く従事し、女性は家やコンパウンドの中での家事や社会活動が主となることが一般的である。

電気、特に電灯が使用される可能性があるのは、早朝と夜である。イスラム教徒の朝 5 時からの祈りの時間、夜間の食事の準備、就寝までの村落内での社会活動などで電気が使用される。また、テレビやラジオの視聴でも電気が使用されるが、テレビの普及率は 2~4 割程度と低く、ラジオは乾電池を使う場合が多い。また、日中は、農地で働く者が多いため、電気が必要とされることは少ない。

このような、ガーナの一般家庭の生活パターンを考えると、朝夜 6 時間程度の電灯の使用、6 時間程度のラジオの使用、4 時間程度のテレビの使用といった局面において、住民の生活の利便性を高めたり、娯楽をもたらしたりするニーズがあると考えられる。この結果は、北部再生可能エネルギーMP 調査とほぼ同様の結果が出ている。

農業に従事する住民の割合が高く、かつ、その多くが自給自足的な農業を営んでいるという状況は、住民の現金収入が限られており、定期的・継続的に電気料金を支払うことが難しいということである。一方、定期的・継続的な経済活動に従事している家庭、特に、都市部近隣に居住している経済的に裕福な家庭が存在していることも事実である。こうした裕福な家庭にとっては、電灯やテレビ以外の各種家電製品のニーズも高まると考えられる。

b) 商業施設の状況

FGD や KII により明らかにされた、商業施設の活動パターンは次の図のとおりである。ここでは、特に、数の多い小規模商店について図示した。

Activity	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4
Shop opens for business																								
Shop closes at sun down																								
Busy time																								

(出所) 調査団作成

図 4-16 小規模商店の活動パターン

小規模商店は、一般に、朝 7 時から 18 時から 19 時前後まで、12 時間程度開店している。中には深夜まで営業しているケースもあるが、多くは日没とともに閉店する。電灯だけの利用であれば、夜 1 時間程度で十分である。

一方、バーやコールドストア（肉、魚などを冷凍・冷蔵して売っている商店）など、冷蔵庫・フリーザーなどを使用する商業施設では、電気の使用量が多くなると想定される。

c) 公共施設の状況

公共施設、特に、中学校およびクリニックの一日の活動パターンを図示すると、次のとおりである。

Activity	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4
School opens																								
Cleaning																								
Classes in progress																								
Recreation and rest break																								
Classes in progress																								
Sporting activities																								
Closing																								
Evening classes/Adult literacy classes																								

(出所) 調査団作成

図 4-17 中学校の活動パターン

Activity	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	0	1	2	3	4
Clinic opens																								
Consultation and treatment																								
Health education and counseling																								
May open after hours to deal with emergencies																								

(出所) 調査団作成

図 4-18 クリニックの活動パターン

中学校は、朝 8 時から 17 時ごろまで開いているケースが典型的である。このうち午後の 2 時間程度は運動にあてられることも多い。昼間は窓からの自然採光による授業が可能であるため、通常の授業における電灯のニーズは高くない。その他の家電製品に対するニーズも低い。一方、夜間の自習、成人のための識字教室として中学校が夜間に利用されることがあるが、その場合には夜間の電灯に対するニーズは高くなる。

クリニックなどの医療施設は、一般に朝 8 時から 18 時まで開いている。衛生面から窓を開けることはなく、日中でも電灯に対するニーズは高い。夜間診察や助産などの緊急時には、電灯のニーズは高い。さらに、ワクチンや血液の保存、遺体の安置、高レベル医療機関への無線連絡などの点でも、電気に対するニーズは非常に高いといえる。

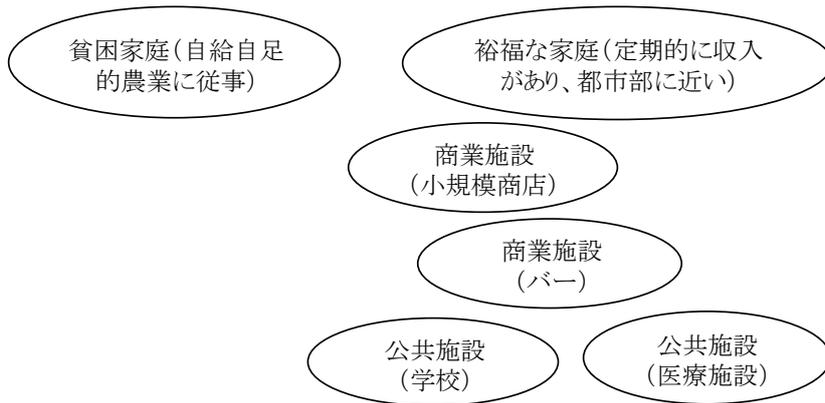
このほか、宗教施設では礼拝の時間に電気の必要性が高まる。しかし、電灯、カセットプレーヤー、マイク・スピーカーなどの利用時間は比較的短く、また、質問票調査によれば、明かり取りには、灯油の使用が一般的であった（質問票調査の回答者の約 61%）。

今回の調査によって得られた結果は、北部再生可能エネルギーMP 調査の際の結果とほぼ同様の傾向を示している。

d)まとめ

電化対象施設ごとの電化の必要性・緊急性の程度を施設別に整理すると、次の図のとおりとなる。

(電化の必要性・緊急性 低い) ←→ (電化の必要性・緊急性 高い)



(出所) 調査団作成

図 4-19 施設ごとの電化の必要性

現在の生活・活動状況を考慮し、必要性・緊急性が高いと考えられる家庭や施設から電化を進めていくことが現実的である。特に、地方の一般家庭では、安定的・継続的な収入を得ることが困難であるため、電気料金の支払い能力も低い。一方、安定的な収入を得ている裕福な家庭や、電気の利便性を強く認識しており電化に対するモチベーションの高い都市周辺の村落の家庭では、電化の妥当性は高いといえる。

商業施設については、その形態により電化ニーズは異なる。冷蔵庫やフリーザーを使用する施設では電化のニーズは高いが、小規模商店では電化に対するニーズは高いとはいえない。

公共施設の電化は、多くの利用者に対し利益をもたらすなど、正のインパクトを与えることができるため、電化の優先度を高めることがのぞましい。

こうした傾向は、北部再生可能エネルギーMP 調査の際の結果とほぼ同様である。文化・社会・宗教などの違いにより、多少の違いはあるものの、施設ごとの電化の必要性については、北部3州と南部地域とで大きな違いがあるわけではないといえる。

②住民のニーズ

電気に対するニーズ以外にも、様々なニーズは存在する。こうしたニーズの優先順位は、各家庭や施設によって異なる。電気の優先順位が他の物・サービスの優先順位よりも低い場合には、電化の妥当性も低くなり、電気料金を通じた投資コストの回収も困難になる可能性がある。したがって、こうした住民の電気に対するニーズについて調査・検証することが不可欠である。

a)一般家庭におけるニーズ

質問票調査および FGD により明らかになった、住民ニーズの優先順位は、次の表のとおりである。

表 4-13 一般家庭におけるニーズランキング

ニーズ	未電化村落	既電化村落
家の所有	93 (14.5 %)	146 (19 %)
よい教育サービスと施設	129 (20.1 %)	150 (19.6 %)
公共交通	9 (1.4 %)	13 (1.7 %)
安全な水	53 (8.3 %)	71 (9.3 %)
灌漑	14 (2.2 %)	10 (1.3 %)
道路、橋などのインフラ	51 (8 %)	24 (3.1 %)
電気	139 (21.7 %)	64 (8.3 %)
良い保健サービス	77 (12 %)	87 (11.3 %)
公共トイレ	14 (2.2 %)	31 (4 %)
雇用	56 (8.7 %)	158 (20.6 %)
その他	6 (0.9 %)	13 (1.7 %)
合計	641 (100 %)	767 (100 %)

(出所) 調査団作成

未電化村落において住民がプライオリティが高いと考えるニーズの上位 5 つは、次のとおりである。①電気、②よい教育サービス、③家の所有、④よい保健サービス、⑤雇用である。

これに対し、既電化村落の住民ニーズは、①雇用、②よい教育サービス、③家の所有、④よい保健サービス、⑤安全な水の順番になった。

電化の有無にかかわらず、「よい教育サービス」、「持ち家」、「よい保健サービス」に対するニーズは高い。北部再生可能エネルギーMP 調査でも同様の傾向が明らかにされている。教育、持ち家、健康などは、住民の生活に欠かせない、いわゆるベーシックヒューマンニーズ (BHN) の最たるものであると考えられる。

未電化村落では、電気に対するニーズを最上位に挙げた者が最も多い。南部地域では、電化による生活改善への期待感が強いといえる。

b) 公共施設のニーズ

各種電化製品を必要とする高度なレベルの保健施設や教育施設は、ほぼ電化されている。こうした施設は、電気なしにはその機能が十分に発揮できないため、既に電化されている都市部あるいはその周辺に設置されるためである。さらに、教育省が郡レベルでの情報通信技術 (ICT) の普及のための電化を推進しているような政策的な要因もある。一方、地方部に設置されている初期レベルの保健施設や教育施設は、未だ電化されておらず、電化の妥当性は高いといえる。

さらに、FGD でもその必要性が指摘された保健施設や教育施設に付随するスタッフハウスの電化は、家庭内での各種業務の重要性 (教師の教材研究など)、利便性・娯楽性の向上による都会からの転勤者のモチベーションの向上などのためにも重要であり、電化の妥当性は高いと考えられる。

c)各種活動の活発さ

各村落における各種の開発・経済活動が活発であれば、電気に対するニーズも高くなり、電化の妥当性も高まる。

FGD などを通じて、各村落における各種経済活動を確認した結果、村落開発委員会、インフラ整備委員会、自助努力グループ、農協・漁協など多様な組織が様々な活動に従事している。

各種開発活動で代表的なものは、学校関連施設の建設や給食の供給、保健施設の整備、水供給関連設備（井戸など）の整備、灌漑施設の整備、トイレその他の衛生施設の設置、道路建設などが挙げられた。経済活動については、農業・漁業、穀物製粉、各種食品加工、食堂などであった。

電気の必要性の観点から考えると、開発活動の中では、井戸水の汲み上げや灌漑用の電動ポンプ、保健施設の電灯や冷蔵庫などについての電化の必要性が高いといえる。電化がこうした開発活動の推進に貢献できる可能性は高いといえる。

一方、経済活動に関しては、現状では電気を必要とする活動は少ない。ただし、穀物の製粉には電動モーターによる製粉機の使用が想定されるため、一定の電化ニーズは存在するといえる。

このように、村落では、特に公共的施設において電化の妥当性が高いといえる。一方、一般的な経済活動に関しては、現状では電気の必要性は必ずしも高いとはいえないが、穀物製粉機など電化のニーズが高いものも存在する。

(6)電化の有効性に関する調査結果

電化の妥当性が確認された場合には、どの程度の規模が適当であるのかを検討し、それに見合った電力設備の導入を検討する必要がある。電化製品の利用状況は、現在および将来の電力需要の想定の際の目安となる。さらに、住民の電化サービスに対する嗜好も考慮する必要があるだろう。

なお、電化システムについては、南部ではごく一部の例外を除き、オフグリッド PV による電化は行われていない。このため、グリッド電化を検討対象とした。

①家庭における家電製品の利用状況

既電化村落における家電製品の利用状況を見ることで、住民が電化後に購入する（または購入できる）家電製品を推測したり、電力需要の推測ができる。家庭における電化製品の所有状況を次の表に示す。未電化村落でも小規模な発電機を用いて家電製品を使っている家庭もあるほか、ラジオなどの電池を使用する家電製品を所有している家庭もある。

表 4-14 電化製品の使用状況

Appliance	Un-electrified Communities			Electrified Communities		
	Number	Penetration	Use Hours	Number	Penetration	Use Hours
Small colour TV	12	2%	3.8	156	20%	3.9
Big colour TV	13	2%	4.3	175	23%	4.1
Black and white TV	34	5%	3.5	36	5%	3.6
VCR/VCD player	10	2%	2.8	145	19%	3
Radio	437	68%	8.4	392	51%	7.4
Stereo (including Radio)	161	25%	5.8	270	35%	5.5
New small refrigerator	1	0%		87	11%	15
Old small refrigerator	0	0%		42	5%	15.8
New big refrigerator	0	0%		49	6%	12
Old big refrigerator	0	0%		18	2%	15.2
New small deep freezer	0	0%		20	3%	12.6
Old small deep freezer	0	0%		9	1%	13.8
Old big deep freezer	1	0%		11	1%	16.5
New big deep freezer	0	0%		20	3%	12.2
Cell phone	71	11%	2.1	222	29%	3
Incandescent lights	8	1%	8.3	513	67%	9.4
Fluorescent lights	6	1%	7.8	312	41%	9.3
Fan	5	1%	3.3	201	26%	5.2
Flash light	243	38%	2.4	229	30%	2.5
Sewing machine	1	0%		11	1%	5
4 burner cooker electric	0	0%		0	0%	
Air conditioner	0	0%		0	0%	
Electric iron	1	0%		144	19%	1.2
Table top single burner electric cooker	1	0%	2	1	0%	1.5
Coil heater	1	0%		16	2%	0.8
Other	7	1%	4.5	25	3%	4

(出所) 調査団作成

電化の状況に関わらず、住民が所有している家電製品の上位3製品は、ラジオ、ステレオ、各種電灯（懐中電灯を含む。）であった。

電灯は、最も基本的な電化製品である。懐中電灯は、未電化村落だけでなく、屋外に十分な照明が設置されていない電化村落でも、依然としてよく使用されている。ラジオは、持ち運びに便利で、各種情報や娯楽をもたらすため、人気が高い。テレビなどに比べると比較的安価で、電池による使用が可能なのも農村部に普及している大きな要因といえる。ステレオは、ラジオとしての利用のほか、音楽好きな民族性、歌や踊りによる社会的コミュニケーションの促進のために人気が高い。

ラジオやステレオの使用目的が発展すると、テレビの購入を検討することになると思われる。テレビは情報・娯楽ツールとして人気が高い。電化村落では、小型テレビを所有している家庭が20%、大型テレビを所有している家庭が23%となっている。

このほか、電化村落では、扇風機、ビデオなどの所有率も高いといえる。冷蔵庫については、その必要性の高さに比較すると普及率はそれほど高くない。

②商業施設における家電製品の利用状況

小規模商店では、電化の状況に関わらず、ラジオの所有率は高い。電化村落の小規模商店で使用されている主な電化製品は、電灯とラジオ、ステレオ、扇風機などである。一日のおおよその使用時間は、電灯 8 時間、ラジオ・ステレオ約 11 時間、扇風機約 6 時間程度である。

③公共施設における家電製品の利用状況

中学校で使用されている主な電化製品は、電灯とラジオ、テレビである。電灯は一日平均約 6 時間、ラジオは約 4 時間、テレビは約 3 時間の使用である。

保健施設では、電灯、冷蔵庫、扇風機、テレビなどが使用されている。一日当たりの使用時間は、電灯 12 時間、冷蔵庫約 6 時間あるいは 24 時間、扇風機 11~12 時間、テレビ 6 時間となった。

宗教施設では、電灯、扇風機、ステレオなどが使用されているが、こうした家電製品を使用していないところも多い。

(7)電化のインパクトに関する調査結果

電化には、住民の生活に利便性をもたらすなどの正のインパクトのほかに、生活スタイルの変化などに伴う負のインパクトも想定される。このため、今回の村落社会経済調査では、こうした負のインパクトや、電化に対する懸念事項なども調査した。調査を通じて把握された負のインパクトや懸念事項は、次のとおりである。

未電化村落

- いつ電化されるのかの見通しが立たない
- 子供が夜更かしをしたり、テレビなどの影響で反社会的な行動をとるおそれがある
- 電気の安全かつ効率的な使い方に関する情報が足りない
- 電気料金が高く、金銭的な負担が増えるおそれがある

既電化村落

- 電気メーターの質が悪く、電気料金が不正確との強い懸念がある
- 電力の容量が足りず、電気を十分に活用できない
- 電気の質が悪く（電圧変動が大きい、停電が頻繁など）、家電製品に悪影響がある

商業施設や公共施設における主な懸念事項も、電気の質、容量、料金に関するものであり、家庭と同様の懸念を抱いていることが明らかになった。

一方、多くの住民が電化に伴う利便性の向上などの正のインパクトに期待を寄せているのも事実である。全体としては、正のインパクトへの期待感が、負のインパクトに対する懸念を上回っている。

(8)電化の持続性・自立発展性に関する調査結果

電化の持続性・自立発展性を判断するには、需要家の支払い能力の有無が重要な判断要素となる。

①支払可能額

a)一般家庭

オングリッド電化の支払いに関係する需要家の経済状況に関するデータは、需要想定や支払可能額の推計には重要である。しかし、以下の理由により、短期間で適切な経済データを得ることは困難である。

- 1) 住民は自らの収入や支出を正確に記録していないこと
- 2) 住民は自らの経済状況を他人に伝えがらず、得られる情報の信憑性に問題があるケースがあること
- 3) 多くの住民が、自然条件に影響されやすい自給自足的農業に従事しており、定期的にある一定の収入を得られる状況にないこと

このため、ここでは一般的な収支のデータではなく、各種エネルギー（電気、灯油、ろうそく、電池など）への支出状況から、電気に関する支払可能額を類推することにした。質問票調査によって得られた各種エネルギーへの支出データは、次のとおりである。

表 4-15 一般家庭におけるエネルギー支出（初期投資）

Energy Source	Global	Unelectrified	Electrified
Electricity from National grid	257,803	0	472,751
Electricity from own generator	31,020	51,402	14,026
Kerosene lantern	43,436	43,928	43,026
Candles	118	69	159
Dry cell batteries	31,551	42,377	22,525
Solar Home System	1,137	2,372	108
Battery Charging system	7,691	14,236	2,234
Solar Lantern	708	312	1,039
Other sources	4,326	4,006	4,593
Average Cost/household	377,791	158,701	560,460

(出所) 調査団作成

表 4-16 一般家庭におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）

Energy Source	Global	Unelectrified	Electrified
Electricity from National grid	28,773	0	52,762
Electricity from own generator	3,530	6,433	1,109
Kerosene lantern	33,911	37,394	31,008
Candles	1,589	1,257	1,866
Dry cell batteries	13,818	17,080	11,099
Solar Home System	104	128	85
Battery Charging system	778	1,680	26
Solar Lantern	0	0	0
Other sources	754	972	573
Average Cost/household	83,258	64,944	98,527

(出所) 調査団作成

一般家庭における一月当たりのエネルギー支出は、未電化村落では 64,944 セディ、既電化村落では 98,527 セディであった。また、グリッド電化のためには初期投資として約 472,751 セディ（平均）が必要となる。

既電化村落でも灯油や電池は使用されている。これは、電気料金との兼ね合いで他のエネルギー源と併用されることも多いこと、ラジオなどの持ち運びする商品にはオングリッドの電化システムは馴染まないことなどの要因が考えられる。

電気以外のエネルギーで最もよく使用されているのは、灯油である。未電化村落では 38,046 セディが、既電化村落では 34,403 セディが支出されている。このほか、電池への支出も多い。電池への支出は、未電化村落で 17,080 セディ、既電化村落で 11,099 セディであった。

これらの支出は、北部再生可能エネルギーMP 調査の際の結果よりも高めの数値が出ており、南部地域では北部 3 州よりもエネルギー関連支出が多いといえる。

質問票調査で明らかになった、未電化村落での各種エネルギー支出状況、特に、主要な非電気エネルギーである灯油や電池の支出額から、電気に対する支払可能額を推測する。電化されても電気以外のエネルギー（灯油や電池）への支出はなくなることから、電気が灯油や電池の使用目的をすべて代替できると考えることはできない。現在の既電化村落における電気への支払額と非電気エネルギーへの支払額との比率（53,872 セディ：44,656 セディ）から考えると、未電化村落の住民が無理なく支払うことができる金額は、およそ 35,000 セディ程度と考えられる。

質問票では、住民の支払意思額に関するデータも収集した。その結果は、次のとおりである。

表 4-17 一般家庭における支払意思額

	Global		Un-electrified		Electrified	
	No.	Willingness to pay	No.	Willingness to pay	No.	Willingness to pay
Willingness to pay more	74	71,500	55	74,691	19	62,263
Willingness to pay less	576	37,380	474	38,095	102	34,059

（出所）調査団作成

これらの金額は、住民が直感的に回答したものであり、自らの家計状況を詳細に検証して出した金額ではないため、参考程度のもので捉える方がよいだろう。支出を抑えたいと考えることは一般的であるため、エネルギーに関する支出額を減らしたいと考える家庭の方が、増額を認める家庭よりも多いことは当然である。未電化家庭と既電化家庭とでその差を比較すると、未電化は増額 15：減額 85、既電化は増額 10：減額 90 となっている。未電化家庭の方が増額してもよいと考える人の割合が高い。多少のコスト負担をしてでも電化を望む家庭が多いことの表れであろう。

b)商業施設

主な商業施設における毎月のエネルギー支出は、次のとおりである。

表 4-18 商業施設におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）

Type of Enterprise	Un-electrified	Electrified	Total Average
General goods/drug store	45,793	102,259	79,297
Restaurant/chop bar	55,567	112,833	77,042
Drinking bar/pito brewing	99,455	128,746	113,894
Bakery	25,000	211,000	149,000
Furniture making/carpentry shop	12,667	60,800	42,750
Tailor/seamstress	79,143	70,292	73,553
Hair salon or barber shop	41,600	90,176	79,136
Grain milling	378,737	491,156	430,129

（出所）調査団作成

小規模商店におけるエネルギー支出は、未電化村落と既電化村落とを合わせた全体で 79,297 セディであった。未電化村落では 45,793 セディであるのに対し、既電化村落では 102,259 セディである。一般家庭と同様、電化された地域でも、灯油や電池は使用されている。

レストランのエネルギー支出は、全体で 77,042 セディであった。未電化村落では 55,567 セディであるのに対し、既電化村落では 112,833 セディである。バーでは、全体で 113,894 セディ、未電化村落で 99,455 セディ、既電化で 128,746 セディであった。

一般に、電化村落の商業施設の方が、未電化村落の商業施設よりも、エネルギー支出が多くなる傾向があるといえる。

北部再生可能エネルギーMP 調査の際の結果と比べると、同程度か高めの数値が出ており、南部地域の方がエネルギー関連支出がやや高いといえるだろう。

c)公共施設

主な公共施設における毎月のエネルギー支出は、次のとおりである。

表 4-19 公共施設におけるエネルギー支出（一月当たりランニング・コスト）

Type of Public facility	Un-electrified	Electrified	Total Average
Pre/Primary School	15,313	84,308	75,586
Junior Secondary School	35,200	59,600	51,467
CHPS compound	-	186,667	186,667
Clinic	43,000	822,628	666,702
Health center/health post	34,000	163,667	131,250
Governmental office	-	290,000	290,000
Mosque/Church	78,000	88,663	82,161
Vehicle/bus station	76,333	90,250	84,286

（出所）調査団作成

中学校では 51,467 セディ、クリニックでは 666,702 セディであった。電化村落の中で見ると、保健医療関連施設と政府関連施設のエネルギー支出が高い。また、公共施設についても、電化村落にある施設の方が未電化村落の施設よりも、エネルギー支出が高い傾向にあるといえる。

②購入を希望する電化製品

住民が将来どのような電化製品の購入を希望しているかは、需要予測において重要である。質問票調査を通じて明らかになった購入を希望する家電製品は、次のとおりである。

表 4-20 購入を希望する家電製品

	Un-electrified	Electrified
Small colour TV	144 (29.2 %)	103 (19.2 %)
Big colour TV	124 (25.2 %)	121 (22.6 %)
Black and white TV	13 (2.6 %)	4 (0.7 %)
VCR/VCD	11 (2.2 %)	28 (5.2 %)
Radio	8 (1.6 %)	7 (1.3 %)
Stereo (Including radio)	12 (2.4 %)	17 (3.2 %)
Refrigerator-small	49 (9.9 %)	43 (8.0 %)
Refrigerator big	27 (5.5 %)	49 (9.1 %)
Freezer small	5 (1.0 %)	18 (3.4 %)
Freezer big	18 (3.7 %)	61 (11.4 %)
Cell phone	3 (0.6 %)	13 (2.4 %)
Incandescent lights	60 (12.2 %)	14 (2.6 %)
Flourescent lights	6 (1.2 %)	1 (0.2 %)
Fan	5 (1.0 %)	18 (3.4 %)
Flash light	1 (0.2 %)	2 (0.4 %)
Sewing machine	4 (0.8 %)	14 (2.6 %)
Electric iron	2 (0.4 %)	5 (0.9 %)
Table top single burner electric cooker	0 (0.0 %)	3 (0.6 %)
Air conditioner	0 (0.0 %)	7 (1.3 %)
Other	1 (0.2 %)	8 (1.5 %)
Total	493 (100.0 %)	536 (100.0 %)

(出所) 調査団作成

この表から、①電化の状況にかかわらずテレビに対するニーズが高い、②未電化村落では電灯のニーズが高い、③既電化村落では冷蔵庫・冷凍庫や扇風機のニーズが高い、といえる。この結果は、北部再生可能エネルギーMP調査の結果とほぼ一致する。

電化が進むにつれて、使用したい家電製品も高度化していくといえる。しかし、電化村落であっても、冷蔵庫やテレビへのニーズが高いということは、これらの家電製品を保有している者が少ないということである。つまり、電化されても、電灯やテレビを使用する程度の状況にとどまることが一般的であり、冷蔵庫を使用するまでに至るのは電化が相当進んでからであると考えられる。

家電製品を購入できるかどうかは、そのために必要な資金を用意できるかどうかはまず重要である。さらに、家電製品やスペアパーツを売っている商店などへのアクセスも重要な要素となる。

電気利用者は、まず最も基本的かつ値段が安い電灯を購入する。しかし、電灯以外の家電製品の利便性・娯楽性を理解するにつれ、電灯だけでは十分な満足を得ることはできなくなり、その他の家電製品へのニーズも高まるものと思われる。

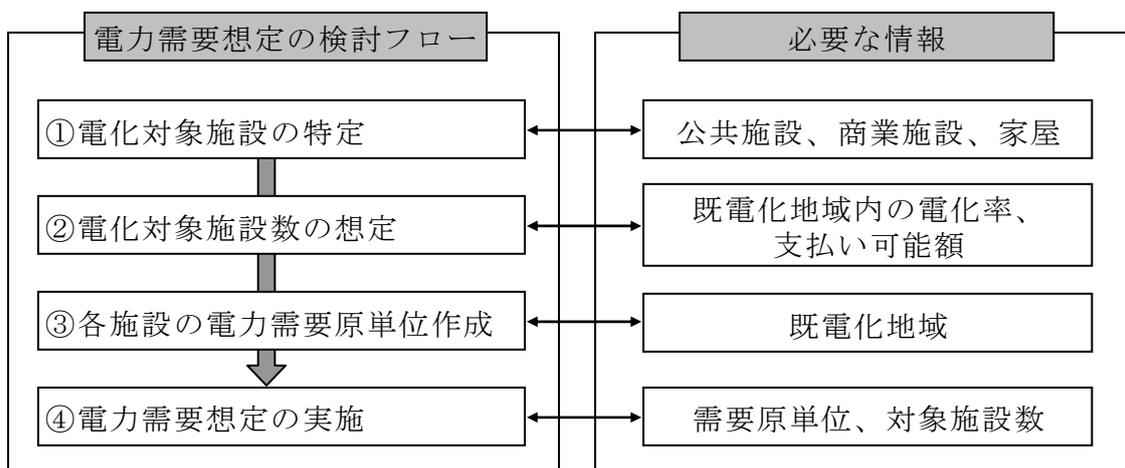
電灯以外の家電製品の購入には、生きるために必要となる最低限の生活資金以外の可処分所得が必要である。しかし、ガーナの地方村落では、自給自足的な生活が一般的であり、十分な可処分所得を有している家庭は少ない。こうした家庭では、電気料金を継続的に支払った上で、さらに家電製品を購入することは困難である。このため、こうした地域での電化は急速には進展しないと考えられる。

質問票調査では、商業施設や公共施設で要望の高い電化製品は何かについては調べていないが、中学校ではテレビやビデオを所有している割合が他の電化製品に比べて高く、遠隔教育用の使用が期待されていると考えられる。また、保健・医療施設では、医薬品の保存用の冷蔵庫に対するニーズが高いと想定できる。

4. 2. 2 ミクロ需要予測

ミクロ需要予測は、電化対象地域の家庭や商業・公共施設の数や現状、社会経済活動の状況などをベースにして行われる。農村部では主な需要家は一般家庭や小規模な商業・公共施設であるため、農村部での配電線の延伸・更新・増強について検討する際には、これらの電力需要を予測することが必要である。ミクロ需要予測は、マクロ需要予測を農村部での延伸などの観点から補うものという位置付けで実施される。

ミクロ需要想定のプロセスを示すと、次の図のとおりである。



(出所) 調査団作成

図 4-20 ミクロ需要想定の実施フロー

(1) 電化対象施設の特定

電化対象施設は、一般家屋、主な商業・公共施設とした。一般家屋の電化率に関する政策目標は、ガーナには存在しない。このため、一般家屋の電化率については、既電化村落内での家屋電化率、既電化村落の状況を考慮して設定した。

また、公共施設については、学校や保健施設など、その規模や電化の必要性に応じて、個別に判断して対象施設数を決定した。

(2)各施設の電力需要原単位の作成

施設ごとの需要原単位の基礎となる電気機器の容量については、村落社会経済調査に併せて行った調査によって得られたデータに基づき、次の値を採用した。

表 4-21 各電気機器の需要原単位

電気機器	容量 (W)
カラーテレビ小 (14インチ)	60
カラーテレビ中 (20インチ)	80
白黒テレビ (14インチ)	20
ビデオレコーダー	20
ステレオ	18
冷蔵庫	135
冷凍庫	240
白熱灯	60
蛍光灯	36
天井型扇風機	60
エアコン	1,200
アイロン	1,100
ドライヤー	900
電気コンロ (調理器)	2,200
電気ミシン	100
コンピューター	360

(出所) 調査団作成

家屋ごとの需要原単位 (最大電力) については、各家屋における電気機器の種類や数、家屋電化率を基に最大電力を仮定した。商業施設についても同様である。一方、公共施設については、政策的に電化が進められている保健医療施設や学校については電化率を 100%と仮定するなど、政策的な要素も加味して、最大電力を仮定した。

(3)電力需要想定の実施

①一般家庭の電力需要

既電化村落と未電化村落のそれぞれにおける家電製品の所有率と利用時間をまとめると、次の表のとおりである。

表 4-22 電気機器の利用状況と利用時間

Appliance	Un-electrified Communities			Electrified Communities		
	Number	Penetration	Use Hours	Number	Penetration	Use Hours
Small colour TV	12	2%	3.8	156	20%	3.9
Big colour TV	13	2%	4.3	175	23%	4.1
Black and white TV	34	5%	3.5	36	5%	3.6
VCR/VCD player	10	2%	2.8	145	19%	3
Radio	437	68%	8.4	392	51%	7.4
Stereo (including Radio)	161	25%	5.8	270	35%	5.5
New small refrigerator	1	0%		87	11%	15
Old small refrigerator	0	0%		42	5%	15.8
New big refrigerator	0	0%		49	6%	12
Old big refrigerator	0	0%		18	2%	15.2
New small deep freezer	0	0%		20	3%	12.6
Old small deep freezer	0	0%		9	1%	13.8
Old big deep freezer	1	0%		11	1%	16.5
New big deep freezer	0	0%		20	3%	12.2
Cell phone	71	11%	2.1	222	29%	3
Incandescent lights	8	1%	8.3	513	67%	9.4
Fluorescent lights	6	1%	7.8	312	41%	9.3
Fan	5	1%	3.3	201	26%	5.2
Flash light	243	38%	2.4	229	30%	2.5
Sewing machine	1	0%		11	1%	5
4 burner cooker electric	0	0%		0	0%	
Air conditioner	0	0%		0	0%	
Electric iron	1	0%		144	19%	1.2
Table top single burner electric cooker	1	0%	2	1	0%	1.5
Coil heater	1	0%		16	2%	0.8
Other	7	1%	4.5	25	3%	4
Total no. of Respondants	642			770		

(出所) 調査団作成

照明やラジオ、ステレオが上位を占めている点は、既電化村落、未電化村落ともに変わりはない。テレビと天井型扇風機の普及率だけが大きく異なる。このため、既電化村落と未電化村落とでは、テレビと扇風機の普及に差が出ると考えられる。

電化製品の利用時間帯が不明確なため、ここでは、既電化家屋のうち、一家屋当たりの平均的な電化製品の数量に容量 (W) をかけ、不等率 (Diversity Factor) を 1/2 として、平均的な家屋の需要 (W) を算出した。その結果は、次の表のとおりであり、一家屋当たりの電力需要は、121.00Wとなる⁴。

⁴ なお、出現率が 20%を切る電気機器については、一般的に購入されるものではないと考え、需要想定には組み込んでいない。また、ラジオについても乾電池の使用が一般的であるため、需要想定の対象からは外している。また、電化製品の購入の経年変化については、考慮していない。

表 4-23 一家屋当たりの電力需要

	Small color TV	Big color TV	Stereo	Cell phone	Incandescent lights	Flourescent lights	Fan	Flash light	Diversity Factor	Total Capacity (W)
Capacity (W)	60	80	18	1	60	36	60	5		
Number	0.20	0.25	0.39	0.38	2.41	0.94	0.36	0.39		
Subtotal	12	20.2	6.93	0.38	144.72	33.95	21.84	1.95	2	121.00

※この表では小数点以下第 3 位で四捨五入した値を記載しているため、合計が必ずしも一致しない場合がある。

(出所) 調査団作成

この家屋当たりの電力需要 (121.00W) と村落内の家屋数との積に、家屋電化率をかけた値が、対象村落の電力需要規模となる。

既電化村落内の家屋電化率については、FGD を通じて把握した。ただし、FGD の対象者は、家屋電化率の正確な数字を提供できるわけではなく、ある程度は感覚的な数字にならざるを得ないことに注意する必要がある。既電化村落における家屋電化率の平均値は、71.6%であった。この値は、北部再生利用可能エネルギーMP 調査の結果 (32%) と比べると倍以上の値である。南部地域では、北部 3 州に比べて、家屋電化率が高い傾向にあるといえる。北部再生利用可能エネルギーMP 調査では、北部の村落では、一般に平面的な広がり大きいこと、支払い能力が低いことなどにより、家屋電化が進んでいないと考えられるとしている。ただし、サンプル数が少ないこと、FGD で得られる値は感覚的なものとならざるを得ないことなどに留意する必要がある。

以上から、ガーナ南部地域における村落内の一般家庭の電力需要規模は、次の式により求められる。

$$\text{家庭の電力需要} = 121.0W (\text{家屋当たり電力需要}) \times N (\text{家屋数}) \times 71.6\% (\text{電化率})$$

②商業施設の電力需要

商業施設のうち、穀類製粉所 (Grain mill) は 1 ヲ所当たり 20kW もの動力を必要とするため、他の電気機器を使用する商業施設とは別途検討する必要がある。穀物製粉所の電化率は、52.0%であり、その電力需要規模は、次の式により求められる。

$$\text{穀物製粉所の電力需要} = 20,000W (\text{施設当たり電力需要}) \times N (\text{施設数}) \times 52.0\% (\text{電化率})$$

その他の商業施設については、本来は、個別施設ごとに需要を積み上げていく必要があるが、サンプル数の制約から施設別のデータが少ないことから、ここでは穀物製粉所以外の商業施設を一括して取り扱い、全体の傾向を把握することにする。

各商業施設における電気機器の使用状況から、一般家庭と同様に施設ごとの電力需要を算出すると次のとおりとなる。なお、北部調査と同様、出現率が 10%を下回る電化製品は考慮の対象外とした。

表 4-24 商業施設ごとの電力需要

	No. of Facility	Demand of Each Facility	Total
Total Commercial Facilities	278	372.01	103,420.00
General goods/drug store	89	184.56	16,426.00
Restaurant/chop bar	18	294.28	5,297.00
Drinking bar/pito brewing	35	290.14	10,155.00
Tailor/seamstress	24	469.83	11,276.00
Hair salon or barber shop	34	789.94	26,858.00
Mosque/Church	16	162.75	2,604.00
Bakery	2	39.00	78.00
Furniture making/carpentry shop	5	0.00	0.00
Handicraft making	1	0.00	0.00
Repair shop	11	74.91	824.00
Vegetable oil extraction	0	0.00	0.00
Guest house	2	9118.00	18,236.00
Battery charging station	5	82.80	414.00
Communication Center	7	106.00	742.00
Cold store	8	665.38	5,323.00
Private clinic	2	1170.50	2,341.00
Other	19	149.79	2,846.00

(出所) 調査団作成

FGD や KII の結果から、既電化村落における商業施設 6208 のうち、電化された施設は 4140 (66.7%) であった。したがって、一村落あたりの商業施設 (穀類製粉所を除く。) の電力需要規模は、次の式により求められる。

$$\text{商業施設の電力需要} = 186.0W (\text{施設あたり電力需要}) \times N (\text{施設数}) \times 66.7\% (\text{電化率})$$

③公共施設の電力需要

公共施設の電力需要予測に際しては、電化の実績だけでなく、対象となる施設の電化政策を考慮することが必要である。北部再生可能エネルギーMP 調査と同様に、教育施設 (特に、中学校)、医療施設、その他の公共施設の区分に従い、電力需要予測を実施した。

1)教育施設

中学校については、サンプル抽出した 55 の電化村落にある 135 校のうち、64 校 (47%) が電化されていた。今後、政策的にも電化が進められていくことが想定されるため、独立した電力需要予測を行う。中学校の需要規模は、村落社会経済調査の結果から、照明、カラーテレビ、ビデオなどの使用により 211.2W と算出された。

2)医療施設

医療施設については、すべてを電化することが政策目標として定められていることから、すべてを電化対象として電力需要予測を実施する。その需要規模は、村落社会経済調査の結果から、次の表のとおりとなった。

表 4-25 保健・医療施設の電力需要

保健・医療施設	電力需要
クリニック	932.3 W
ヘルスセンター	437.5 W
CHIPS コンパウンド	336.3 W

(出所) 調査団作成

3) その他の公共施設

その他の公共施設については、北部再生可能エネルギーMP 調査と同様、政府関係施設 (Governmental Office) を電化対象とした。村落社会経済調査の結果から、照明、カラーテレビ、冷蔵庫、扇風機、コンピュータの使用により、411.5W と算出された。

(4) 人口統計からの算出方法

需要想定に際しては、対象とする公共施設、商業施設および家屋の数が村落経済社会調査により得られている場合、対象施設数をパラメータとした手法を採用することができるが、電化計画策定段階では十分なデータが入手できていないのが一般的である。

このため、人口統計を用いて、概算的に需要を算出する方法を以下に示す。ただし、この手法はあくまで未電化村落の電力需要の概況を把握するために行われるものであり、実際の電化に当たっては、施設の有無や数量を確認する必要があることに留意する必要がある。また、人口との相関については、極力簡易な表現で傾向をつかむために、原点を通過する一次関数で表現した。

州ごとに、対象村落の人口、家屋数や商業施設数、主な公共施設数を整理した表を添付資料 4.2.5 に示した。このデータから、次の表のとおり的人口と家屋数、商業施設数、公共施設数との相関式が導き出される。なお、北部 3 州については、北部再生可能エネルギーMP 調査の結果を活用した。

表 4-26 人口統計から推計した各施設数

施設	南部地域	北部3州地域
一般家庭	人口 × 0.1456	人口 × 0.09
商業施設	人口 × 0.0233	人口 × 0.025
穀類製粉所	人口 × 0.001	人口 × 0.0021
中学校	人口 × 0.0005	人口 × 0.0002
医療保健施設	人口 × 0.0001	人口 × 0.001
政府関係施設	人口 × 0.0003	人口 × 0.0002

(出所) 調査団作成

(5) ミクロ需要想定 of 算定式のまとめ

これまでに述べたミクロ需要想定の手法の結果をとりまとめた表を次に示す。

表 4-27 ミクロ需要想定の手法（対象施設数が明確な場合）

対象施設	南部地域	北部3州地域
家屋	121.0W × 家屋数 × 71.6%	107.0W × 家屋数 × 32%
商業施設	186.0W × 施設数 × 66.7%	195.7W × 施設数 × 31%
穀類製粉所	20,000W × 施設数 × 52.0%	20,000W × 施設数 × 27%
中学校	211.2W × 施設数	110.5W × 施設数
クリニック ヘルスセンター	932.3W × 施設数	278.2W × 施設数
CHIPSコンパウンド	437.5W × 施設数	139.1W × 施設数
オフィス	411.5W × 施設数	107.0W × 施設数

（出所）調査団作成

表 4-28 人口から推計した各施設数

対象施設	南部地域	北部3州地域
家屋	人口 × 0.1456	人口 × 0.09
商業施設	人口 × 0.0233	人口 × 0.025
穀類製粉所	人口 × 0.001	人口 × 0.0021
中学校	人口 × 0.0005	人口 × 0.0002
クリニック ヘルスセンター	人口 × 0.0001	人口 × 0.001
CHIPSコンパウンド	人口 × 0.0003	人口 × 0.0002
オフィス	人口 × 0.0003	人口 × 0.0002

（出所）調査団作成

以上の算定式を用いて、北部3州および南部地域の村落におけるミクロ需要想定を試算した。その結果は、添付資料 4.2.6 のとおりである。

第5章 配電網更新・増強・延伸マスタープラン

本調査における配電網更新・増強・延伸マスタープランは、配電会社 ECG、VRA-NED の電力設備を対象とし、下記の二つの計画により構成されている。

- ✓ 一次変電所・準送電線計画
- ✓ 配電網更新・増強・延伸計画

一次変電所・準送電線計画は、4章にて検討した中圧配電線のフィーダー単位の需要想定に基づき、その上位系である一次変電所・準送電線の新設・増強計画を策定するものである。一方、配電網更新・増強・延伸計画は、中圧配電線を対象とした更新・増強・延伸計画を策定するものである。本調査の計画策定対象を図5-1に、対象となる電力設備の定義を表5-1に示す。

計画策定で考慮する電力需要想定は、標準的な伸び率のベースケースを使用することを基本とするが、ハイケースにおける影響検討も合わせて実施する。

また、VRA 所有設備であるバルクサプライポイント(BSP)への影響についても検討を実施する。

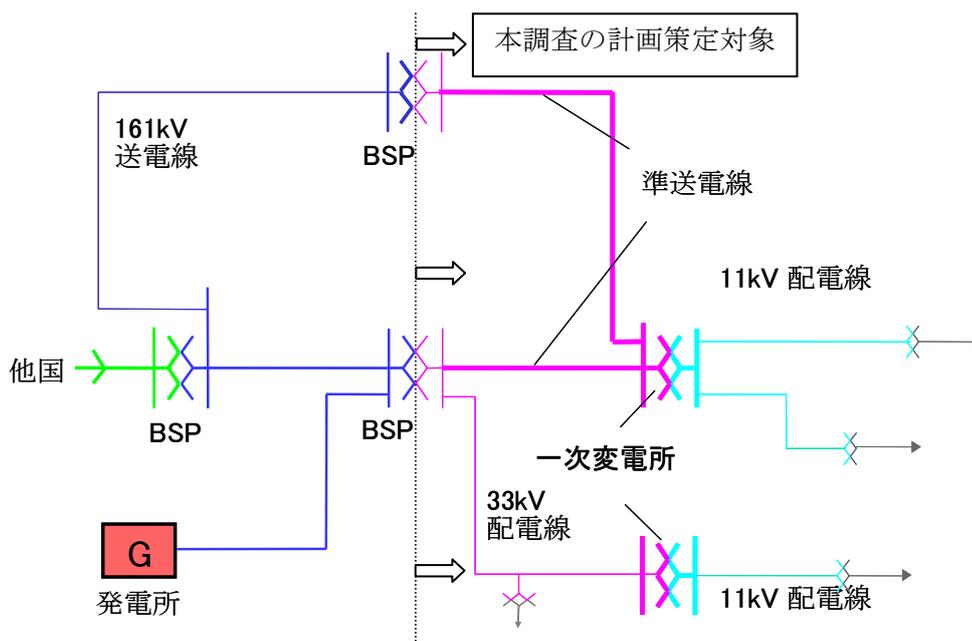


図 5-1 本調査の計画策定対象

表 5-1 本調査の計画策定対象となる電力設備の定義

電力設備	定義
中圧配電線	11kV および 33kV 配電線 (ECG)、11.5kV および 34.5kV 配電線 (VRA-NED)
一次変電所	33/11kV 変電所 (ECG)、34.5/11.5kV 変電所 (VRA-NED)
準送電線	一次変電所間あるいは一次変電所と BSP とをつなぐ 33(34.5)kV 電力線*

*) 低圧配電線へ直接供給している電力線は、中圧配電線とする。

5. 1 一次変電所・準送電線計画手法

(1) 既存の系統計画基準

ECG および VRA-NED における系統計画基準は、ECG 発行の準送電・配電設備設計ガイドライン (Sub-transmission and Distribution Design Guidelines) の第 3 節に記載されており、概要は表 5-2 のとおりである。

系統計画を策定する上での基準について記載されているが、地域毎に適用する供給信頼度基準について記載がないなど、系統計画を具体的に進める上で不足な点がある。

表 5-2 既存の系統計画基準 (準送電・配電設備設計ガイドライン第 3 節) の概要

節 題	概 要
3.1 供給セキュリティ	<ul style="list-style-type: none"> SAIFI、SAIDI 等の供給信頼度指標の定義説明 配電設備毎の故障頻度および故障時間の目標値
3.2 電力品質	<ul style="list-style-type: none"> 平常時および緊急時の電圧基準値
3.3 過渡電圧プロフィール	<ul style="list-style-type: none"> 高調波基準値 電圧不平衡基準値
3.4 系統構成	<ul style="list-style-type: none"> 変電所母線の構成 配電フィーダの構成
3.5 故障電流レベル	<ul style="list-style-type: none"> 故障電流の基準値

(出所) ECG Sub-transmission and Distribution Design Guidelines

(2) 本調査での系統計画基準

本調査での系統計画基準について C/P と協議し、表 5-3 のとおり定めた。

表 5-3 系統計画基準および解析条件

		内 容
熱容量	常 時	常時潮流 100%以内
	単一故障時 (N-1)	単一故障時潮流 100%以内 (アクラ、テマ、クマシ、スンヤニを対象)
電 圧		10%以内 (目標値)
系統解析		系統解析プログラム PSS/ADEPT (ECG)
		検討断面 2008年~2017年、ただし単一故障時 (N-1) 検討は、2017年断面のみ
		電力需要 第4章で検討した電力需要想定
		系統計画 GEDAP、ガーナ政府、ECG、VRA-NED での既存計画をベースに検討

系統解析プログラムとしては、ECGの意向を反映し、PSS/ADEPT¹を使用する。

供給信頼度基準については、(1)で述べたとおり既存の系統計画基準では地域毎の採用基準が不明確であるが、ECGエリアのアクラ、テマ、クマシの中心部では、一般的に採用されている「N-1基準²」を意識した設備形成の検討を実施する。

一方、VRA-NEDのエリアにおいては、需要が分散しているため、基本的にはN-1基準に基づく設備形成は不要であると考えられるが、一部スニヤニ地域は、金鉱、木材加工等の主要産業があることと、ガーナ国における主要地域の一つであることから、N-1基準を適用した設備形成を検討する。

VRAが保有するBSPの一覧を添付資料5.1.1に示す。現状のBSPは29箇所、合計容量は1905MVAである。また、ECGおよびVRA-NEDの既存の一次変電所一覧を添付資料5.1.2に示す。ECGの一次変電所設備は、88箇所、合計容量1761MVA、VRA-NEDについては、5箇所、合計容量19MVAである。

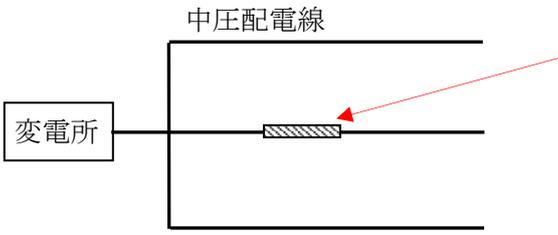
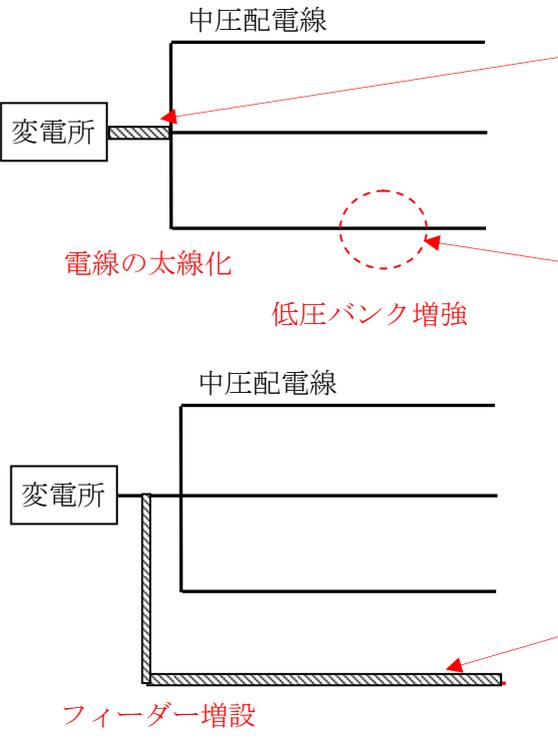
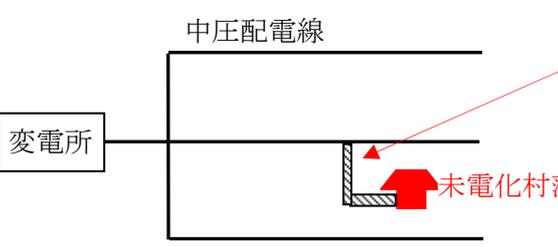
¹ 米国 Siemens PTI 社製の系統解析プログラム。Power System Simulator/Advanced Engineering の略。配電系統の解析で使用されている。

² 「N-1基準」とは、N個の設備のうち、1設備が故障したとしても残るN-1設備により供給支障を起こさせないという考え方。故障としては、送電線1回線故障あるいは変圧器1台故障を想定している。

5. 2 配電網更新・増強・延伸計画手法

本件調査では、劣化した配電線の取替（更新）、需要増加に対応した配電設備の拡充（増強）および地方電化にともなう配電線の延長（延伸）に関する計画を策定する。対象となる設備は中圧配電線である。

表 5-4 配電網更新・増強・延伸の定義

配電線更新	 <p>中圧配電線</p> <p>変電所</p> <p>劣化あるいは損壊した配電設備の取替</p>
配電線増強	 <p>中圧配電線</p> <p>変電所</p> <p>電線の太線化</p> <p>低圧バンク増強</p> <p>フィーダー増設</p> <p>需要増加の予測等に伴う増強【中圧配電線】 ・電線の太線化</p> <p>需要増加の予測等に伴う増強【低圧配電線】 ・大容量変圧器への揚替</p> <p>需要増加の予測等に伴う増強【中圧配電線】 ・フィーダー増 ・回線数増（1回線→2回線）</p>
配電線延伸	 <p>中圧配電線</p> <p>変電所</p> <p>未電化村落</p> <p>未電化村落の電化のための配電線延伸</p>

5. 2. 1 更新計画手法

劣化あるいは、自然災害や人為による損壊等に対し、既設の設備を撤去して新規に設備を取り付ける計画を立案する。新規に取り付ける設備は、設備の増強をとともなう場合を除き、原則的には既設設備と同一かあるいは同等の性能を持つ設備に取り替えを行う。

ECG、VRA-NED とも、設備の不良を発見するため定期的に配電線路の巡視・点検を実施しており、支持物（特に木柱）の腐朽、開閉器・遮断器の機械的故障、支線・金物類の錆、電線の被覆劣化等の不良箇所を特定、把握している。ただし予算の制約上、全ての劣化設備が改修できる状況にはない。現状としては、中圧配電線路のケーブル不良や支持物の倒壊など供給支障に直結する不具合については速やかに改修を行っているが、それ以外については予防保全としての劣化設備の取り替えはほとんど実施していないのが実情である。

マスタープランの作成においてはこうした不良箇所に関する情報を基に、当該配電線の増強計画も考慮しながら計画を立案する。

5. 2. 2 増強計画手法

需要増加に伴い既設の配電線の負荷が増加し、将来的に電流が設備の容量を超過する場合や電圧降下が増大し規定値を逸脱するような場合に設備の増強計画を立案する。

電流については、C/P と協議の結果、電線の許容電流を超過するような場合に増強計画を検討する。また電圧降下については、各社の基準から、ECG においては公称電圧の 7%、VRA-NED については 10% 低下した場合に検討を行う。

なお、具体的には以下の 6 つの対策について検討を行った。

(a) 電線の太線化

11kV(11.5kV)、33kV(34.5kV)配電線に使用する電線を太いものに張り替えることで、許容電流超過あるいは電圧降下に対応する。

(b) 配電線の分割

既設の配電線を 2 分割し、負荷を分散させることで対応を行う。(図 5-2 参照) この方法は引き出し部分の容量に余裕がある場合において可能である。

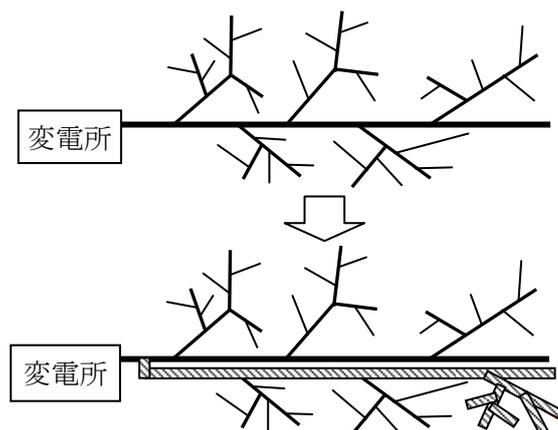


図 5-2 配電線の分割イメージ

(c) フィーダー増

既設の一次変電所において、配電線の増設のための余裕がある場合（一次変電所のバンク容量や、増設にともなう遮断器、キュービクルといった機器の設置スペース等に余裕がある場合）は、配電線を新設して、増強が必要となる配電線の負荷を新設配電線に移し替えるといった対策が可能である。

(d) 昇圧

既存の配電線が 11kV(11.5kV)配電線である場合には、電圧を 33kV (34.5kV) に昇圧することで対応する方法もある。この方式には、電流、電圧対策を抜本的に改良できるというメリットがあるが、次のようなデメリットもある。

- 1) 遮断容量が変更になるため、配電線路用の遮断器取り替える必要がある、また、電線・ケーブルといった導体類が 33kV(34.5kV)に対応していない、もしくは、碍子、遮断器といった絶縁を目的とした機器が、33kV(34.5kV)に対応していない場合はすべて取替えになる。

2) 二次変電所（配電用変電所）の定格が 33kV(34.5kV)に対応していないため、取替が必要である。

3) 切替作業を行うために、多大な時間が必要である。逆送ルートが存在しない配電線の場合は、作業停電の多回数化、長時間化を招く。

この方法は、既存の支持物、電線等が流用できるケースや、配電線新設のための用地取得が困難な場合などにおいて有効である。

(e)昇圧器の設置

電圧低下に対する対策として、昇圧器の取付が考えられる。この方法は電圧低下が基準値を上回る場所より電源側に、昇圧器を設置し電圧を補正するものである。作業規模が大きくないことと費用も少なく押さえられることから、有効な対策であるが昇圧器の容量により昇圧器以降の負荷が制限されることから将来の需要増加に柔軟に対応できないことや、他の対策と異なり配電ロスの低減にはつながらないなどの課題もある。

(f)一次変電所、BSPの新設

上記対策により対応が困難な場合は、一次変電所あるいは BSP の新設についても検討する必要がある。

既存の 11kV(11.5kV)配電線が長距離にわたり上記対策が困難な場合には、33kV(34.5kV)準送電線と一次変電所を新設し、既存の 11kV(11.5kV)配電線を新設一次変電所に接続することで電圧低下に対応する。既存の配電線が 33kV (34.5kV) の場合には、送電線と BSP を新設することとなる。一次変電所、BSP レベルでの対策であるため費用のかかる方法であるが、必要な場合はこの対策を採用する。

配電系統解析は、各中圧配電線につき、単線結線図と一次変電所からの送り出し電流に基づき、中圧配電線の電流負荷率および中圧配電線の末端における電圧低下について解析を実施する。

配電系統解析の手順を表 5-5 に示す。

表 5-5 配電系統解析の手順

手順		内容
マクロ需要想定による既存配電設備の系統解析	1	データおよび資料準備
	2	系統図の縮約
	3	電圧低下、電流負荷率の計算

また、膨大な配電系統を厳密に模擬して解析を行うことは、時間的な制約を考慮しても不可能であることや、配電系統は常に変化し拡張していくため、解析モデルをその都度変更していくことは現実的ではない。さらに、精度の高い解析を行ううえにおいては、多くの地点の需要データを入手する必要があるが、こうした作業を全ての配電線について実施することは困難である。その

ため、今回の簡易計算シートは、系統を縮約して解析を行うこととする。

表 5-6 および表 5-7 に配電系統縮約手法を示す。両表にて計 6 種類の縮約モデルを示しているが、実際の配電系統はより複雑であることから、適用に当たっては異なるモデルを組み合わせ、解析を行うことも考慮する。

また作成した簡易計算シートを図 5-3 に、表 5-8 に配電線の電気定数の一覧を示す。

表 5-6 配電系統簡易計算シートでの系統縮約手法（その1）

実際の系統図		系統縮約の事例	
		ブロック化	系統縮約
1	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 変電所から解析点までの線種が同一。 	<ul style="list-style-type: none"> 1ブロック化 	<p>負荷分布 (*)</p>
2	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 変電所から解析点までに線種変更あり。 	<ul style="list-style-type: none"> 2ブロック化 	<p>負荷分布1 負荷分布2</p>
3	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所配電線末端。 分岐線部の負荷が大きい。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	<p>集中負荷</p> <p>負荷分布1 負荷分布2</p>

(*) 分布負荷の種類：平等、末端大、送電端大、中央大、中央小の負荷分布、集中負荷分布の6種類から選択

表 5-7 配電系統簡易計算シートでの系統縮約手法（その2）

	実際の系統図	系統縮約の事例	
		ブロック化	系統縮約
4	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は1箇所で分岐線末端。 幹線部と分岐線部の線種変更あり。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	
5	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は2箇所。 	<ul style="list-style-type: none"> 3ブロック化 	
6	<ul style="list-style-type: none"> 解析点は3箇所。 	<ul style="list-style-type: none"> 5ブロック化 	

Power System Analysis for Step A - Power System Analysis for existing system using Macro demand forecast -

Substation Name	ABC
Feeder Name	No1

Input data in colored cells

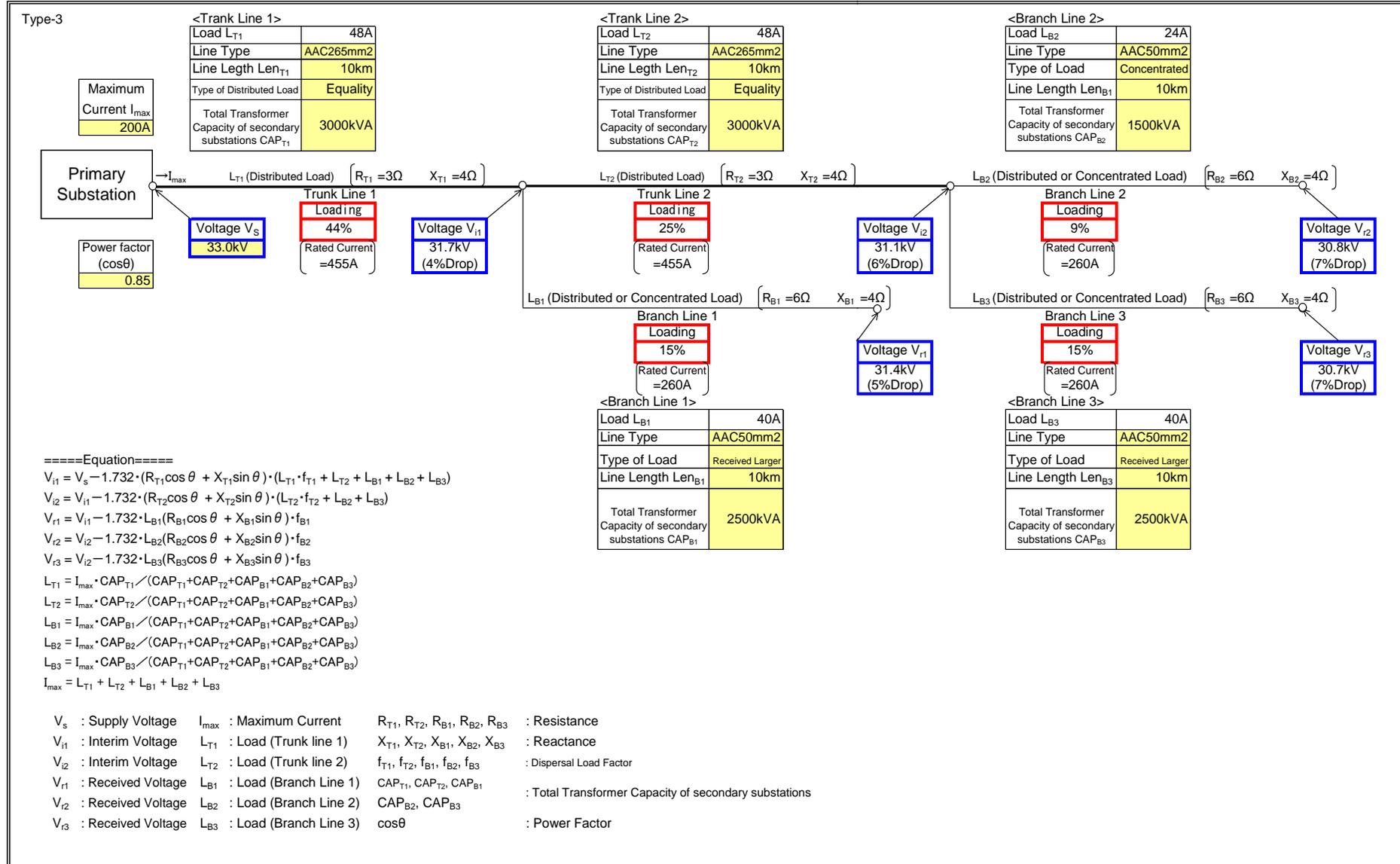


図 5-3 作成した簡易計算シートの事例

表 5 - 8 配電線電気定数の一覧

No	Type	r (Ω/km)	x (Ω/km)	Rating (A)	Remark
1	AAC400mm2	0.0789	0.3150	1,066	Overhead
2	AAC265mm2	0.1128	0.3254	810	Overhead
3	AAC250mm2	0.1214	0.3286	740	Overhead
4	AAC240mm2	0.1271	0.3314	720	Overhead
5	AAC200mm2	0.1512	0.3371	640	Overhead
6	AAC150mm2	0.2046	0.3485	530	Overhead
7	AAC120mm2	0.2743	0.3568	455	Overhead
8	AAC100mm2	0.3029	0.3625	405	Overhead
9	AAC95mm2	0.3333	0.3645	391	Overhead
10	AAC85mm2	0.3942	0.3684	362	Overhead
11	AAC50mm2	0.6074	0.3843	260	Overhead
12	AAC25mm2	1.528	0.4831	155	Overhead
13	Cu240mm2	0.0849	0.3939	807	Overhead
14	Cu70mm2	0.2897	0.4436	369	Overhead
15	Cu35mm2	0.7056	0.4693	236	Overhead
16	Cu16mm2	1.2952	0.5054	137	Overhead
17	35CuPILC(11kV)	0.668	0.142	155	Underground
18	70CuXLPE(11kV)	0.342	0.132	220	Underground
19	70CuPILC(11kV)	0.342	0.132	220	Underground
20	95CuPILC(11kV)	0.247	0.124	265	Underground
21	95ALXPLE(11kV)	0.2894	0.1512	225	Underground
22	120CuPILC(11kV)	0.196	0.121	295	Underground
23	185CuPILV(11kV)	0.128	0.113	370	Underground
24	185ALXPLE(11kV)	0.1486	0.1265	335	Underground
25	240CuPILC(11kV)(for NED)	0.0983	0.123	415	Underground
26	240CuXLPE(11kV)(for NED)	0.0983	0.141	501	Underground
27	258CuPILC(11kV)	0.0928	0.123	429	Underground
28	240CuXLPE(33kV)	0.0983	0.123	440	Underground
29	240ALXLPE(33kV)	0.1271	0.2166	510	Underground
30	258CuXLPE(33kV)	0.0983	0.141	440	Underground
31	258CuPILC(33kV)	0.0928	0.123	455	Underground
32	2*240ALXLPE(33kV)	0.0636	0.2381	918	Underground
33	35CUBARE	0.5921	0.4693	236	Overhead
34	50ALBARE	0.6074	0.3843	260	Overhead
35	95ALBARE	0.333	0.3645	391	Overhead
36	100ALBARE	0.3029	0.3625	350	Overhead
37	120ALBARE	0.2524	0.3568	390	Overhead
38	150ALBARE	0.2046	0.3485	455	Overhead
39	265ALBARE	0.1143	0.3254	697	Overhead
40	400ALBARE	0.0789	0.315	855	Overhead
41	6*1*120ALBARE	0.126	0.18	780	Overhead
42	6*1*150ALBARE	0.103	0.174	910	Overhead
43	6*1*265ALBARE	0.057	0.165	1394	Overhead
44	95ALPILC	0.2894	0.1512	225	Underground
45	240CUXLPE (for ECG)	0.0928	0.11	480	Underground
46	240CUPILC (for ECG)	0.0983	0.11	397	Underground
47	500CUPILC	0.0473	0.1	800	Underground
48	500ALXLPE	0.061	0.0943	648	Underground
49	3x1x240CUXLPE	0.030933	0.036	1296	Underground
50	3x1x500CUXLPE	0.0236	0.04715	831	Underground
51	3x1x630ALXLPE	0.03712	0.044	755	Underground
52	6*1*240ALXLPE	0.0636	0.0615	790	Underground
53	6*1*240CUXLPE	0.049	0.062	1006	Underground
54	6*1*240CUPILC	0.049	0.0554	837	Underground
55	6x1x500CUXLPE	0.0472	0.0943	1590	Underground
56	6x1x630ALXLPE	0.01856	0.022	1434	Underground

5. 2. 3 延伸計画手法

2000年に実施された、ガーナ国の国勢調査によるとガーナ国には88,917の村落(Locality)が存在する。2006年の電化率が54%であることから、2008年の時点で40,000以上の村落が未電化であると推定できる。

本件調査では、村落の人口や位置が把握できている472村落を対象として、配電網延伸計画に関するシミュレーションを実施した。

(1) 村落需要の推定

対象とした村落の需要家口数および需要は、本件調査における村落社会調査の結果に基づくマイクロ需要想定(第4章参照)とJICA「ガーナ国北部再生可能エネルギー利用地方電化マスタープラン調査」の結果をもとに実施した。

(2) 電化方法の決定

地方電化計画を策定する場合には、先ずオングリッド電化、オフグリッド電化といった電化方法について検討を行う必要がある。本件調査では、一次変電所からの距離によりオングリッド電化、オフグリッド電化を分類した。

表 5-9 電化方法の分類

	配電網の電圧	
	11kV(11.5kV)	33kV (34.5kV)
オングリッドクライテリア	20km 以内	30km 以内
準オングリッドクライエリア	30km 以内	50km 以内
オフグリッドクライテリア	30km 超過	50km 超過

その結果、対象とした村落は全てオングリッドクライテリア、準オングリッドクライテリア内に入っていることから、全ての村落を延伸計画の対象とした。

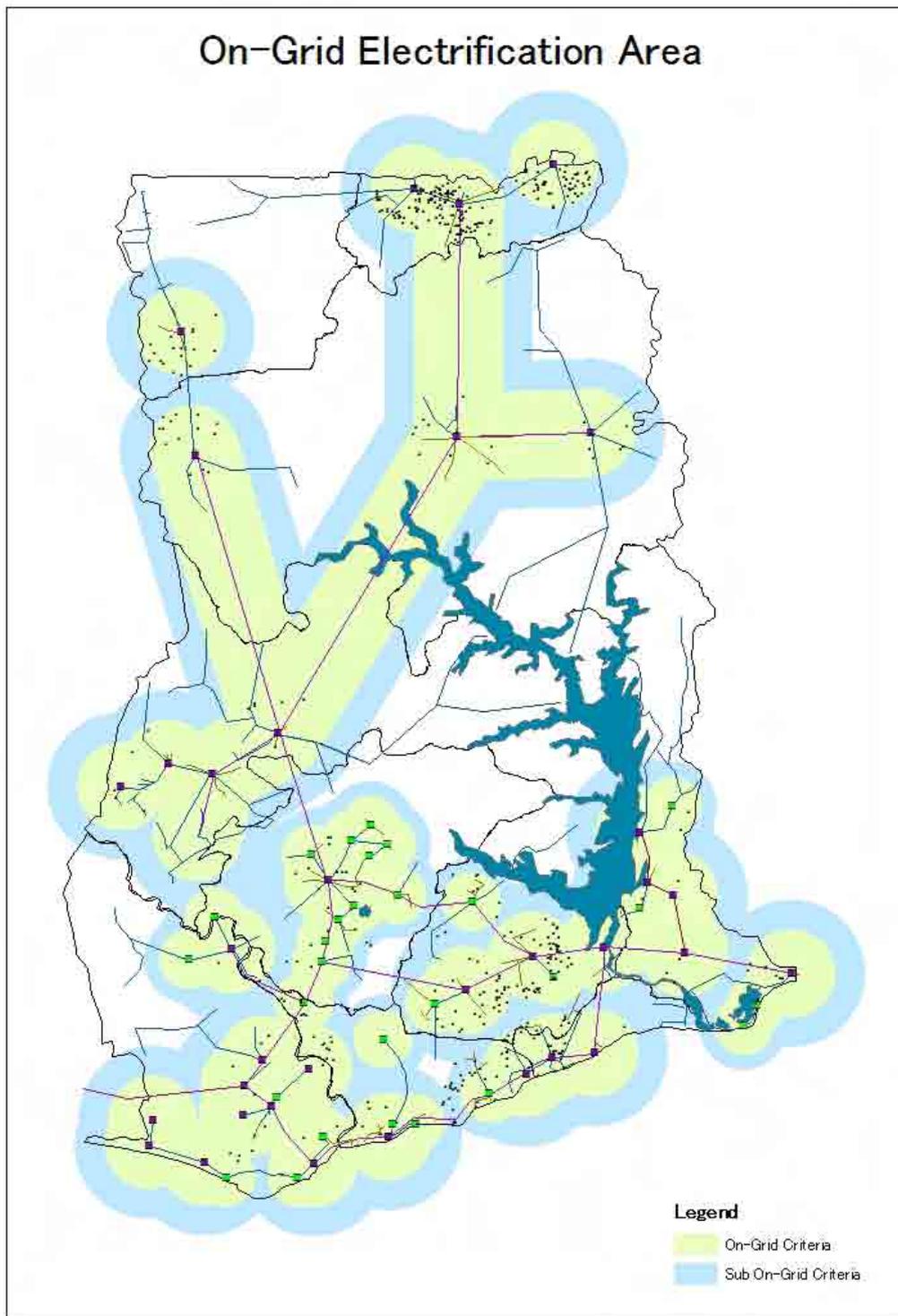


図 5-4 電化方法の地図上分布

(3) 延伸計画の策定方法

地図上で位置が確認できている配電線情報と村落情報を GIS に入力し、GIS 上で既存の配電線から未電化村落について、既設配電線に近い村落から順次配電線を延伸する手法により延伸計画を策定した。また工事費の算定については、次の条件の下で工事費の算定を行った。

表 5-10 工事費の算定条件

項目		単価	
中圧配電線路 (支持物、碍子等を含む。)	幹線部分 (電線：120mm ² AAC と仮定)	25,169 US\$ (km あたり)	
	分岐線部分 (電線：50mm ² AAC と仮定)	20,187 US\$ (km あたり)	
配電用変圧器	11kV(11.5kV)/0.4kV	50kVA	7,461 US\$ (1 台あたり)
		100kVA	8,694 US\$ (1 台あたり)
		200kVA	10,045 US\$ (1 台あたり)
	33kV(34.5kV)/0.4kV	50kVA	10,140 US\$ (1 台あたり)
		100kVA	11,458 US\$ (1 台あたり)
低圧配電線		640US\$ (1 需要家あたり)	
引込線		75US\$ (1 需要家あたり)	
計器 (メーター)		130US\$ (1 需要家あたり)	

5.3 配電設備設計手法

現在、ECG が定めている配電設備の設計指針については、指針として内容が不十分な部分があり、また ECG および VRA-NED の現状設備との乖離があるため、本節にて 10 年規模のマスタープランに相応しい現実的な設計方針を定めることとする。

(1) 導体

配電設備に適用される電線導体は、電力供給に十分な容量を有すると同時に機械的強度、耐蝕性の面でも満足できるものでなければならない。

ガーナにおける既設配電線導体については設計指針に適合しないものが存在しており、今後の更新・増強計画に同調して見直す必要がある。33kV、11kV 配電線の導体選定について、一定の統一性を確保するため標準的に下記のとおり定める。

- 幹線 : 400mm² または 240mm² の AAAC または AAC
- 第一分岐線 : 150mm² AAAC または AAC
- 第二分岐線以降 : 120mm² AAAC、AAC 等、負荷に応じたものとする
- 地中ケーブル : 都市部 630mm² Al XLPE または 500mm² Cu XLPE
その他 240mm² Al XLPE

都市部のうち負荷密度の高い地域については、より導電率の高い ACSR を推奨する。また、ガーナ国において強風が吹くことは希であるが、南部はギニア湾に面していること

から配電線が海岸線を通過する地域において塩害を起因とする停電発生が懸念されるため、該当する地域については塩害を考慮した防蝕タイプの ACSR-Z を推奨する。

一般的に導線サイズの選定の際、高い力率 (0.95 程度) を確保できる都市部においては、熱容量ついて制約が生じることが多く、地方部では配電線亘長が長くなることに起因する電気抵抗の増大に伴う電圧降下による制約が生じること留意する。

コスト面では、線種統一により導線種類を少なくすることで融通性の拡大や調達コスト低減を図る。また、近年銅価格の高騰が続いているため、情勢に応じた配慮が必要である。

(2) 支持物

経済性、既設設備との協調を考慮し木柱を標準とする。都市部の新設変電所より引き出す架空配電線には鉄塔または鉄柱を採用する。

また、その安全率については、柱および基礎を 2.0、腕金および導体を 2.5、碍子および接続部品を 2.0 と定める。

(3) 架空線の最低地上高

感電事故防止および電磁誘導障害防止の観点から、架空配電線に採用する最低地上高を表 5-11 のとおり定める。

表 5-11 架空線の最低地上高

Location	Basic distance (m)		Voltage distance for bare conductor (m)		Total distance (m)	
	Insulated conductor	Bare conductor	33kV	11kV	33kV	11kV
Public places	6.5		0.3	0	6.8	6.5
Railways	6.5		1.2	1.2	7.7	7.7
Roadways	6.5		1.2	1.2	7.7	7.7
Other places	6.0		0.3	0.0	6.3	6.0

(4) 開閉器

遮断器の定格容量については、基本的に BSP 二次側での最大事故電流を想定しており、他国と比較して遜色はない。現在のガーナの系統容量から判断すると、オーバースペックによるコスト増を避けるため、設備の実態に応じた事故電流を算出し、機器性能の標準化によるコストダウンと比較し総合的にコスト面で有利な遮断容量を選定する。

長距離配電線については、保守・点検の際に作業安全を確保するため、適切な区間（概ね 10km 程度）および負荷分岐点に断路器を設置する。

11kV オープンループ系統で採用されている RMU³ は、事故区間の両端の LBS⁴ を開放することで健全区間と事故区間を切り離すことが可能であることから信頼度が高いというメリットがあるが、建設コストが高いため留意する。

(5) 変圧器

変圧器の設置については、設置場所、定格容量の選定が大きな問題になる。設置場所は現状の設計指針どおり、柱上を基本とし、定格容量については、以下のとおりとする。

³ Ring Main Unit : 変圧器の保護用開閉器と系統 π 連係用の開閉器をユニット化した装置

⁴ Load Break Switch : 負荷開閉器

変圧器の損失は、負荷に関係なく発生する無負荷損と負荷電流によって変化する負荷損に分類できる。無負荷損は、主として磁束の通路である鉄心に発生する鉄損であり、定格容量に大きく関係している要素である。負荷損は、主として負荷電流による巻線の抵抗損であり銅損とも呼ばれ、負荷電流の増加とともに増大する漏れ磁束による表皮効果によって、巻線の実効抵抗が増加することによる抵抗損や巻線以外の金属構造物に発生するうず電流による漂遊負荷損が含まれる。負荷損は、基準巻線温度 75°C に換算したものが使用される。一般的に、鉄損と銅損以外の損失は小さいため、変圧器の損失は鉄損と銅損のみを考慮する。変圧器の効率は、銅損と鉄損が等しい時に最高となる。10年規模のマスタープランを策定するにあたり、当初から過度に大容量な変圧器を設置することは鉄損が大きく、望ましくないため、定格容量に対する想定負荷が 80%～90% となるよう選定する。

変圧器の過負荷防止、短絡事故からの保護、保守・点検のための停電範囲の確保を目的とし、ヒューズ付きカットアウトスイッチを設置することとする。

(6) 配電線の回線数

現在、ECGの一部においてN-1基準⁵を採用した設備形成となっているが、採用するか否かの基準が明確でないため、下記のとおり定める。

都市部および準送電線として運用されるものについては、N-1基準を勘案した二回線設計とする。地方部においては、費用対効果を考慮し一回線設計を許容する。N-1基準を採用する配電線については、一回線事故時や隣接する変電所の事故に伴う負荷の融通や点検・保守のための計画停電を考慮し、平常時は定格容量の約 50～60%での運用を推奨する。

(7) 適正電圧の維持

変動する負荷に対して適正な電圧を維持するため、負荷時タップ切替変圧器と分路コンデンサ・分路リアクトルなどの調相設備の併用を基本とする。

負荷時タップ切替変圧器については、需要家における受電電圧が許容範囲に入るように各フィーダ毎に目標電圧を全体的に満足できるように3段階（ピーク、オフピーク、深夜）の基準目標電圧を設定する。

調相設備については、無効電力調整源として重負荷の時間帯は分路コンデンサを投入し、軽負荷の時間帯は分路リアクトルを投入する。具体的には、予め負荷パターンを把握し、タイムスケジュールに基づきこれらを投入・開放することで効率的な運用を図る。

(8) 中性点接地方式

変圧器の中性点を接地する目的は、電線路や電力機器の保安や絶縁の軽減することであり、具体的な内容は下記のとおりである。

- 地絡事故時に電線路の異常電圧の発生を防止する。
- 地絡事故時の健全相の電圧上昇を抑制し、電線路や電力機器の絶縁を軽減する。
- 地絡事故時に中性点を通じて対地へ電流を流し、保護継電器により事故を確実に検出し、事故区間を早期に開放する。

⁵ 流通設備の単一事務時（送電線 1 回線事故、変圧器 1 台事故時）に停電が発生しないことを原則としている。国際的にも採用されている流通設備の拡充基準である。

ガーナ国内においては、33kV、11kV配電線について標準的に直接接地方式が採用されているが、今後の電力系統拡充に同調しながら抵抗接地方式と比較し、いずれかを採用することとする。但し、電力系統では地絡事故時に発生する過電圧を想定した絶縁設計がなされているため、中性点接地方式と各電力設備の絶縁性能との絶縁協調にて総コストが最小になるように設計する必要がある。各接地方式の特徴を表 5-12 に示す。

表 5-12 中性点接地方式

接地方式	特徴
直接接地	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 異常電圧の発生の可能性が小さい。 ➤ 地絡事故時、健全相の対地電圧の上昇がほとんどなく、絶縁の低減が可能である。 ➤ 事故時の通信線路への誘導障害が大きいため、対策が必要である。 ➤ 地絡電流が大きいため、保護継電器の動作が確実である。 ➤ 他の送電系統への影響を小さくするため、高速遮断や高速再閉路が要求される。
抵抗接地	<ul style="list-style-type: none"> ➤ 保護継電器の確実な動作と、他の送電系統への影響との兼ね合いで抵抗値を定める。 ➤ 地絡事故時、抵抗値に応じて健全相の対地電圧が上昇する。 ➤ 抵抗値を大きくすれば、事故時の通信線路への誘導障害を抑制できる。

(9) 系統保護

遮断器、再閉路遮断器、区分開閉器の設置については、それぞれ反限時特性を具備させ保護協調をとる。具体的には、性能面で差別化を明確にし開閉器能全体の観点からオーバースペックを避ける。運用面においては、系統事故時に負荷側から開閉器を開放し情景等への事故の影響を可能な限り抑制する。

地中ケーブル系統での事故は、架空線の場合と異なり、ケーブルの絶縁不良等の永久事故である可能性が高いため、再閉路しない設計・運用とする。

一般に、配電線延伸を繰り返す場合、系統インピーダンスが増加する一方、配電線末端における事故電流は減少するため、保護リレーによる系統事故を検出することが難しくなる。配電線末端における二相短絡電流を確実に検出するため、配電線延伸の都度、保護リレーの整定値（タップ値）との整合を検討する。こうした配電線の延伸など系統定数の変更へ柔軟に対応するため、保護リレーのタップ具備数をできるだけ多くとるなどの汎用性を高めるのが望ましい。

5. 4 工事費積算手法

5. 4. 1 工事費積算単価

本節では、最終的に ECG および VRA-NED が策定した配電設備の更新・増強・延伸マスタープランに基づいた概算工事費の積算を行うこととする。積算のベースとなる工事費単価については、配電設備は ECG および VRA-NED の各々の積算単価を用いることとし、準送電線および一次変電所は ECG の過去のプロジェクトにおける工事費単価を用いることとする。

ECG および VRA-NED の代表的な建設コスト単価をそれぞれ表 5-13、表 5-14 に示す。添付 5. 4. 1 に使用した工事費積算単価を示す。最終的に本節で算出した概算工事費をベースとして各プロジェクトの経済分析や優先順位の選定を行う。

表 5-13 ECG の建設コスト単価

Description	Unit Cost (Material cost and Labor cost)	
	GH¢	US\$
2×20/26MVA Substation 33/11kV	1,530,000	1,700,000
33kV Switching Substation	324,000	360,000
33kV Bay complete with support structures, circuit breakers,current transfers,isolators,	81,000	90,000
33kV 1cct 265mm ² AAC,using wool poles	29,700	33,000
33kV 2cct 265mm ² AAC,using steel towers	82,800	92,000
33kV 2cct 400mm ² AAC,using steel towers	103,500	115,000
33kV 1cct 630mm ² Al XLPE	88,200	98,000
11kV 1cct 150mm ² AAC, using wool poles	18,900	21,000
11kV 1cct 240mm ² Al XLPE	45,000	50,000

(換算レート 1USD=0.90GH¢)

表 5-14 VRA-NED の建設コスト単価

Description	Unit Cost	
	GH¢	US\$
Cost of Construction of 1 km, 3-phase, 34.5 kV Line	11,470.05	12,744.50
Cost of Construction of 1 km, 3-phase, Low Voltage Line	11,507.00	12,785.56
Cost of a 200 KVA, 34.5/0.433 Pole-mounted substation	9,473.50	10,526.11
Cost of a 200 KVA, 11/0.433 Pole-mounted substation	8,472.89	9,414.32
Cost of a 315 KVA, 11/0.433 ground-mounted substation	9,464.77	10,516.41
Cost of a 100 KVA, 11/0.433 Pole-mounted substation	7,519.71	8,355.23
Cost of a 100 KVA, 34.5/0.433 Pole-mounted substation	8,423.19	9,359.10
Cost of a 50 KVA, 34.5/0.433 Pole-mounted substation	7,372.95	8,192.17
Cost of a 50 KVA, 11/0.433 Pole-mounted substation	6,282.44	6,980.48
Cost of a 500 KVA, 34.5/0.433 ground-mounted substation	21,092.49	23,436.09

(換算レート 1USD=0.90GH¢)

5. 4. 2 工事費単価についての考察

(1) 架空配電線

中圧配電線、低圧配電線のコストが配電網工事費に占める割合は高いため、その大小が配電網マスタープランの費用に与える影響は大きい。このためガーナ国における配電線工事費単価について考察を行った。

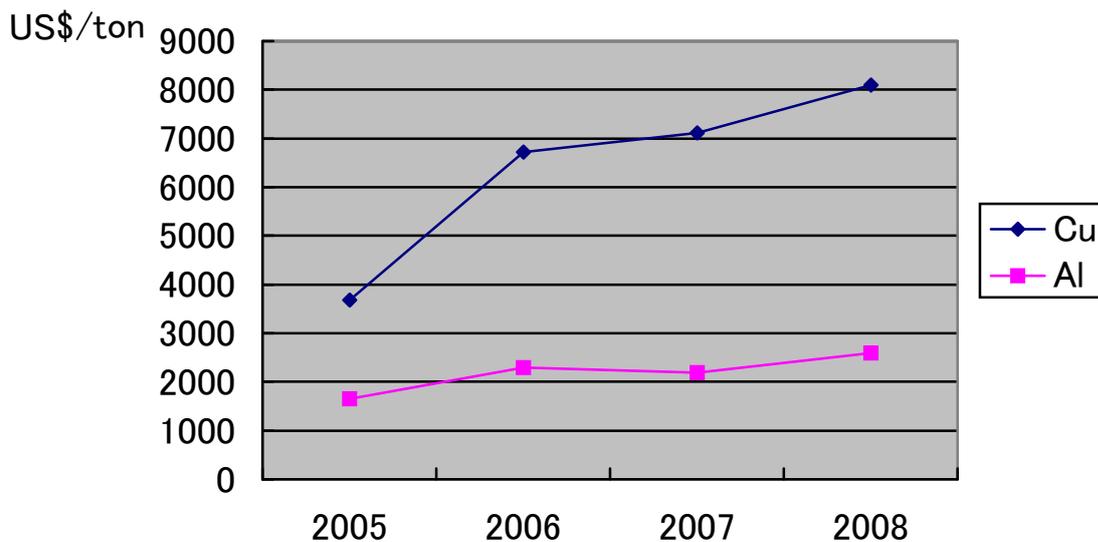
製品の価格は、購入量や条件により異なることやメーカー各社も公表を行っていないことから、メーカーに聞き取り調査を実施した。以下にその概要を記述する。材料価格は国際価格で決まってくるため、材料費についてメーカー各社における差はほとんどないと考えられる。また架空配電線の場合、材料を電線に加工するために必要になる作業は大半が機械化されており、人件費のウェイトはさほど高くない。このように製品の価格の多くを材料費が占めることから、メーカー各社による価格の差はあまり生じない。一方、国外から電線を調達する場合には一定

の輸送費がかかることから、一般的には当該国により近いメーカーから調達するのが最適であると考えられる。

なお、日本製の AAC100mm² をインドで調達した場合（ガーナ国が欧州から調達した場合とほぼ同じ距離）の価格は、LME（London Market Exchange）ベースのアルミ価格が 1,750US\$/ton の場合には、約 115,000US\$/km というデータもある。2007 年のアルミ価格が 2,193US\$/ton であることから、現行のガーナ国における調達価格は、同等のレベルであると考えられる。

前述のとおり、架空配電線の価格は原材料である銅あるいはアルミニウムの価格に大きく左右され、一般的に電線メーカーは材料価格を早急に価格に転嫁しているようである。

図 5-4 に至近年の銅およびアルミの LME ベースの価格推移を示す。



（注）2008 年は 1 月から 5 月の平均値

図 5-5 銅、アルミの価格の推移

この図から、現在の価格を 2005 年時点と比べると、銅については 2.2 倍、アルミについては 1.6 倍程度まで上昇しており、電線の価格については、今後も材料価格の変動により大きく影響を受けると考えられる。

(2) 配電用変圧器

配電用変圧器について、他国での実績をもとにガーナ国における調達価格について考察を行った。

まず日本製品をアフリカに輸出する場合については、そもそも日本の配電用変圧器の主要な規格が一次側電圧 6,600V 二次側電圧 200/100V であり、仕様の変更を行う必要があることと輸送費用がかかることから、ガーナ国の調達価格と比べて 50% 以上高くなるものと推定される。次に日本以外のアジア国で製造、調達した場合の価格と比べた場合の価格について調査を行ったが、価格に 2 倍程度の差があることが判明した。これは製品の品質管理や調達量により大きく価格が変化することを示している。

以上のとおり、変圧器の価格については、製品の品質管理、仕様変更の有無、購入台数により価格は大きく異なることから、実際の調達に際しては条件を明示し、メーカーと交渉を行いながら実施する必要がある。

第6章 配電網更新・増強・延伸マスタープランおよび実施計画

6.1 一次変電所・準送電線の策定結果

6.1.1 ECGの一次変電所・準送電線計画

(1) 既存の一次変電所・準送電線計画

ECGにおける既存の一次変電所・準送電線計画を添付資料 6.1.1.1 に示す。ECGにおいては、2012年までに、一次変電所で 28 プロジェクト、約 58 百万 US\$、準送電線で 39 プロジェクト、約 32 百万 US\$のプロジェクトが計画されている。GEDAP、ガーナ政府などにより資金元が決まっているものが大半であるが、一部資金元が未定なプロジェクトも存在する。

(2) 主要都市部（アクラ、テマ、クマシおよびタコラディ）の策定結果

ECG の供給エリアのうち主要都市部であるアクラ、テマ、クマシおよびタコラディについての策定結果をそれぞれ (ア) ～(エ)に示す。

(ア) アクラ系統の策定結果

現状のアクラ 33kV 系統図を図 6-1 に示す。2008 年の最大ピーク需要は 458MVA である。アクラ系統には、Achimota BSP および Mallam BSP の二つの BSP が存在し、ピーク時の電力需要の約 65%は Achimota BSP からの供給となっている。また、Achimota BSP からアクラ中心部への潮流（Achimota-Airport、K、D 間等、潮流値合計 219MVA）が大きくなっており、同区間では、計 10 回線（熱容量計 310MVA）の準送電線が使われている。

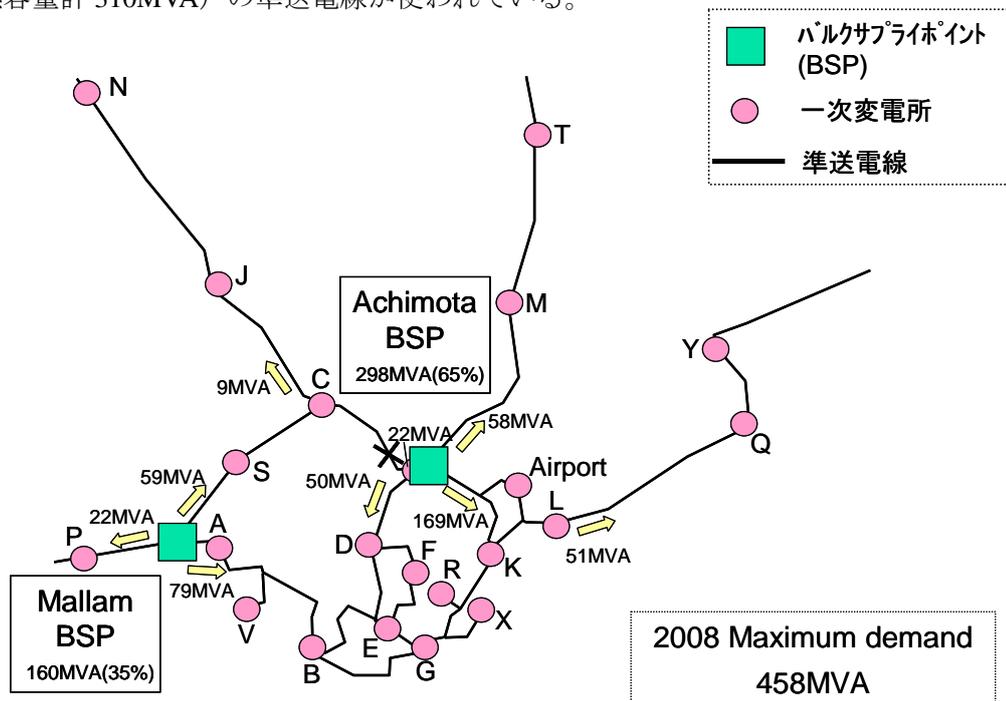


図 6-1 現状のアクラ 33kV 系統図

GEDAP 等既存プロジェクトが全て実施された 2012 年断面での系統図を図 6-2 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 516MVA となる。アクラ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 6.1.1.1 に示すとおり、2012 年までに、GEDAP、ガーナ政府プロジェクト等により、計 480MVA の変圧器容量および回線延長 334km の準送電線が追加される見込みである。またガーナ政府プロジェクト

により、アクラ地域東部に3箇所目のBSPが建設される予定である。

2012年断面での解析の結果から、アクラ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012年需要に対応するには十分な計画である。

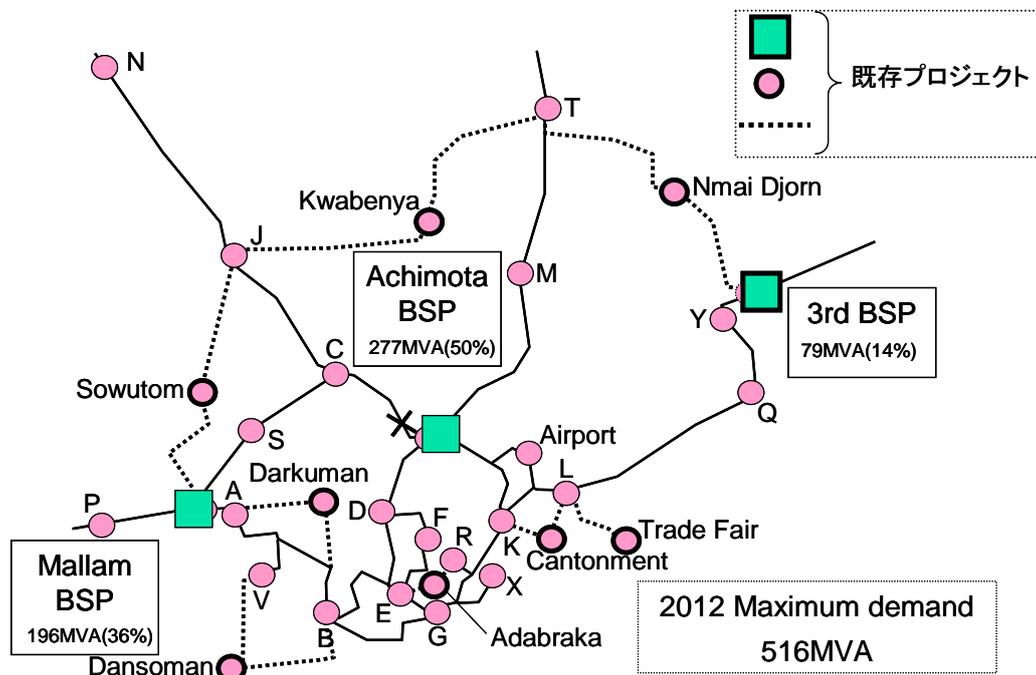


図6-2 アクラ 33kV 系統図 (2012年断面)

アクラ系統では、2012年以降新たな計画はないため、2013~2017年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図6-3に示す2016年断面の系統図において、H(Achimota)-E間の準送電線について過負荷となった。

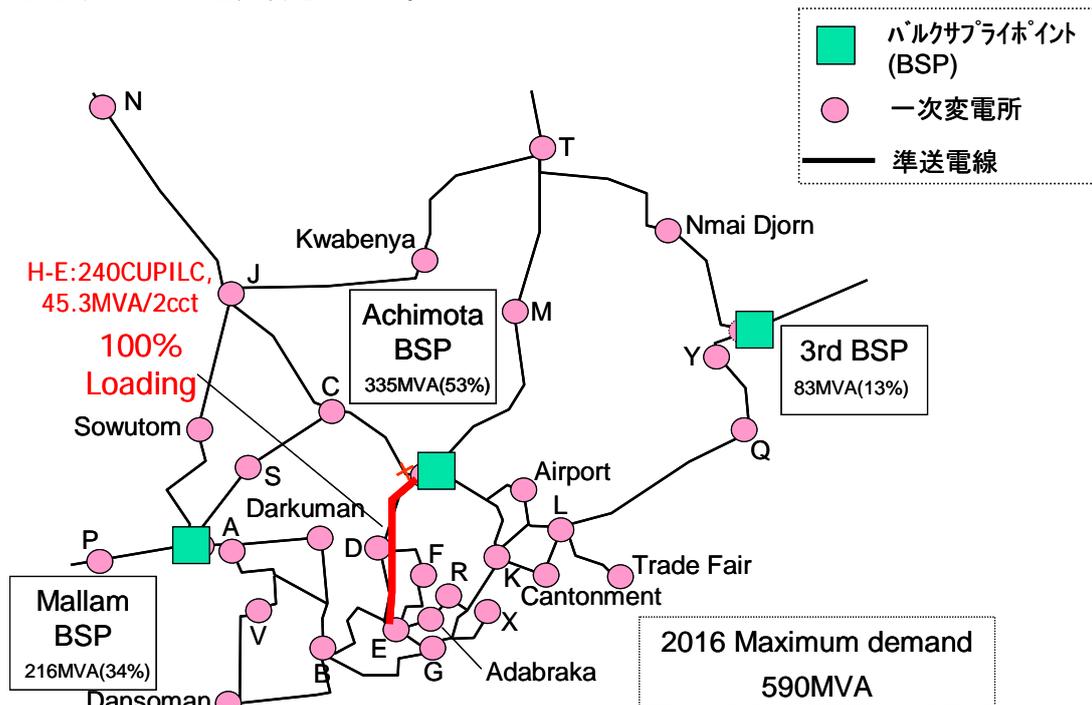


図6-3 アクラ 33kV 系統図 (2016年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表 6-1 に示すとおり、過負荷箇所に新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2016 年断面のボトルネックを解消するとともに、2017 年断面（最大ピーク需要 609MVA）でもボトルネックは発生しない結果となっている。

表 6-1 アクラ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
H(Achimota)-E	準送電線過負荷	H-E 間、630ALXLPE 2 回線新設 (2 回線×6.3km)	1,323	2016 年

(イ) テマ系統の策定結果

現状のテマ 33kV 系統図を図 6-4 に示す。2008 年の最大ピーク需要は 160MVA である。テマ 33kV 系統は、Tema BSP から供給されている。

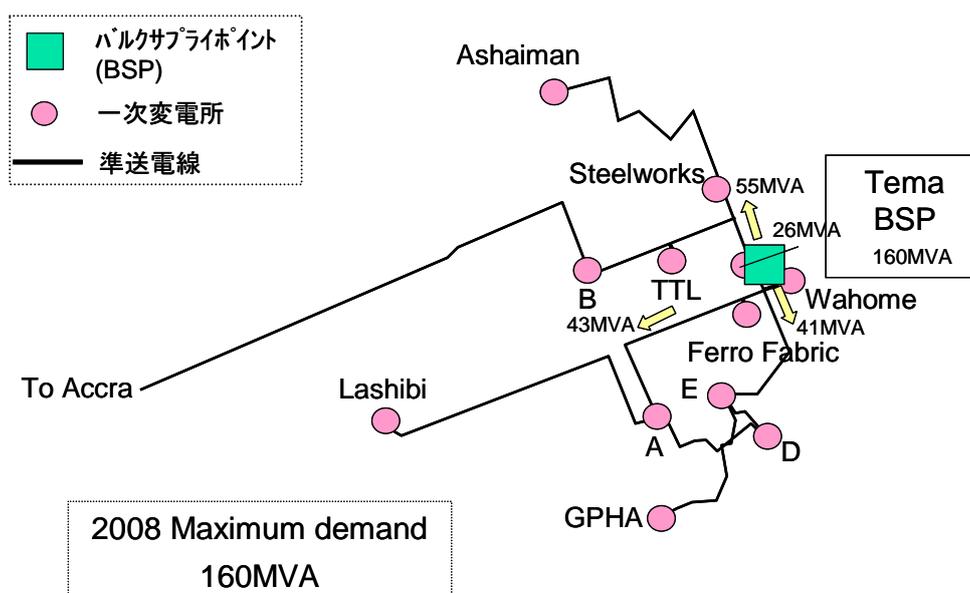


図 6-4 現状のテマ 33kV 系統図

GEDAP 等既存プロジェクトが全て実施された 2012 年断面での系統図を図 6-5 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 190MVA となる。テマ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 6.1.1.1 に示すとおり、2012 年までに、GEDAP、ガーナ政府プロジェクト等により、計 200MVA の変圧器容量および回線延長 140km の準送電線が追加される見込みである。アクラ地域に建設される BSP と連系することとなる。

2012 年断面での解析結果から、テマ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

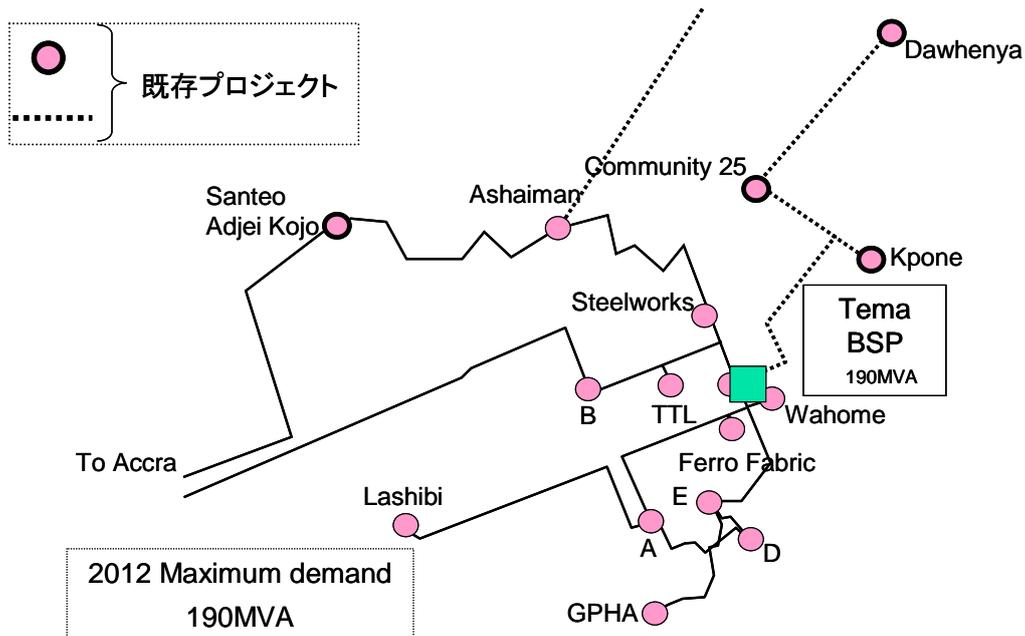


図 6-5 テマ 33 kV 系統図 (2012 年断面)

テマ系統においても、2012 年以降新たな計画はないため、2013~2017 年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図 6-6 に示す 2016 年断面の系統図において、H(Tema)-A 間の準送電線について過負荷となった。

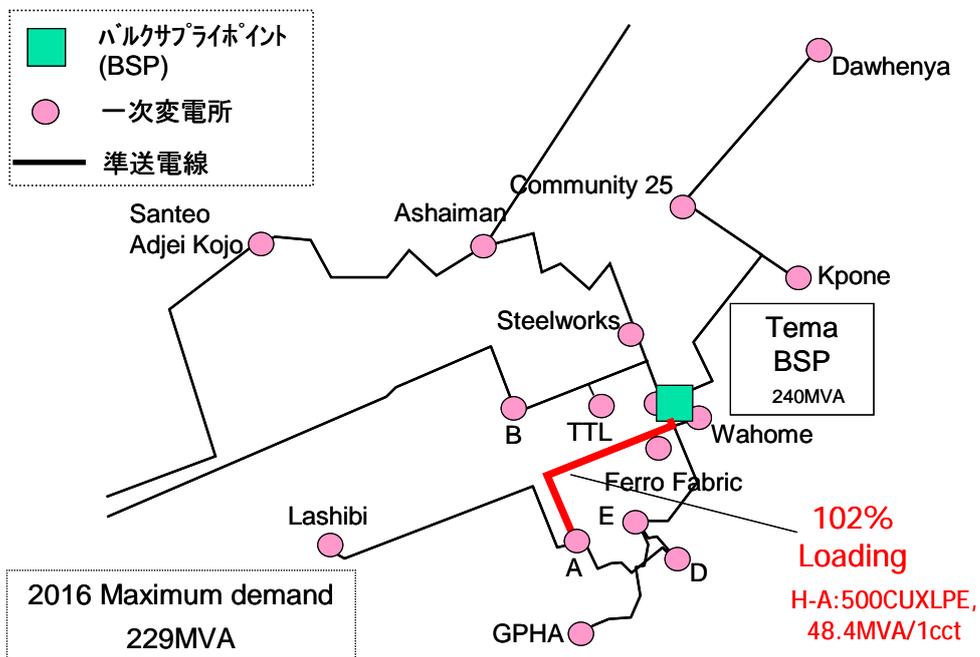


図 6-6 テマ 33 kV 系統図 (2016 年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表 6-2 に示すとおり、過負荷箇所新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2016 年断面のボトルネックを解消するとともに、2017 年断面（最大ピーク需要 240MVA）においてもボトルネックは発生しない

結果となっている。

表 6-2 テマ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
H(Tema)-A	準送電線過負荷	H-A 間、630ALXLPE 1 回線 新設 (5.6km)	588	2016 年

(ウ) クマシ系統の策定結果

現状のクマシ 33kV 系統図を図 6-7 に示す。2008 年の最大ピーク需要は 174MVA である。クマシ 33kV 系統は、Kumasi BSP から供給されている。

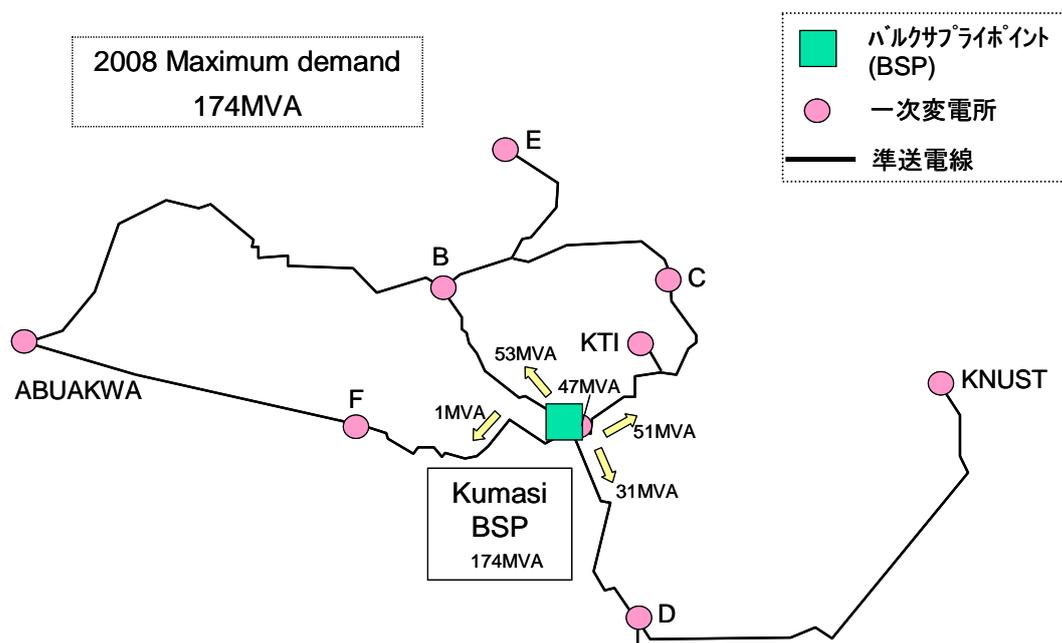


図 6-7 現状のクマシ 33kV 系統図

既存プロジェクトである GEDAP が全て実施された 2012 年断面での系統図を図 6-8 に示す。2012 年の最大ピーク需要は 211MVA となる。クマシ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料 6.1.1.1 に示すとおり、2012 年までに、GEDAP により、計 120MVA の変圧器容量および回線延長 52km の準送電線が追加される見込みである。またクマシ地域東部に 2 箇所目の BSP が建設される予定である。

2012 年断面での解析の結果から、クマシ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012 年需要に対応するには十分な計画である。

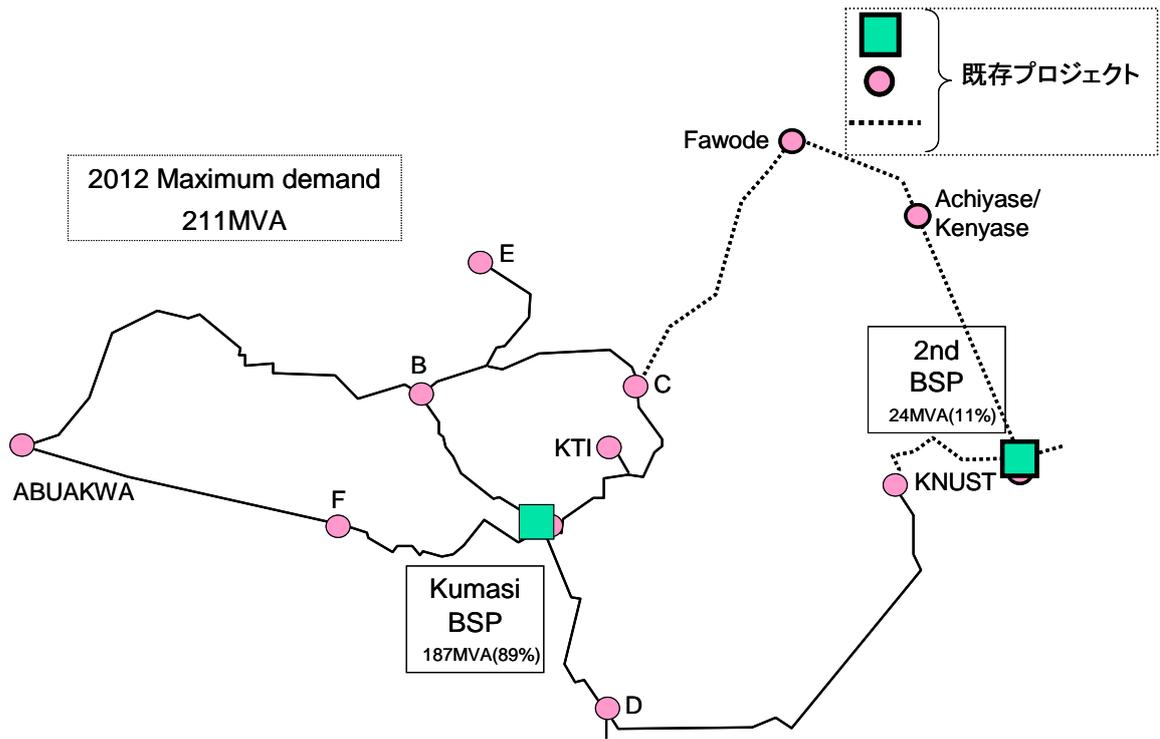


図6-8 クマシ 33kV 系統図 (2012 年断面)

クマシ系統においても、2012 年以降新たな計画はないため、2013~2017 年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図6-9 に示す 2017 年断面の系統図において、A-KTI 間の準送電線について過負荷となった。

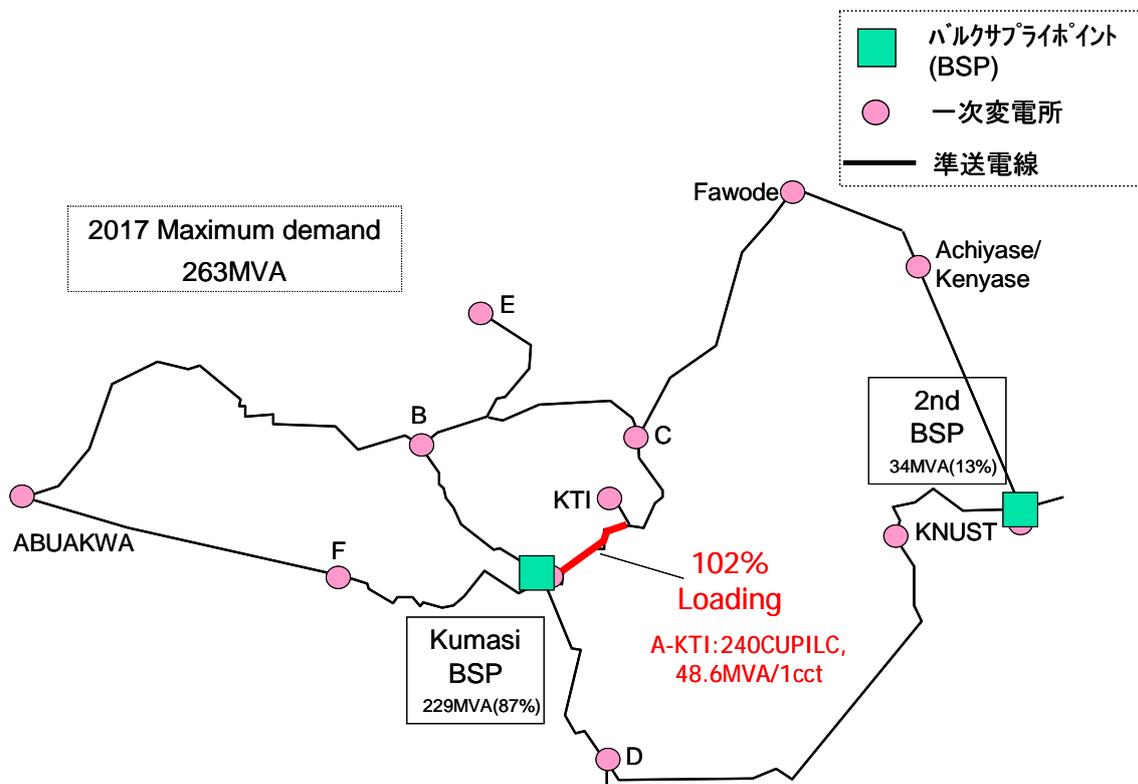


図6-9 クマシ 33kV 系統図 (2017 年断面)

上記のボトルネックを解消するための対策として、表6-3に示すとおり、過負荷箇所新たに準送電線を追加することとした。本対策を実施することにより、2017年断面のボトルネックを解消することができる。

表6-3 クマシ系統の提案プロジェクト

設備名称	ボトルネック	対策	コスト (1,000US\$)	対策年
A-KTI	準送電線過負荷	A-KTI間、630ALXLPE 1回線新設 (5.0km)	525	2017年

(エ) タコラディ系統の策定結果

現状のタコラディ 33kV 系統図を図6-10に示す。2008年の最大ピーク需要は86MVAである。タコラディ 33kV 系統は、Takoradi BSP から供給されている。

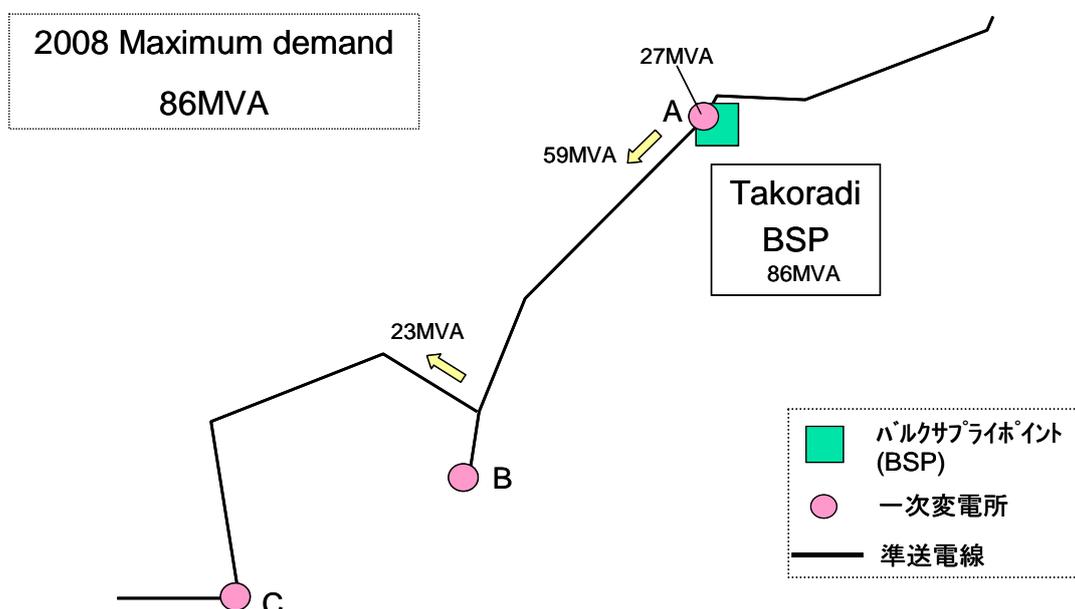


図6-10 現状のタコラディ 33kV 系統図

GEDAP等既存プロジェクトが全て実施された2012年断面での系統図を図6-11に示す。2012年の最大ピーク需要は98MVAとなる。タコラディ地域の既存プロジェクト一覧は、添付資料6.1.1.1に示すとおり、2012年までに、GEDAP等により、計90MVAの変圧器容量および回線延長6kmの準送電線が追加される見込みである。

2012年断面での解析結果から、タコラディ地域の一次変電所および準送電線に過負荷および電圧とも問題ないという結果となった。既存の一次変電所計画および準送電線計画は、2012年需要に対応するには十分な計画である。

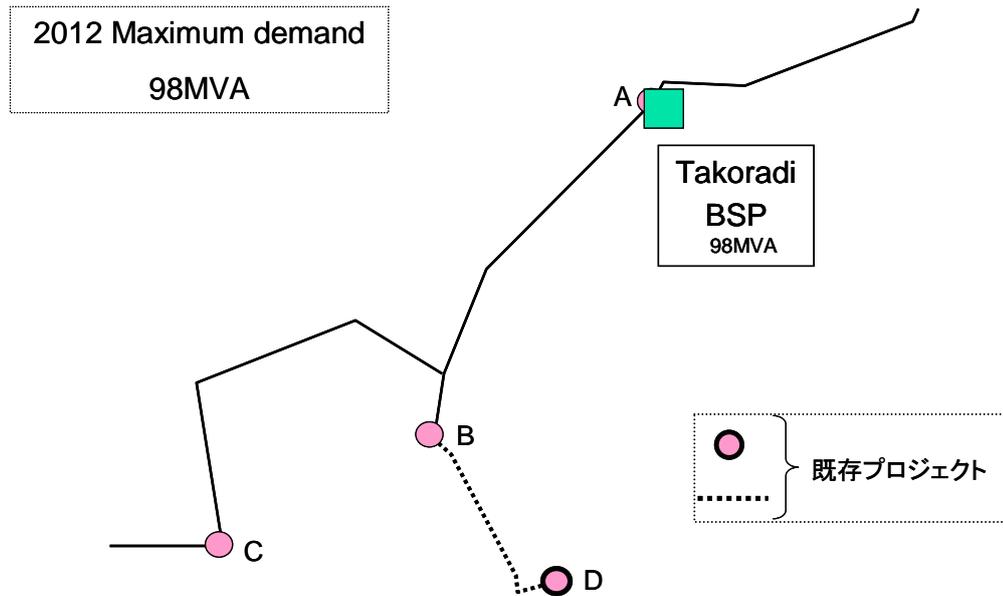


図 6-11 タコラディ 33 kV 系統図 (2012 年断面)

タコラディ系統においても、2012 年以降新たな計画はないため、2013～2017 年断面にて解析を実施し、ボトルネック箇所を検証した。その結果、図 6-12 に示す、2017 年断面（最大ピーク需要 116MVA）においても、一次変電所および準送電線に問題はないこととなった。よって、タコラディ系統においては、新たに提案するプロジェクトはないという結果となった。

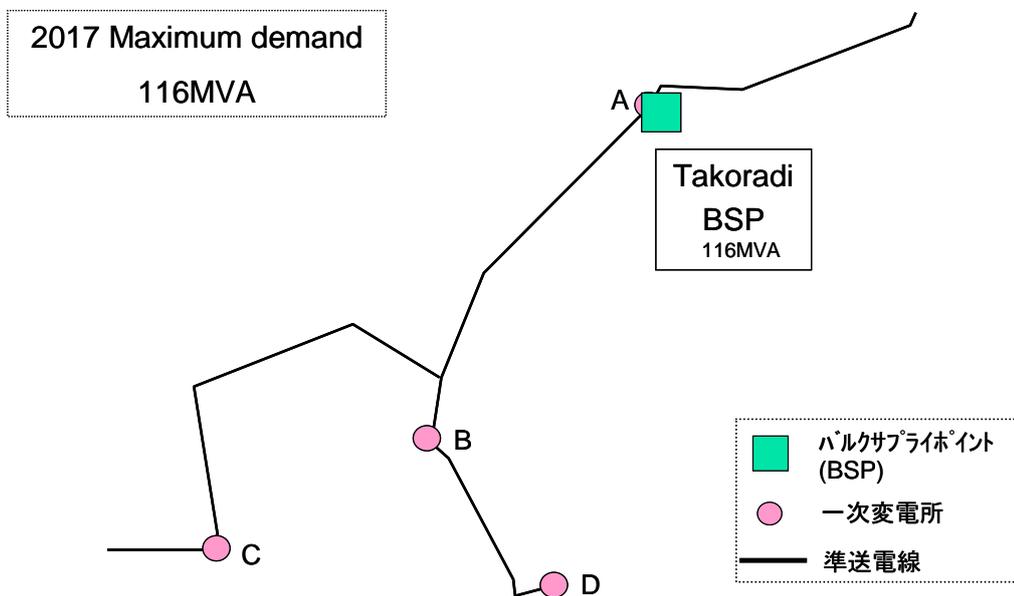


図 6-12 タコラディ 33 kV 系統図 (2017 年断面)

(3) その他地域の策定結果

主要都市部（アクラ、テマ、クマシおよびタコラディ）以外のその他地域については、一次変電所容量の妥当性について解析を実施し、必要な対策を検討した。添付資料 6.1.1.2 に一次変電所容

量の解析結果を示す。

その他地域の一次変電所について、9箇所の一次変電所において過負荷が見られた。セントラル地域の Cape Coast 一次変電所の過負荷については、既存プロジェクトである Elmina 一次変電所新設計画により、解消できると見込まれることから、残り 8 箇所について対策を検討した。

その結果、全ての一次変電所において、変圧器の増設スペースが確保されていることから、過負荷の対策として、変圧器増設の計画とした。変圧器容量については、C/P との協議の結果、対象となる全ての地域で、今後高い需要の伸びが期待されているため、全て 10MVA としている。

表 6-4 にその他地域の一次変電所に関する提案プロジェクト一覧を示す。提案するプロジェクトは、5 地域の 8 箇所の一次変電所を対象とし、総計で 80MVA の変圧器容量追加、トータルコストは 1,600 千 US\$ となる。

表 6-4 その他地域一次変電所提案プロジェクト一覧

地域	設備名称	対策	容量	コスト (1,000US\$)	対策年
テマ	Kpong	変圧器増設	10MVA	200	2016 年
ウェスタン	Atuabo	変圧器増設	10MVA	200	2009 年
	Axim	変圧器増設	10MVA	200	2015 年
イースタン	ODA	変圧器増設	10MVA	200	2012 年
セントラル	Saltpond	変圧器増設	10MVA	200	2009 年
ボルタ	Kpeve	変圧器増設	10MVA	200	2009 年
	Tsito	変圧器増設	10MVA	200	2015 年
	Hohoe	変圧器増設	10MVA	200	2012 年

6. 1. 2 VRA-NEDの一次変電所・準送電線計画

VRA-NED の系統図を図6-13に示す。同系統は、6箇所のBSP、5箇所の一次変電所および1箇所の開閉所から構成されている。

VRA-NEDの準送電線および一次変電所に関する解析結果を表6-5に示す。準送電線については、対象6線路のうち4線路において電圧降下が基準値を満たさない状況となった。電流負荷率については、いずれも問題はない結果となった。一次変電所については、4箇所の一次変電所について過負荷となる結果となった。

提案するプロジェクト一覧を表6-6に示す。準送電線については、電圧改善を目的として、キャパシタバンク設置あるいは準送電線の太線化を対策とした。34.5kVBolgatanga-Bawku線については、VRAにてZebilla BSP建設が現在進行しており、34.5kV準送電線が合わせて新設されることでボトルネックが解消される見込みであることから、提案プロジェクトから除外している。一次変電所については、全ての変電所において、増設スペースが確保されていることから、過負荷の対策として、変圧器の増設計画とした。

VRA-NEDエリアでの提案プロジェクトとしては、準送電線でトータルコスト629千US\$、一次変電所では、変圧器容量16MVA追加で、トータルコストは262千US\$となる。

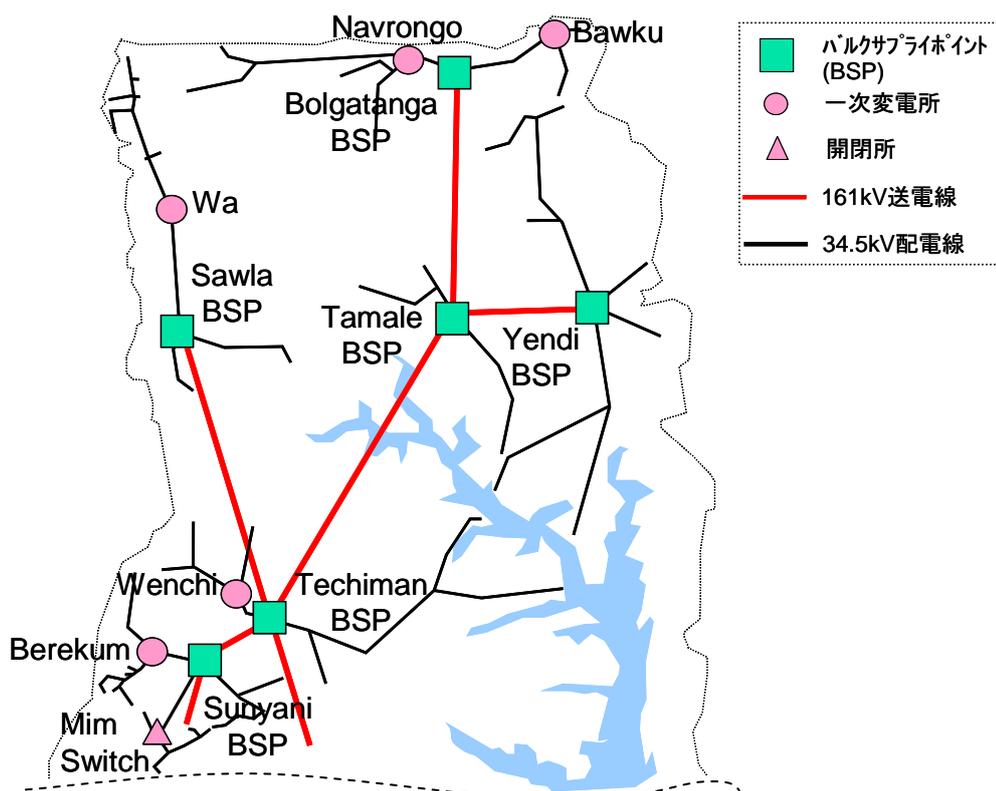


図6-13 VRA-NEDの系統図

表 6-5 VRA-NED 準送電線・一次変電所解析結果

(a) 準送電線の解析結果

地域	一次変電所・準送電線名	解析結果	
		電圧降下 (%)	電流負荷率 (%)
Brong Afaho	34.5kV Sunyani-Brekum 線	19.3	73.4
Brong Afaho	34.5kV Sunyani-Mim 線	29.5	58.5
Brong Afaho	34.5kV Techiman-Wenchi 線	3.5	14.0
Upper West	34.5kV Sawla-Wa 線	32.5	46.1
Upper East	34.5kV Bolgatanga-Bawku 線	16.0	67.0
Upper East	34.5kV Bolgatanga-Navrongo 線	1.0	24.8

(b) 一次変電所の解析結果

Region	Substation Name	Capacity (MVA)	Maximum Demand (MVA)									
			2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
VRA-NED	Berekum	5	4.9 (97%)	5.0 (101%)	5.2 (104%)	5.4 (108%)	5.6 (112%)	5.8 (117%)	6.1 (121%)	6.3 (126%)	6.5 (131%)	6.8 (136%)
	Wa	5	4.3 (86%)	4.5 (90%)	4.7 (94%)	4.9 (98%)	5.1 (103%)	5.4 (107%)	5.6 (112%)	5.9 (117%)	6.1 (122%)	6.4 (128%)
	Navrongo	3	1.7 (56%)	1.8 (61%)	2.0 (65%)	2.1 (71%)	2.3 (76%)	2.5 (82%)	2.7 (89%)	2.9 (96%)	3.1 (103%)	3.3 (111%)
	Bawku	3	2.9 (98%)	3.2 (105%)	3.4 (112%)	3.6 (120%)	3.9 (128%)	4.1 (137%)	4.4 (147%)	4.7 (157%)	5.0 (168%)	5.4 (179%)
	Wenchi	3	1.1 (37%)	1.1 (38%)	1.2 (40%)	1.2 (41%)	1.3 (43%)	1.3 (45%)	1.4 (47%)	1.5 (48%)	1.5 (50%)	1.6 (52%)

表 6-6 VRA-NED 系統提案プロジェクト一覧

種別	設備名称	対策	物量	コスト (1,000US\$)	対策年
準送電線	34.5kV Sunyani-Brekum	キャパシタバンク設置	3000kVar	4	2010年
		120mm ² →200mm ² AAC 増強	43km	616	
	34.5kV Sunyani-Mim	キャパシタバンク設置	4000kVar	6	2010年
	34.5kV Sawla-Wa	キャパシタバンク設置	2000kVar	3	2011年
	34.5kV Bolgatanga-Bawku	Zebilla BSP 建設に伴う 34.5kV 準送電線新設によりボトルネック解消	—	—	—
一次変電所	Berekum	変圧器増設	5MVA	83	2009年
	Bawku	変圧器増設	3MVA	48	2009年
	Wa	変圧器増設	5MVA	83	2012年
	Navrongo	変圧器増設	3MVA	48	2016年

6. 1. 3 供給信頼度検討

前節までは、系統に故障が発生していない通常時の供給対策を検討してきたが、本節では、供給信頼度の更なる向上を図るため、N-1 基準を満足する設備対策についての検討を行う。検討で考慮する故障としては、準送電線 1 回線故障とし、故障時の準送電線熱容量が 100%を超過する箇所を検証し、対策を検討した。以下 (1) ~ (4) にアクラ、テマ、クマシおよびスニヤニ系統での策定結果をそれぞれ示す。

(1) アクラ系統における策定結果

アクラ系統の 2017 年断面での解析結果を図 6-14 に示す。図中太線で示した箇所が準送電線 1 回線故障時に熱容量が 100%を超過する箇所である。

表 6-7 に上記過負荷箇所を解消するための対策を示す。総計で、17km の地中ケーブルを新設することで、さらに供給信頼度の高い系統とすることができる。トータルコストは、1,785 千 US\$となる。

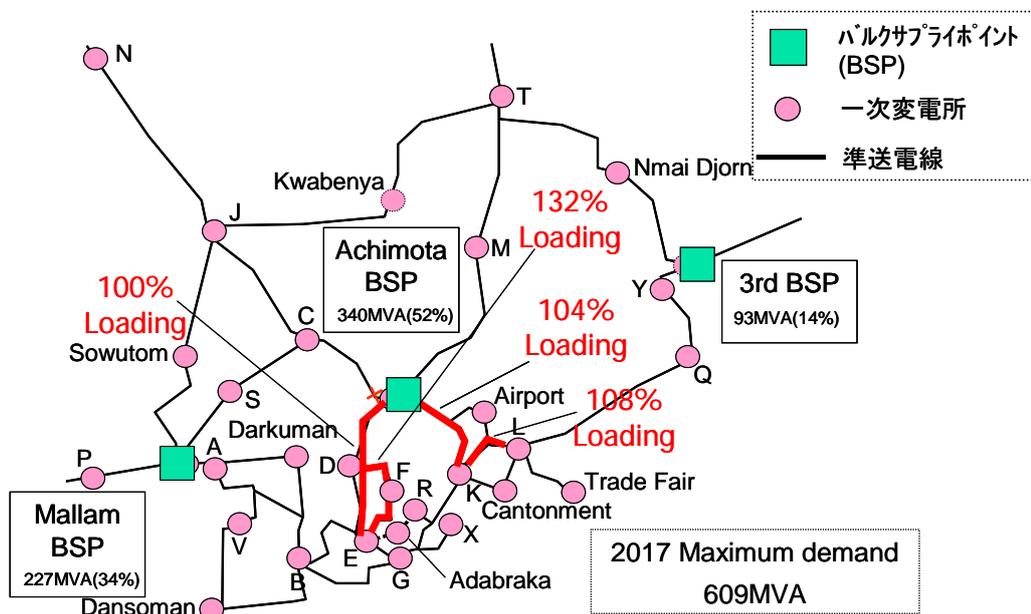


図 6-14 アクラ 33kV 系統 2017 断面の解析結果

表 6-7 アクラ系統供給信頼度対策一覧

設備名称	ボトルネック	対策	物量	コスト (1,000US\$)	対策年
H-K	準送電線の過負荷 (H-K 1 回線故障時)	H-K 630ALXLPE 新設	4.7km	494	2017 年
H-E	準送電線の過負荷 (H-E 1 回線故障時)	H-E 630ALXLPE 新設	6.3km	662	2017 年
K-L	準送電線の過負荷 (K-L 1 回線故障時)	K-L 630ALXLPE 新設	3.1km	323	2017 年
F-E	準送電線の過負荷 (D-F 1 回線故障時)	F-E 630ALXLPE 新設	2.9km	305	2017 年
D-F	準送電線の過負荷 (F-E 1 回線故障時)				

(2) テマ系統における策定結果

テマ系統の 2017 年断面での解析結果を図 6-15 に示す。図中太線で示した箇所が準送電線 1 回線故障時に熱容量が 100% を超過する箇所である。

表 6-8 に上記過負荷箇所を解消するための対策を示す。総計で、8.7km の地中ケーブルを敷設することで、さらに供給信頼度の高い系統とすることができる。トータルコストは、1,039 千 US\$ と なる。

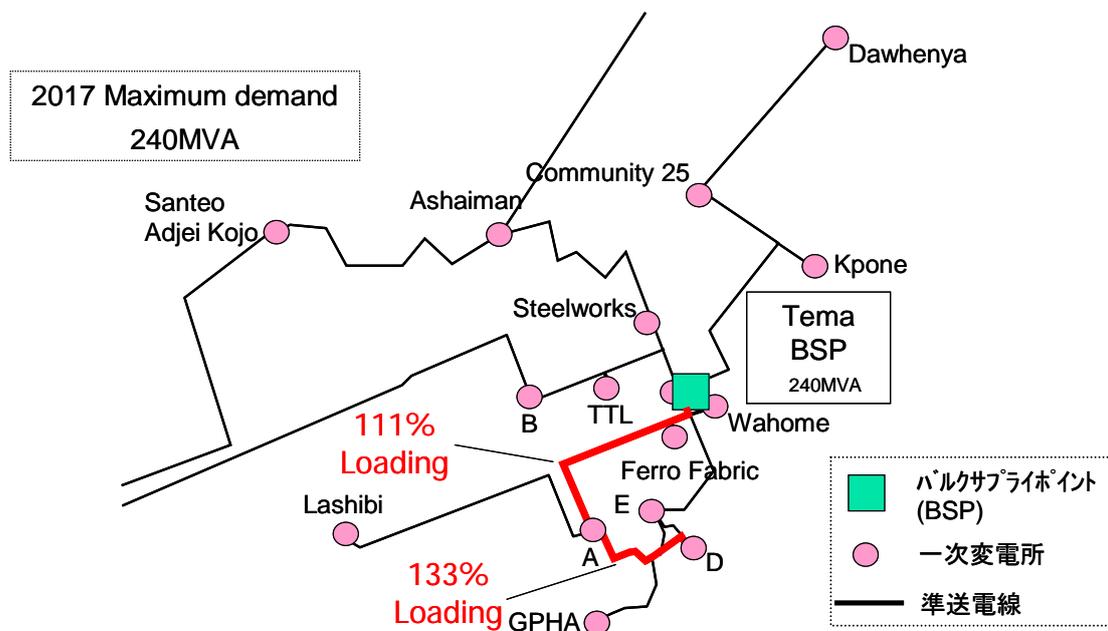


図 6-15 テマ 33kV 系統 2017 断面の解析結果

表 6-8 テマ系統信頼度対策一覧

設備名称	ボトルネック	対策	物量	コスト (1,000US\$)	対策年
H-A	準送電線の過負荷 (H-A 1 回線故障時)	H-A 240CUPILC→ 630ALXLPE 増強	5.6km	669	2017 年
A-D	準送電線の過負荷 (A-D 1 回線故障時)	A-D 240CUPILC→ 630ALXLPE 増強	3.1km	370	2017 年

(3) クマシ系統における策定結果

クマシ系統の 2017 年断面での解析結果を図 6-16 に示す。図中太線で示した箇所が準送電線 1 回線故障時に熱容量が 100%を超過する箇所である。

表 6-9 に上記過負荷箇所を解消するための対策を示す。総計で、16.5km の地中ケーブル敷設、5km の架空配電線の増強を実施することで、さらに供給信頼度の高い系統とすることができる。トータルコストは、1,244 千 US\$となる。

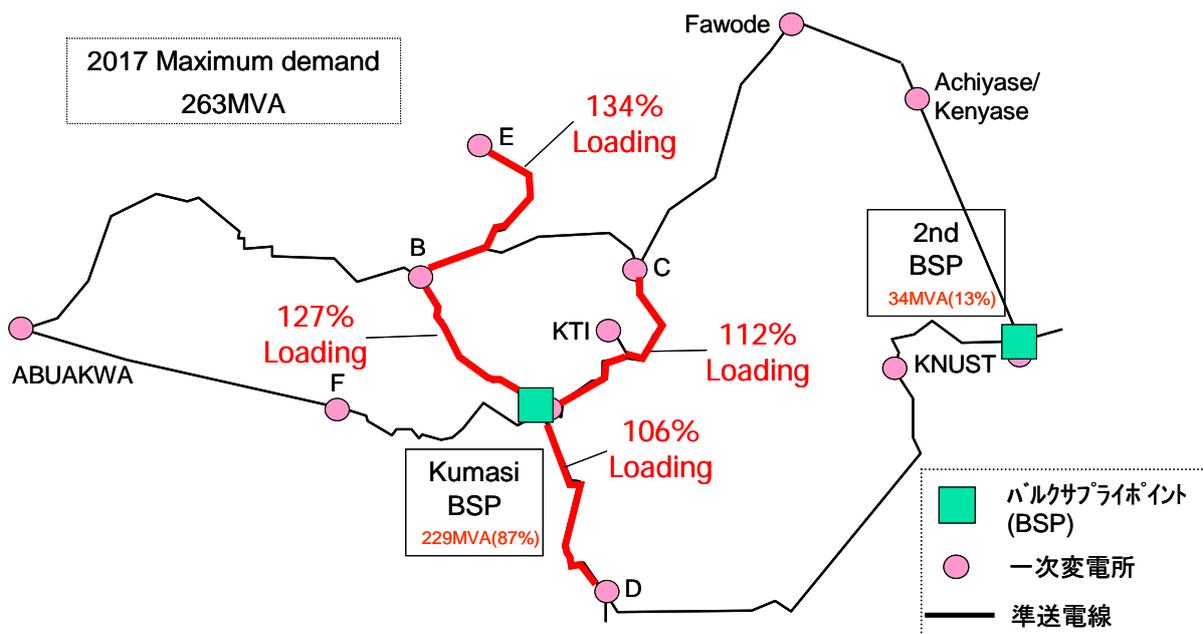


図 6-16 クマシ 33kV 系統 2017 断面の解析結果

表 6-9 クマシ系統信頼度対策一覧

設備名称	ボトルネック	対策	物量	コスト (1,000US\$)	対策年
A-C	準送電線の過負荷 (A-C 1 回線故障時)	A-C 240ALXLPE 新設	7.0km	348	2017 年
A-B	準送電線の過負荷 (A-B 1 回線故障時)	A-B 240ALXLPE 新設	5.0km	248	2017 年
B-E	準送電線の過負荷 (B-E 1 回線故障時)	A-C 240ALXLPE 新設	4.5km	223	2017 年
A-D	準送電線の過負荷 (A-D 1 回線故障時)	A-C 265ALBARE→ 400ALBARE 増強	5.0km	424	2017 年

(4) スンヤニ系統における策定結果

スンヤニ地域の系統図を図6-17に示す。スンヤニ系統および隣接するテチマン系統には、Sunyani BSPおよびTechiman BSPの二つのBSPがあり、Berekum変電所、Wenchi変電所、Mim開閉所等を通じ、電力供給を行っている。同地域は木材加工工場等の大規模工場が集中している地域であり、供給信頼度を向上させることは、VRA-NEDの安定的な収益源確保のためにも重要である。

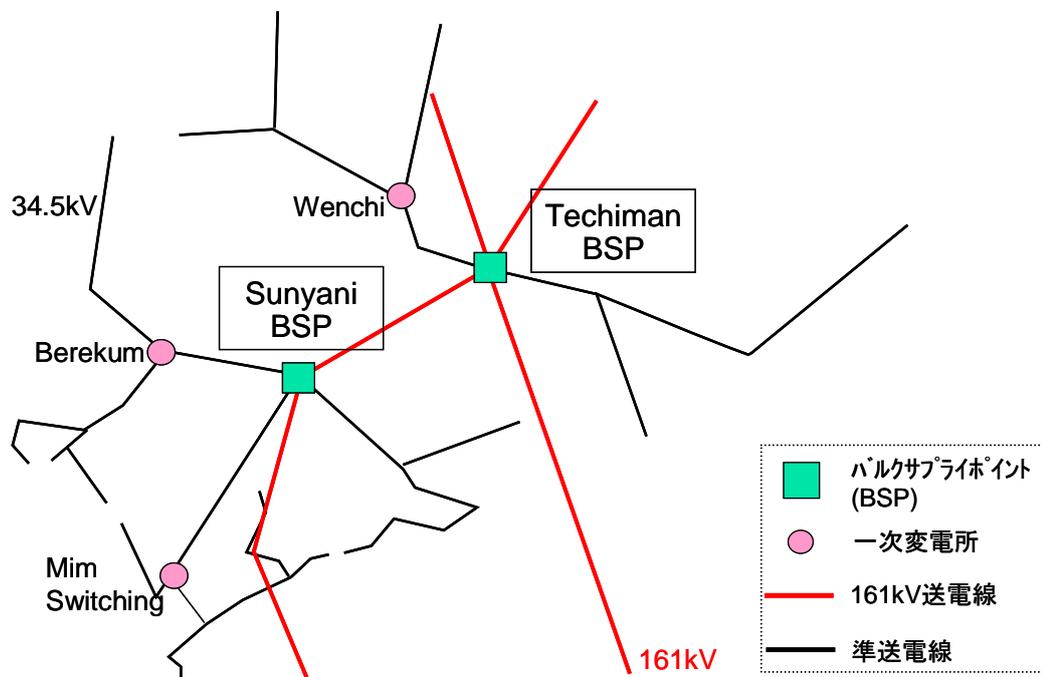


図6-17 スンヤニ地域の系統図

(ア) 検討した信頼度対策

検討する信頼度対策を図6-18および表6-10に示す。34.5kV系統の供給信頼度向上のため、比較的距離が近い準送電線を連系し、N-1基準を満たすようループ運用することを考案している。ループ運用できるよう対策を実施することで、1回線故障時においても、継続的に電力供給を実施することができる。ここでは、C/Pと議論し、表6-10に示すよう3箇所の準送電線を連系することとした。検討断面は2017年とする。

(イ) 想定する故障

信頼度検討する際の想定故障としては、下記のとおり3箇所の準送電線の1回線故障をそれぞれ想定する。図6-19に系統図を示す。

- ✓ 34.5kV Sunyani – Mim 準送電線
- ✓ 34.5kV Sunyani – Berekum 準送電線
- ✓ 34.5kV Techiman – Wenchi 準送電線

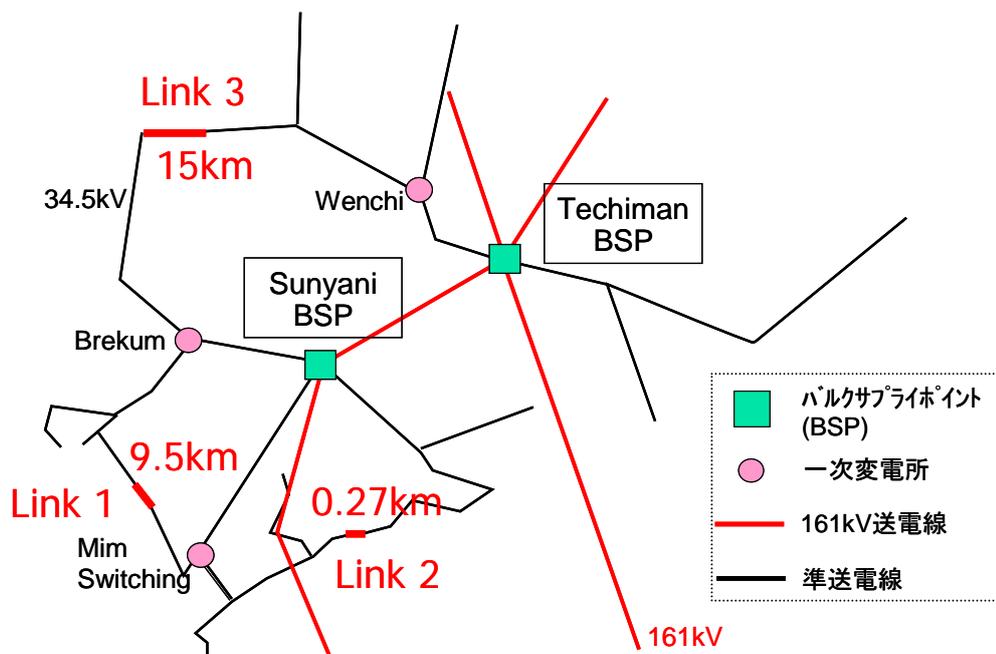


図 6-18 スンヤニ系統で検討する信頼度対策

表 6-10 信頼度向上策

地域		距離(km)	線種
Link 1	From Bediako to Gambia	9.5	120mm ² AAC
Link 2	From Tega to Hwidlum	0.27	120mm ² AAC
Link 3	From Drobo to New Longoro	15.0	120mm ² AAC

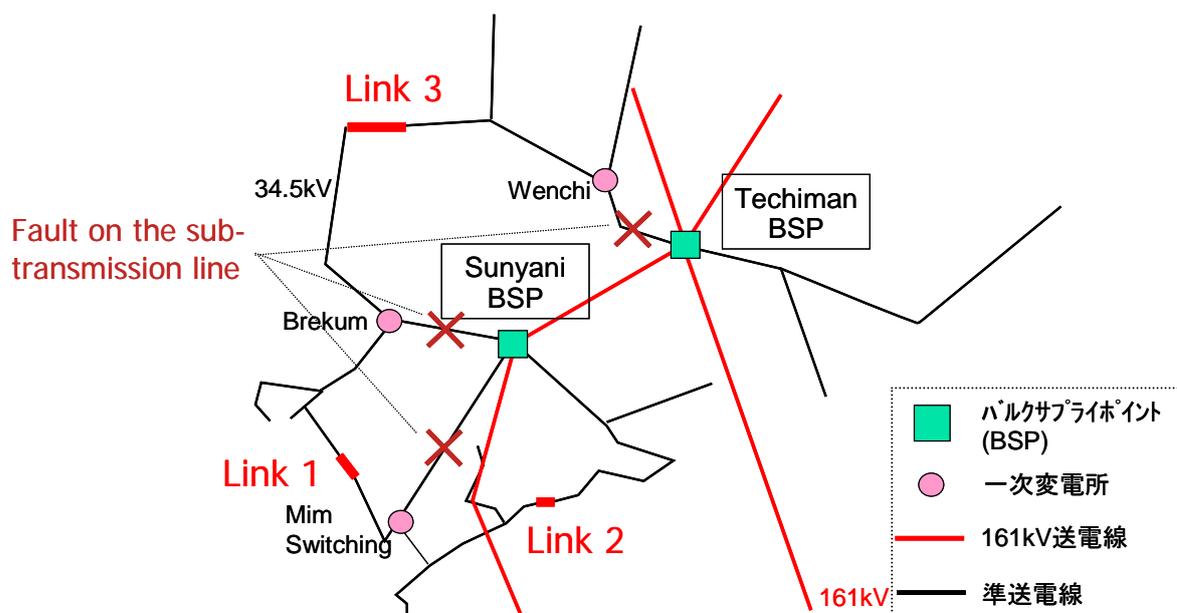


図 6-19 想定する送電線 1 回線故障

(ウ) 解析結果

① 34.5kV Sunyani – Mim 準送電線の 1 回線故障の場合

図 6 – 2 0 に解析結果を示す。図に示すとおり、Sunyani – Mim 準送電線の 1 回線故障時、Link 1 には、Brekum 一次変電所から 5.3MVA、Link 2 には、Sunyani BSP から 8.6MVA の潮流が流れ、Mim 開閉所からの負荷に供給することができる。

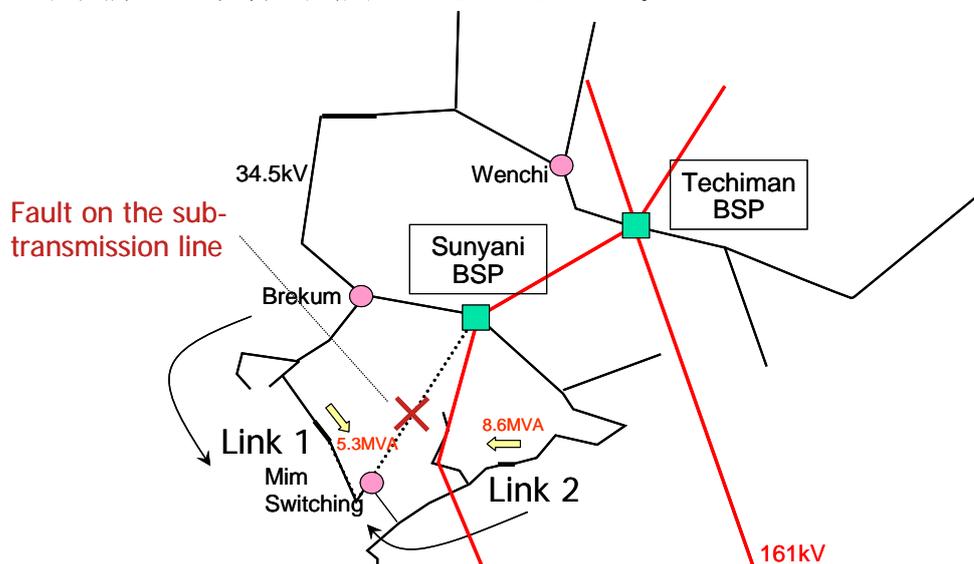


図 6 – 2 0 34.5kV Sunyani - Mim 準送電線故障時の潮流解析結果

② 34.5kV Sunyani – Brekum 準送電線の 1 回線故障の場合

図 6 – 2 1 に解析結果を示す。Sunyani – Brekum 準送電線の 1 回線故障時には、Brekum 一次変電所付近の電圧降下が大きくなり、負荷を供給できない状態となることが分かった。これは、Brekum 一次変電所への供給は、Sunyani BSP、Wenchi 一次変電所からとなるが、それぞれ 100km 以上となる長距離の 34.5kV 配電線を使っての供給となり、電圧降下が非常に大きくなるのが原因である。

対策としては、現在 1 回線となっている 34.5kV Sunyani – Brekum 準送電線を 2 回線化することが考えられる。この場合には、当準送電線 1 回線故障時の場合においても、継続して電力供給することが可能となる。

③ 34.5kV Techimani – Wenchi 準送電線の 1 回線故障の場合

図 6 – 2 2 に解析結果を示す。Techiman – Wenchi 準送電線 1 回線故障時の Wenchi 一次変電所への供給は、約 110km 離れた Brekum 一次変電所からの供給となるため、電圧降下が大きくなり、Wenchi 一次変電所での電圧降下は約 30% となる。

②の 34.5kV Sunyani – Brekum 準送電線の検討において、当該区間を 2 回線化することを考えたが、その場合の Techimani – Wenchi 準送電線 1 回線故障の解析を実施した。図 6 – 2 3 に解析結果を示す。

その結果、Wenchi 一次変電所での電圧降下は、約 20% となり、大きく改善されている。1 回線故障時は、緊急事態であり、その場合に電圧降下 10% という基準を守ることは必ずしも必要であると考えられないため、ここでは、20% の電圧降下を許容することとする。

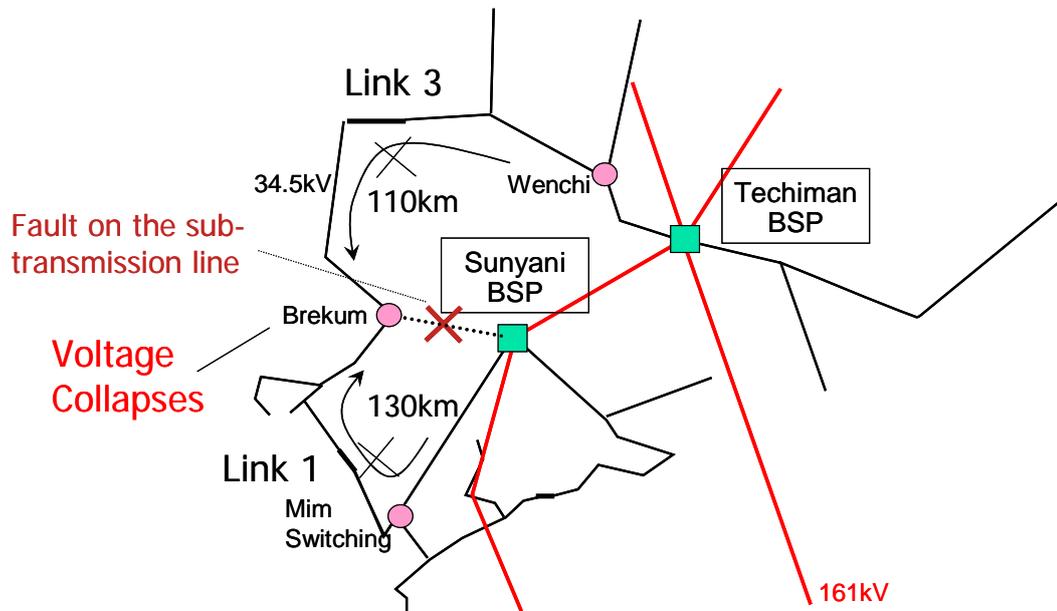


図 6 - 2 1 34.5kV Sunyani - Berekum 準送電線故障時の潮流解析結果

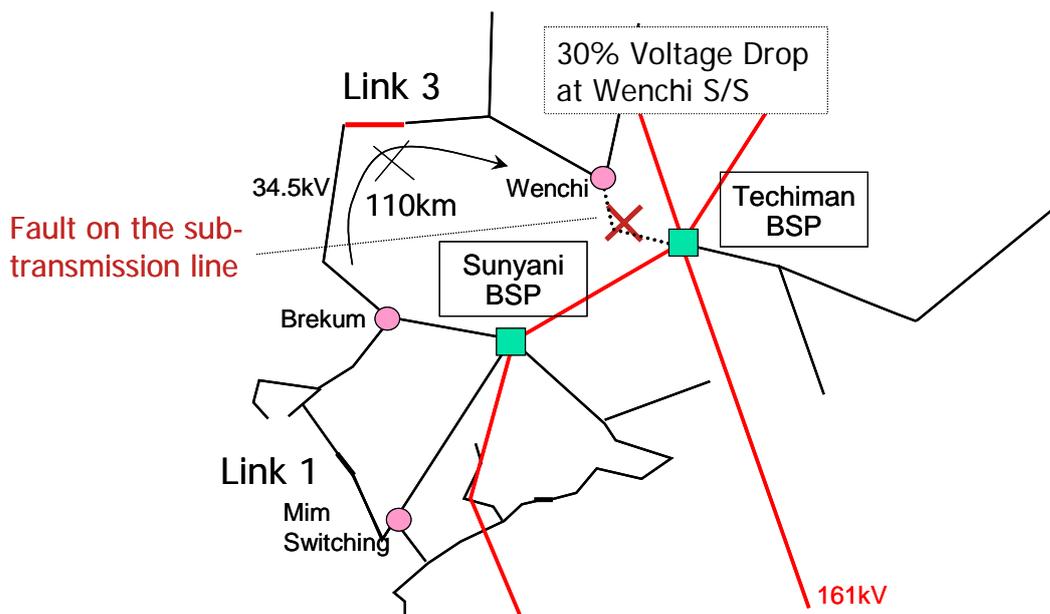


図 6 - 2 2 34.5kV Techiman - Wenchi 準送電線故障時の潮流解析結果

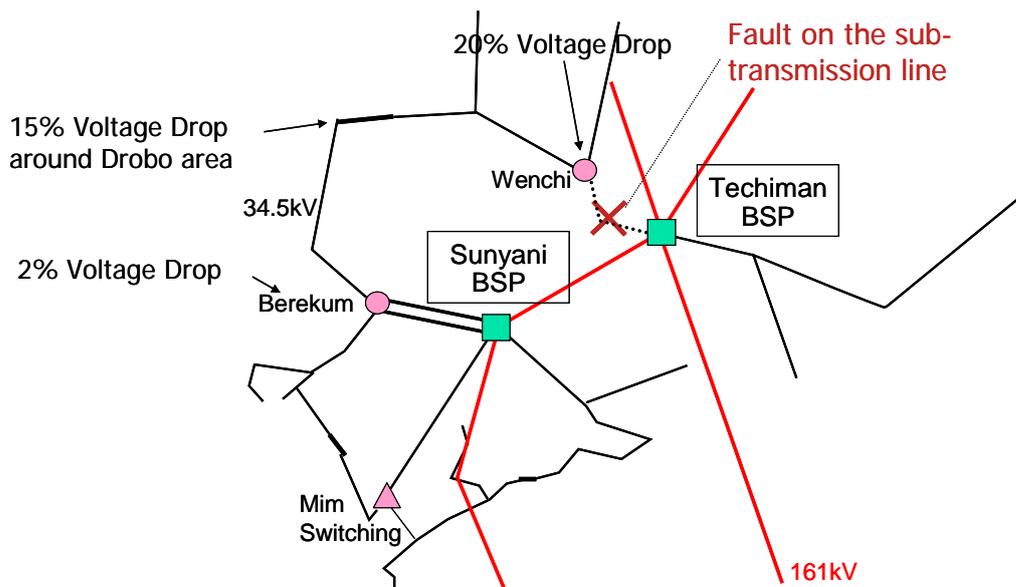


図 6 - 2 3 34.5kV Techiman - Wenchi 準送電線故障時の潮流解析結果
(Sunyani - Berekum 線 2 回線化)

今回スニヤニ地域で提案する信頼度対策およびコストを表 6 - 1 1 に示す。トータルコストは、1,901 千 US\$となる。

表 6 - 1 1 スニヤニ系統信頼度対策一覧

対策	コスト (1,000US\$)	対策年
Link 1 (From Bediako to Gambia) 120mm ² AAC、9.5km 新設	239	2017 年
Link 2 (From Tapa to Hwidlum) 120mm ² AAC、0.27km 新設	7	2017 年
Link 3 (From Drobo to New Longoro) 120mm ² AAC、15km 新設	378	2017 年
Sunyani-Berekum 線 1 回線増設	1,277	2017 年

6. 1. 4 バルクサプライポイント (BSP) への提言

本節では、配電網マスタープラン実施による BSP への影響について検討を実施する。具体的には、本マスタープランから想定した需要想定と BSP の変電所容量について比較し、対策が必要な箇所について提言を実施する。BSP の将来計画および 2008 年需要実績については、VRA から最新情報入手し、検討に反映している。将来需要については、ECG の需要想定で用いられている BSP 毎の伸び率を使用し、想定している。

表 6-12 に BSP 容量の確認結果を示す。同表から、BSP に関し、以下の箇所について提言を実施した。

(1) アシャンティ地域

Konongo BSP については 2008 年の需要実績から過負荷が見られるが、2017 年までに将来計画がなく、2017 断面で 181% の過負荷となるため、変圧器容量の増強を計画することを推奨する。また、Dunkwa BSP について、2017 断面にて 111% の過負荷となるため、変圧器容量の増強を計画することを推奨する。

(2) ウェスタン地域

Tarkwa BSP について 2008 年の需要実績から過負荷が見られるが、2017 年までに将来計画がなく、2017 断面で 194% の過負荷となるため、変圧器容量の増強を計画することを推奨する。

(3) イースタン地域

Nkawkaw BSP については 2012 年断面にて 111% の過負荷となる見込みである。当変電所では、変圧器容量の増強が計画されているが、2012 年までに実施することを推奨する。

(4) VRA-NED 地域

Sunyani BSP については、2012 年断面にて 116% の過負荷が見られる。変圧器取替が計画されているが、過負荷となる 11.5kV に対する容量の変更はない計画となっているため、計画の見直しを提言する。また Tamale BSP については、2017 年断面にて 106% の過負荷が見られるため、さらなる変圧器容量の増強を計画することを推奨する。

表 6 - 1 2 BSP の容量確認結果 (1 / 3)

BSP name	Demand forecast/Substation Capacity	2008	2012	2017	VRA Existing Projects		Comments
					Committed Projects	Planned Projects	
Achimota	Demand forecast(Distribution)(MVA)	295	261	305		Installation of 1No. 161/34.5kV, 66MVA transformer to replace the 161/34.5kV, 33MVA transformer at Achimota by 2009.	(Accra) 1) 3rd BSP will contribute to relieve the overloading of Achimota BSP. 2) 2 planned projects in Achimota and Mallam is effective to relieve the overloading of both BSPs.
	Substation Capacity(MVA)	297	330	330			
	Substation Loading(%)	(99%)	(79%)	(92%)			
Mallam	Demand forecast(Distribution)(MVA)	94	106	124		Expansion of Mallam substation with the installation of additional 2No. 161/34.5kV, 66MVA transformers.	
	Substation Capacity(MVA)	132	132	264			
	Substation Loading(%)	(71%)	(80%)	(47%)			
3rd BSP in Accra	Demand forecast(Distribution)(MVA)	-	73	86	Construction of 3rd BSP for Accra/Tema with an initial transformer installed capacity of 2 x. 161/34.5kV, 66MVA transformers by 2009.		
	Substation Capacity(MVA)	-	132	132			
	Substation Loading(%)	-	(55%)	(65%)			
Accra Total	Demand forecast(Distribution)(MVA)	388	440	515			
	Substation Capacity(MVA)	429	594	726			
	Substation Loading(%)	(90%)	(74%)	(71%)			
Tema	Demand forecast(Distribution)(MVA)	138	165	206			
	Substation Capacity(MVA)	231	231	231			
	Substation Loading(%)	(60%)	(71%)	(89%)			
Kumasi (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	142	188	236	Substations Upgrade Project - Package C which seeks to replace 2No. 161/11.5kV, 13MVA transformers with a 161/34.5kV, 66MVA transformer by 2010.		(Kumasi) 1) 2nd BSP in Kumasi and Substation upgrade project-package C will contribute to relieve the overloading of Kumasi BSP. 2) More load should be transferred to 2nd BSP to relieve the overloading of Kumasi BSP.
	Substation Capacity(MVA)	165	231	231			
	Substation Loading(%)	(86%)	(81%)	(102%)			
Kumasi (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	34	-	-			
	Substation Capacity(MVA)	26.6	-	-			
	Substation Loading(%)	(128%)	-	-			
2nd BSP in Kumasi	Demand forecast(Distribution)(MVA)	-	24	30	Construction of 2 nd BSP for Kumasi with an initial transformer installed capacity of 2 x. 161/34.5kV, 66MVA transformers by 2009.		
	Substation Capacity(MVA)	-	132	132			
	Substation Loading(%)	-	(18%)	(23%)			
Kumasi Total	Demand forecast(Distribution)(MVA)	176	212	266			
	Substation Capacity(MVA)	191.6	363	363			
	Substation Loading(%)	(92%)	(58%)	(73%)			
Obuasi	Demand forecast(Distribution)(MVA)	12	14	18			
	Substation Capacity(MVA)	21	21	21			
	Substation Loading(%)	(56%)	(68%)	(85%)			
Konongo	Demand forecast(Distribution)(MVA)	6	7	9			Upgrading is needed for Konongo BSP
	Substation Capacity(MVA)	5	5	5			
	Substation Loading(%)	(120%)	(144%)	(181%)			
Nkawkaw	Demand forecast(Distribution)(MVA)	12	15	18		Planned Project to increase installed capacity to 46MVA subject to client interest.	Planned projects to increase installed capacity is needed in 2012.
	Substation Capacity(MVA)	13.3	13.3	46			
	Substation Loading(%)	(93%)	(111%)	(40%)			
Asawinso	Demand forecast(Distribution)(MVA)	42	49	59	Committed Project(Substations Upgrade Project - Package B) to replace 1No. 161/34.5kV, 13MVA transformer with a 161/34.5kV, 33MVA transformer by 2009		Substation upgrade project-package B will contribute to relieve the overloading of Asawinso BSP.
	Substation Capacity(MVA)	46.3	66	66			
	Substation Loading(%)	(92%)	(74%)	(89%)			
Dunkwa	Demand forecast(Distribution)(MVA)	4	5	6			Upgrading is needed for Dunkwa BSP
	Substation Capacity(MVA)	5	5	5			
	Substation Loading(%)	(77%)	(90%)	(111%)			

表 6-12 BSP の容量確認結果 (2/3)

BSP name	Demand forecast/Substation Capacity	2008	2012	2017	VRA Existing Projects		Comments
					Committed Projects	Planned Projects	
Akwatia (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	11	14	17	Committed Project(Substations Upgrade Project - Package B) to replace 1No. 161/34.5kV, 13MVA transformer with a 161/34.5kV, 33MVA transformer by 2009	Planned Project to install a 161/34.5/11.5kV, 33/33/20MVA transformer in addition to the existing transformers by 2012	
	Substation Capacity(MVA)	13.3	66	66			
	Substation Loading(%)	(85%)	(21%)	(26%)			
Akwatia (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	3	3	4			
	Substation Capacity(MVA)	5	25	25			
	Substation Loading(%)	(56%)	(13%)	(17%)			
Esiama	Demand forecast(Distribution)(MVA)	7	8	10			
	Substation Capacity(MVA)	33	33	33			
	Substation Loading(%)	(20%)	(24%)	(29%)			
Tafo (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	13	15	19		Planned Project to replace the 161/11.5kV, 13MVA transformer with a 161/34.5kV, 33MVA transformer by 2012	
	Substation Capacity(MVA)	33	33	33			
	Substation Loading(%)	(38%)	(45%)	(57%)			
Tafo (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	8	10	12			
	Substation Capacity(MVA)	13.33	46.33	46.33			
	Substation Loading(%)	(63%)	(22%)	(27%)			
Takoradi	Demand forecast(Distribution)(MVA)	61	71	87	Committed Project (Substations Upgrade Project - Package B) to install a 161/34.5kV, 33MVA transformer in addition to the existing transformers by the end of 2008.		Substation upgrade project-package B will contribute to relieve the overloading of Takoradi BSP.
	Substation Capacity(MVA)	66	99	99			
	Substation Loading(%)	(92%)	(72%)	(88%)			
Bogoso	Demand forecast(Distribution)(MVA)	3	4	4			
	Substation Capacity(MVA)	66	66	66			
	Substation Loading(%)	(4%)	(5%)	(7%)			
Tarkwa (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	27	29	32			
	Substation Capacity(MVA)	33	33	33			
	Substation Loading(%)	(82%)	(88%)	(96%)			
Tarkwa (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	33	36	39			Upgrading is needed for Tarkwa BSP
	Substation Capacity(MVA)	20	20	20			
	Substation Loading(%)	(166%)	(178%)	(194%)			
Capecoast (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	21	26	33		Planned Project to replace the 161/11.5/6.6kV, 13/13/4.75MVA transformer with a 161/34.5/11.5kV, 33/33/20MVA transformer by 2012.	Planned project will contribute to relieve the overloading of Capecoast BSP.
	Substation Capacity(MVA)	33	33	33			
	Substation Loading(%)	(64%)	(78%)	(99%)			
Capecoast (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	11	13	17			
	Substation Capacity(MVA)	13.3	20	20			
	Substation Loading(%)	(82%)	(66%)	(84%)			
Winneba	Demand forecast(Distribution)(MVA)	13	16	21	Committed Project (Substations Upgrade Project - Package C) to replace 1No. 161/11.5kV, 5MVA and 1No. 161/11.5kV, 20MVA transformers with 2No. 161/11.5kV, 13MVA transformers by 2012.		
	Substation Capacity(MVA)	25	26	26			
	Substation Loading(%)	(54%)	(63%)	(80%)			
Ho (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	-	-	-		Planned Project to replace the 161/11.5kV, 7MVA transformer with 1No. 161/34.5/11.5kV, 13/10/10MVA transformer by 2012.	
	Substation Capacity(MVA)	10	10	10			
	Substation Loading(%)	-	-	-			
Ho (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	5	6	8			
	Substation Capacity(MVA)	7	10	10			
	Substation Loading(%)	(74%)	(62%)	(78%)			
Kpandu	Demand forecast(Distribution)(MVA)	7	8	11		Planned Project to install a 69/34.5/11.5kV, 20/20/13MVA transformer in addition to the existing transformer by 2012	
	Substation Capacity(MVA)	20	20	20			
	Substation Loading(%)	(34%)	(42%)	(53%)			

表 6-12 BSP の容量確認結果 (3/3)

BSP name	Demand forecast/Substation Capacity	2008	2012	2017	VRA Existing Projects		Comments
					Committed Projects	Planned Projects	
Kpeve	Demand forecast(Distribution)(MVA)	3	4	5			
	Substation Capacity(MVA)	7	7	7			
	Substation Loading(%)	(45%)	(54%)	(67%)			
Asiekpe	Demand forecast(Distribution)(MVA)	0.3	0.4	0.5			
	Substation Capacity(MVA)	16	16	16			
	Substation Loading(%)	(2%)	(2%)	(3%)			
Sogakope	Demand forecast(Distribution)(MVA)	10	11	14			
	Substation Capacity(MVA)	15	15	15			
	Substation Loading(%)	(64%)	(77%)	(95%)			
Aflao	Demand forecast(Distribution)(MVA)	12	14	18			
	Substation Capacity(MVA)	33	33	33			
	Substation Loading(%)	(36%)	(43%)	(54%)			
Kpong	Demand forecast(Distribution)(MVA)	28	34	44			
	Substation Capacity(MVA)	66	66	66			
	Substation Loading(%)	(43%)	(52%)	(67%)			
Sunyani (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	20	24	29		Planned Project to replace 1No. 161/34.5/11.5kV, 20/12.5/12.5MVA transformer with a 161/34.5/11.5kV, 33/25/12.5MVA transformer by 2012.	Upgrading is needed for Sunyani BSP
	Substation Capacity(MVA)	25	25	25			
	Substation Loading(%)	(81%)	(96%)	(117%)			
Sunyani (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	12	15	18			
	Substation Capacity(MVA)	12.5	12.5	12.5			
	Substation Loading(%)	(99%)	(116%)	(142%)			
Techiman (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	9	10	12	Committed Project (Substations Upgrade Project - Package C) to install 1No. 161/34.5/11.5kV, 20/12.5/12.5MVA transformer in addition to the existing transformer by 2012.		
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(74%)	(41%)	(47%)			
Techiman (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	6	7	8			
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(51%)	(28%)	(32%)			
Tamale (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	6	7	8		Planned Project to replace 2No. 161/34.5/11.5kV, 20/12.5/12.5MVA transformers with 2No. 161/34.5/11.5kV, 33/25/25MVA transformers by 2012.	Upgrading is needed for Tamale BSP
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(45%)	(26%)	(33%)			
Tamale (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	18	21	27			
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(144%)	(86%)	(106%)			
Yendi	Demand forecast(Distribution)(MVA)	9	11	13		Planned Project to install 1No. 161/34.5kV, 13MVA transformer in addition to the existing transformer by 2012.	
	Substation Capacity(MVA)	13.3	26.3	26.3			
	Substation Loading(%)	(68%)	(40%)	(49%)			
Bolgatanga (161/34.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	7	9	10		Planned Project to install 1No. 161/34.5/11.5kV, 20/12.5/12.5MVA transformer in addition to the existing transformer by 2012.	
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(60%)	(35%)	(42%)			
Bolgatanga (161/11.5kV)	Demand forecast(Distribution)(MVA)	6	6	8			
	Substation Capacity(MVA)	12.5	25	25			
	Substation Loading(%)	(45%)	(26%)	(31%)			
Sawla	Demand forecast(Distribution)(MVA)	7	8	10			
	Substation Capacity(MVA)	13.3	13.3	13.3			
	Substation Loading(%)	(52%)	(60%)	(72%)			

6. 2 配電網更新・増強・延伸計画の策定結果

6. 2. 1 更新計画策定結果

本件調査では劣化した配電設備について、公衆保安上あるいは供給信頼度上、著しく影響を及ぼすおそれがあると考えられる劣化設備を対象として更新箇所を選定した。主な改修項目としては、中圧配電線、配電用変圧器、開閉器、碍子、支持物に関する劣化改修が挙げられる。

具体的な更新計画（施設数および対策費用）は以下のとおり。

表 6-13 ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果（施設数）

事業者／事業所		更新が必要な施設数					
		中圧電線 (km)	変圧器 (台)	開閉器類 (台)	がいし (個)	支持物 (本)	支線、腕金等 (箇所)
ECG	Accra East	58	—	5	243	—	—
	Accra West	28	21	1	—	—	—
	Tema	—	—	15	—	—	—
	Ashanti East	84	—	3	—	55	—
	Ashanti West	86	—	8	—	—	—
	Western	—	—	9	3,726	74	—
	Eastern	30	17	—	—	—	—
	Central	12	—	—	3,330	17	563
	Volta	28	5	62	1,090	160	—
ECG(Total)		326	43	103	8,389	306	563
VRA-NED (Total)		—	38	12	—	—	—

表 6-14 ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果（対策費用）

[単位：1,000US\$]

事業者／エリア		対 策 費 用 [単位：千 US\$]						合計
		中圧電線	変圧器	開閉器類	がいし	支持物	支線、腕金等	
ECG	Accra	540	562	35	17	—	—	1,153
	Tema	—	—	69	—	—	—	69
	Ashanti	3,221	—	990	—	90	—	4,301
	Western	—	—	226	253	79	—	558
	Eastern	335	270	—	—	—	—	606
	Central	75	—	—	226	42	116	459
	Volta	174	55	1,152	74	245	—	1,701
ECG (Total)		4,344	888	2,472	570	456	116	8,847
VRA (Total)		—	449	359	—	—	—	808

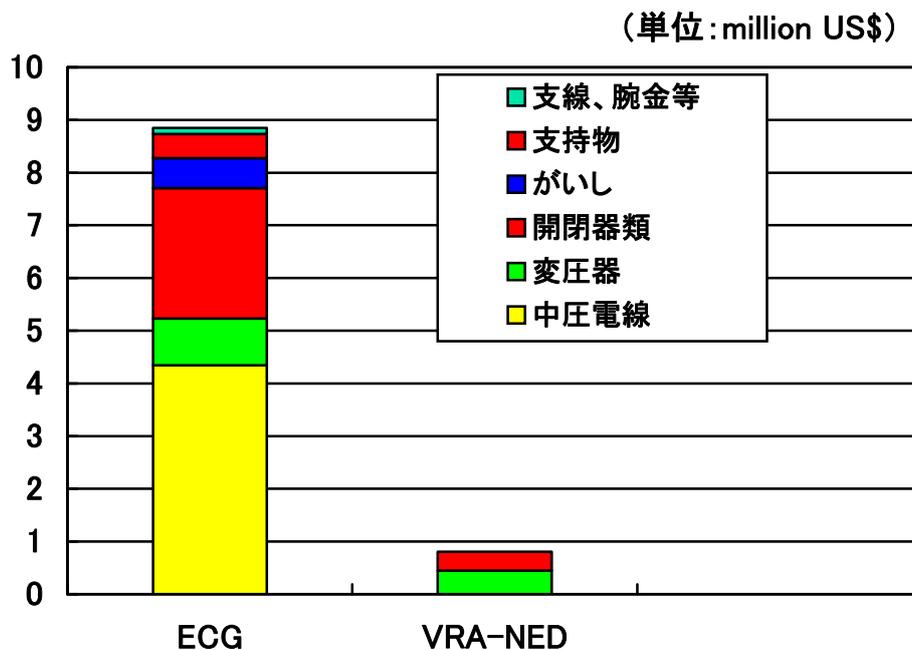


図 6-24 ECG および VRA-NED の配電網更新計画策定結果

更新の対象となる配電設備および対象数は、ECG および VRA-NED 間、あるいは ECG 各事業所間で大きく異なる。これに関しては、各事業所が独自の配電設備の劣化・取替に関する判断基準もしくは考え方に基づいて策定したものであり、ECG 全事業所で統一の判断基準なるものはない。ただし、劣化・取替に関する判断基準は、設備更新に充当できる費用、必要とされる供給信頼度、各エリアの設備の設置状況等いろいろな要素がからんでくるため、必ずしも ECG あるいは VRA-NED として全社で統一した判断基準を定めた方が良いということではない。

策定の結果、ECG および VRA-NED で配電網更新にかかる費用は、それぞれ 880 万 US\$ および 80 万 US\$ となった。

配電設備は送電設備や変電設備とは異なり、「第 9 章 9.6 配電設備保守体制」で後述するとおり、予防保全に依る場合が一般的である。したがって、設備更新に充当できる費用が潤沢でない場合については、更新対象としてリストアップされた設備であっても、使用限界まで使用した段階で取替を図るのが普通であると考えられる。しかし、計画的な更新をしない場合でも、設備故障後の設備更新を回避することは実質できないため、予算としてある程度の更新費用は確保しておく必要がある。

6.2.2 増強計画策定結果

年次ごとの需要増に対して個々の配電線の電流値および電圧降下値が以下の条件を満たさなくなった場合に、需要増に対応するため増強を行う。需要想定で割り出した年需要増加率をもとに各年次の配電線電流を計算で求め、それを既設配電線に適用した結果をもとに需要増に対応するための増強対策の内容および年次を決定している¹。

配電線の解析結果を図 6-25 および図 6-26 に示す。これらの図からも分かるとおり、多くの中圧配電線において現時点で既に、電流あるいは電圧の基準値を満足していない状態にあることが分かる。具体的には ECG においては電流値、VRA-NED については電圧降下が基準値を超過しており、

¹ カウンターパートとの協議の結果、マスタープラン作成時における電流許容値は電線の定格電流値を上限とした。

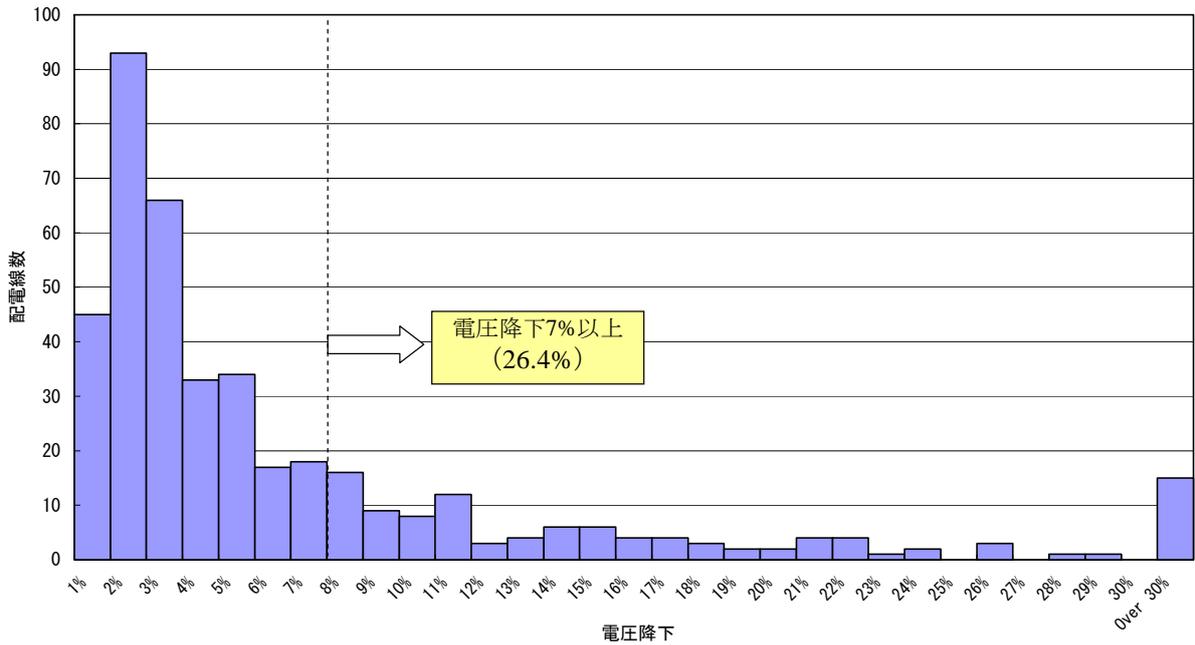
この結果は、両社の地域特性を反映しているものと考えられる。

表6-15に計画した増強計画の対策の内訳を、表6-16に対策費用を示す。増強計画の策定結果詳細は、添付6.2.2に示す。その結果、ECGで40,740千US\$、VRA-NEDで6,522千US\$の増強計画を計画した。工事の実施時期は基準値を超過する年とし、その場合の年度ごとの増強計画のための工事資金は、図6-27のとおりとなる。

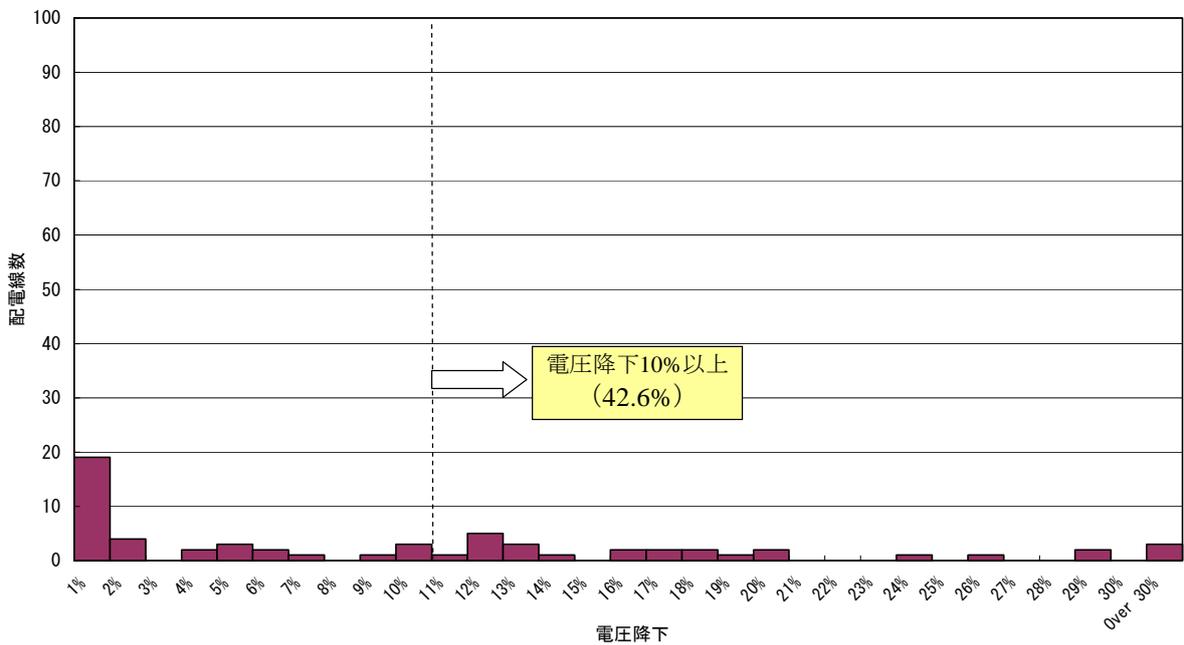
これまでの増強対策実施が滞っていると考えられることから、至近年（2008年～2010年）での増強対策の工事資金が多くなっている。

ECGに関しては、ピークである2008年を除いた対策費用の2009年～2017年の9年間の平均値は、約2,600千US\$/年であり、2017年以降も恒常的にこの程度の増強対策が年次毎に必要なと考えられる。

また電圧降下については、各社の基準に基づき ECG が 7%、VRA-NED が 10% を上限とした。

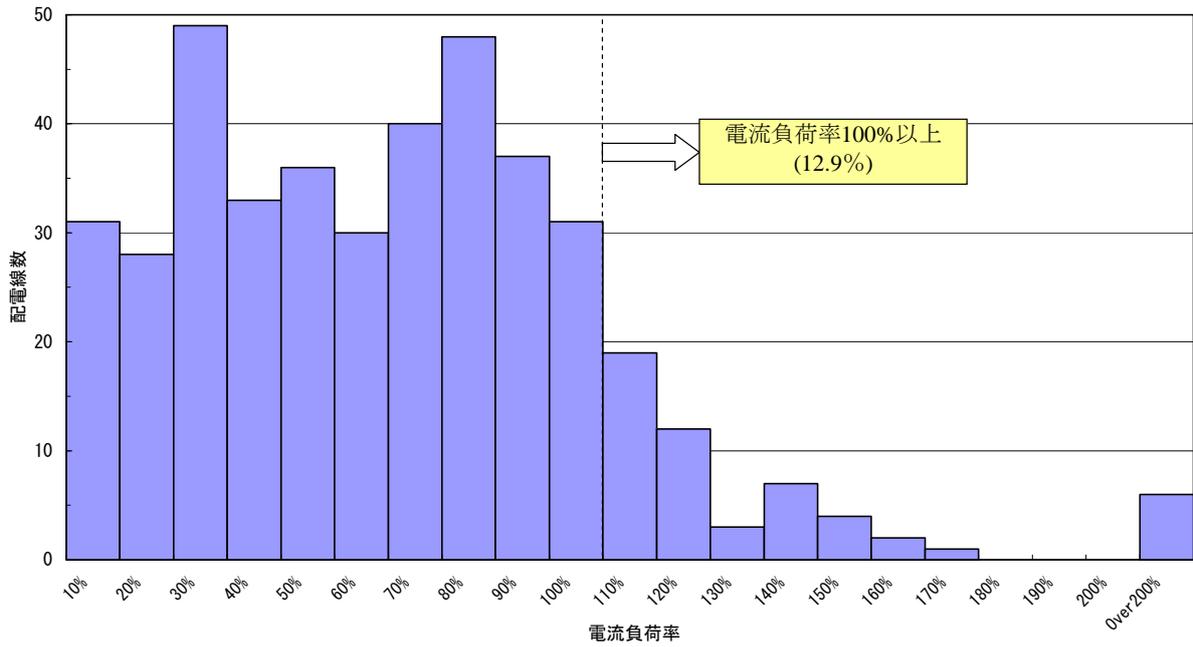


(a) ECGの解析結果

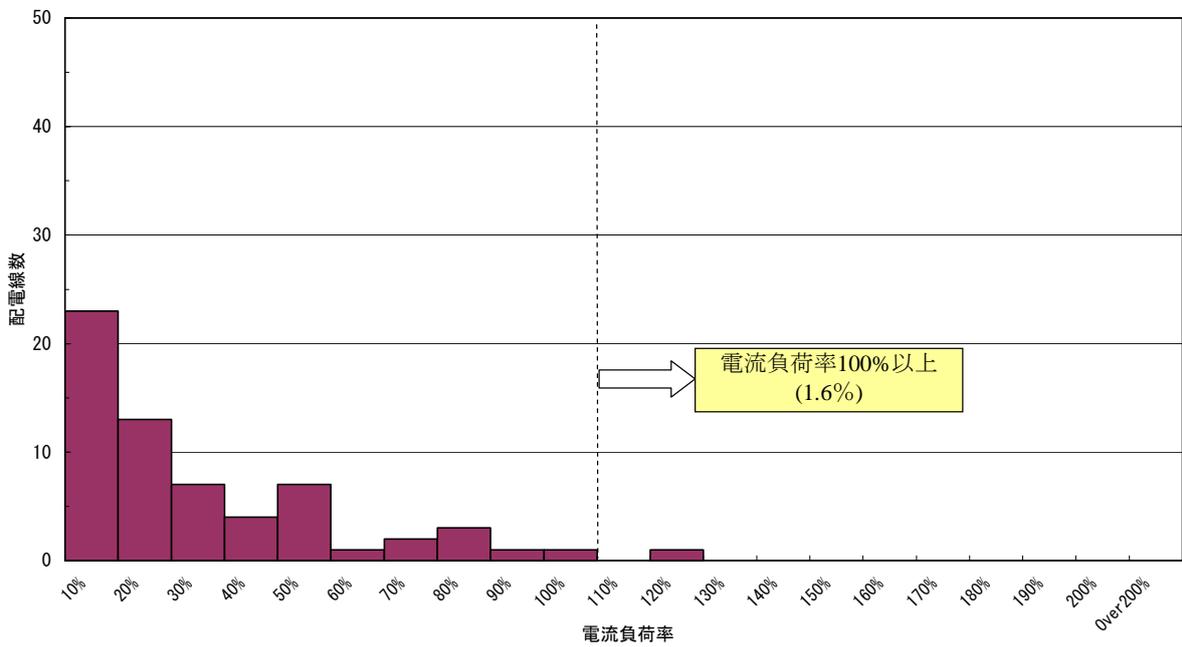


(b) VRA-NEDの解析結果

図 6-25 配電線電圧降下解析結果(2007年度)



(a) ECG の解析結果



(b) VRA-NED の解析結果

図 6 - 2 6 配電線電流負荷率解析結果 (2007 年度)

表6-15 増強計画（対策別配電線数）

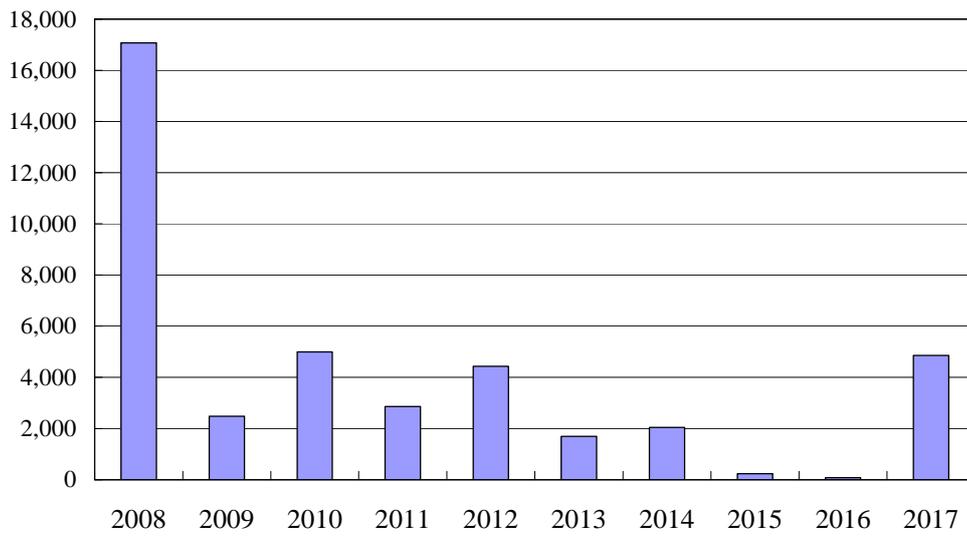
事業者／事業所		配電線増強計画（フィーダー数）							合計
		33kV/11kV 変電所の新設 （33kV 配電線新設等の付帯を含む。）	配電線の新設	電線の太線化		配電線電圧の昇圧	Capacitor Bank, Condensor もしくは Booster の設置	開閉所新設による負荷の緩和	
				架空電線	ケーブル				
ECG	Accra	54	17	1	20	0	2	0	94
	Tema	3	4	1	5	0	1	0	14
	Ashanti	9	8	3	1	0	4	0	25
	Western	1	0	7	4	1	0	1	14
	Eastern	3	2	1	1	2	0	0	9
	Central	6	1	0	0	0	2	0	9
	Volta	1	4	1	0	0	1	0	7
ECG(Total)		77	36	14	31	3	10	1	172
VRA-NED (Total)		2	4	14	0	3	1	0	24

表 6 - 1 6 増強計画（対策費用）

（単位：1,000 US\$）

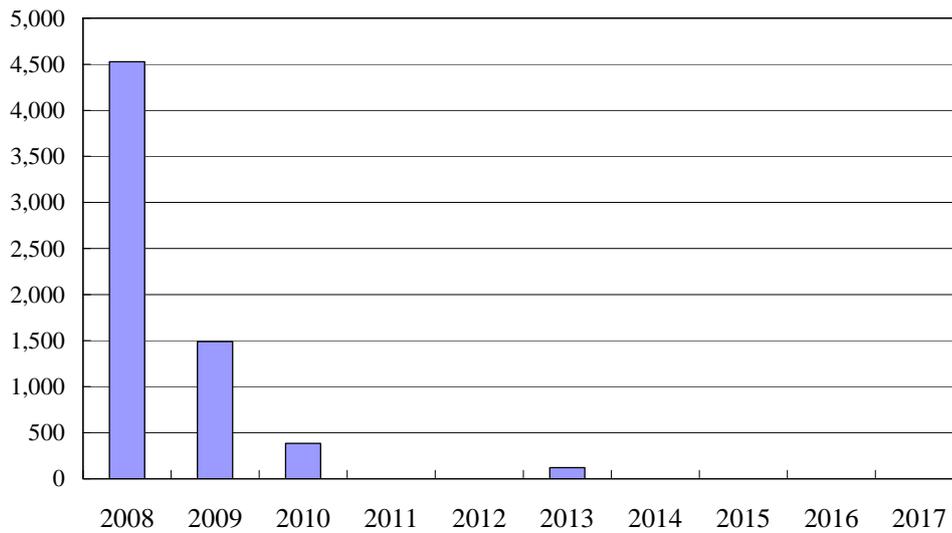
事業者／エリア		配電線増強計画（対策費用、ただし変電所新設費用を除く）							
		33kV/11kV 変電所 の新設 (33kV 配電線新設 等の付帯を含む。)	配電線 の新設	電線の太線化		配電線電圧 の昇圧	Capacitor Bank, Condensor もしく は Booster の設置	開閉所の新設に よる負荷の緩和	合 計
				架空電線	ケーブル				
ECG	Accra	0	4,903	103	14,407	0	12	0	19,425
	Tema	0	1,387	358	760	0	1	0	2,506
	Ashanti	0	996	240	93	0	24	0	1,353
	Western	745	0	4,590	831	719	0	400	7,285
	Eastern	3,733	1,396	374	189	1,886	0	0	7,578
	Central	0	85	0	0	0	4	0	89
	Volta	243	1,461	700	0	0	100	0	2,504
ECG(Total)		4,721	10,228	6,365	16,280	2,605	141	400	40,740
VRA-NED (Total)		2,337	722	1,490	0	1,873	100	0	6,522

(単位：千 US\$)



(a) ECG の配電網増強計画

(単位：千 US\$)



(b) VRA-NED の配電網増強計画

図 6-27 ECG および VRA-NED の配電網増強計画

ECGの場合、アクラ、アシャンティおよびセントラル地区で、GEDAPによる配電用変電所の新增設計画が予定されていること、および既設の変電所において配電線引き出し口、配電盤および変圧器の容量等に余裕があることから配電線の新設が可能である場合があることから、変電所等の新增設や配電線の新設等の対策が挙げられている場合が多い。これに対してVRA-NEDの場合、変電所の密度が比較的疎らであること、また電流値超過対策よりもむしろ電圧降下対策が主要であることから、架空電線・ケーブルの太線化、配電線電圧の昇圧等の対策が挙げられるケースが多い。

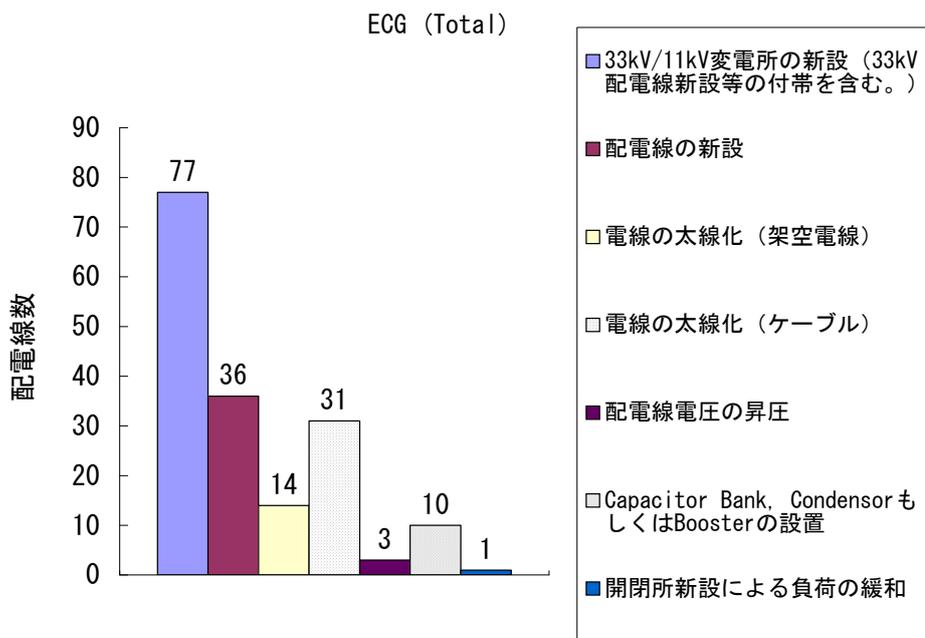


図6-28 ECGの配電線増強計画 (対策別配電線数)

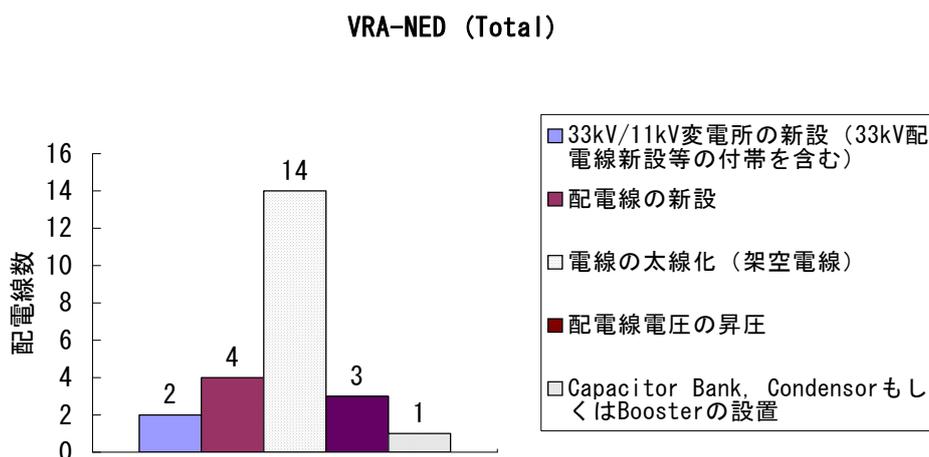


図6-29 VRA-NEDの配電線増強計画 (対策別配電線数)

図6-30に各配電線の対策工事費の分布を示す。この図から多くの対策工事費は数十万US\$規模の小規模工事であるが、百万US\$を超える大規模工事もECGにおいて11件、VRA-NEDにおいて2件必要となる。その概要を表6-17に示す。

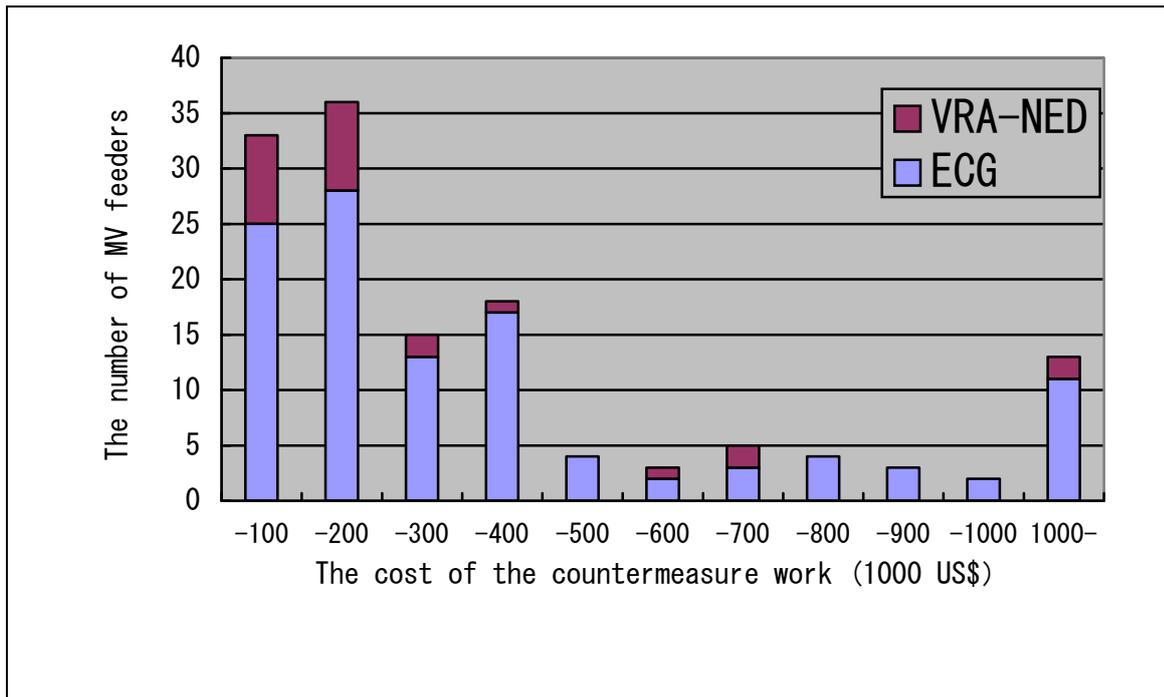


図 6 - 3 0 各配電線の対策工事費の分布

表 6-17 大規模工事一覧

事業所	変電所	配電線	対策工事	必要年次	対策工事費 (1000US\$)
Accra	Main H	H08(H24)	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 15km)	2013	1,039
Accra	Main K	K05(K150)	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 18km)	2008	1,246
Accra	Main K	K13(K13)	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 17km)	2014	1,177
Accra	Main L	L11(L01)	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 17km)	2017	1,177
Accra	Main M	M01 (Old Legon 1)	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 16km)	2011	1,108
Accra	Main D	D16	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 6x630mm ² Cu, 3.2km)	2008	2,032
Western	Dwenase	Juaboso	架空電線の張替 (120mm ² AAC → 240mm ² AAC, 約 60km,)	2012	1,942
Eastern	Tafo	Kibi / Suhum	11kV を 33kV に昇圧する。	2008	1,270
Eastern	Tafo	Tafo	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変 電所 (10MVA) を新設して、既設 の Tafo 配電線の途中につなげ る。	2008	1,743
Eastern	Akwatia	Asamankese	Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、 さらにその先に 33kV/11kV の変 電所 (5MVA) を新設して、既設 の Asamankese 配電線の途中につ なげる。	2008	1,425
Volta	Kpandio	"HOHOE- JASIKAN"	11kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 48km)	2009	1,024
VRA-NED	Tamale	28F3B	Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新 設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Tolon 付近) して、既設 の 28F3B 配電線の途中につなげ る。	2008	1,292
VRA-NED	Sunyani	27F8B	Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、 さらにその先に 34.5kV/11.5kV の 変電所 (5MVA) を新設 (Chiraa 付 近) して、既設の 27F8B 配電線 の途中につなげる。	2008	1,045

また変電所単位のプロジェクトとして考えた場合の対策工事費の分布を図 6-31 に示す。変電所単位では 200 万 US\$ を超えるような大型プロジェクトとして、アクラの Main H、Main K、Main H、Main D 変電所プロジェクト、およびイースタンの Tafo、Akwatia 変電所プロジェクトの 6 件名があがっている。

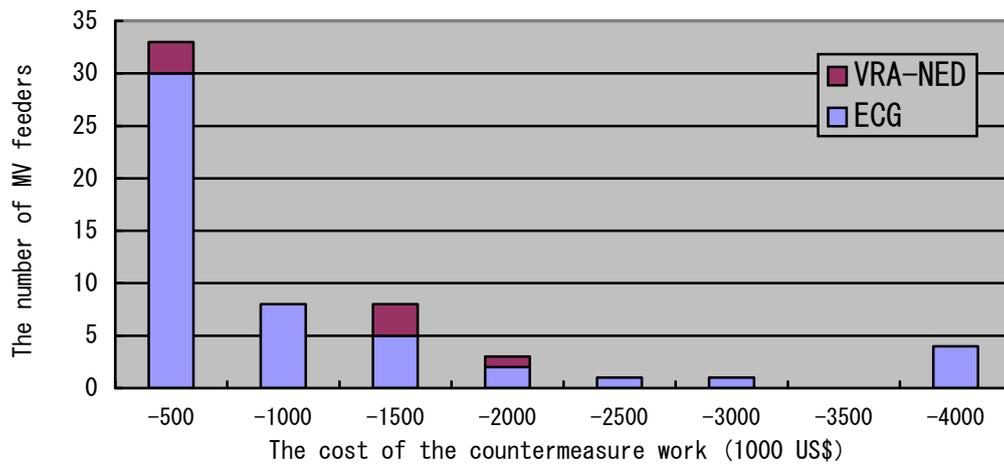


図 6-31 変電所単位での対策工事費の分布

表 6-18 Two million US 以上のプロジェクト

事業所	変電所	工事費用 (1000 US\$)
Accra	Main H	3,800
Accra	Main K	3,533
Accra	Main L	2,456
Accra	Main D	3,978
Eastern	Tafo	3,518
Eastern	Akwatia	2,932

6. 2. 3 延伸計画策定結果

(1) マスタープラン策定結果

配電網延伸計画の策定結果は、表6-19、表6-20および添付6. 2. 3のとおりである。またこの計画について必要となる費用を算定した結果、対象となる472村落を電化するのに必要な費用は、約103百万US\$と試算される。なお1村落あたりの電化費用は22万US\$、1需要家あたりでは1,500US\$との試算結果となった。

表6-19 電化費用

	村落数	需要家数	電化費用		
			総費用 (百万US\$)	1村落あたり の電化費用 (1,000US\$)	1需要家あたり の電化費用 (US\$)
ECG	226	40,265	58.4	258.3	1,450
VRA-NED	246	28,861	44.4	180.5	1,540
合計	472	69,126	102.8	217.8	1,500

この結果に基づくと、10年間で電化率を10%向上させるには年間40~50百万US\$が必要との試算結果となる。

次に工事費の内訳を見ると、全体の8割以上を支持物も含めた中圧および低圧配電線の費用が占めていることが分かる。このことから、電化費用の削減については中圧、配電線費用のコストダウンを検討することが有効であると考えられる。中圧線については動力負荷が見込まれないような地域は単相2線式で供給を行うことが考えられる。また低圧配電線については、適切な配電用変圧器の配置により、配電線の延長を短くすることはロス低減の観点からも重要である。

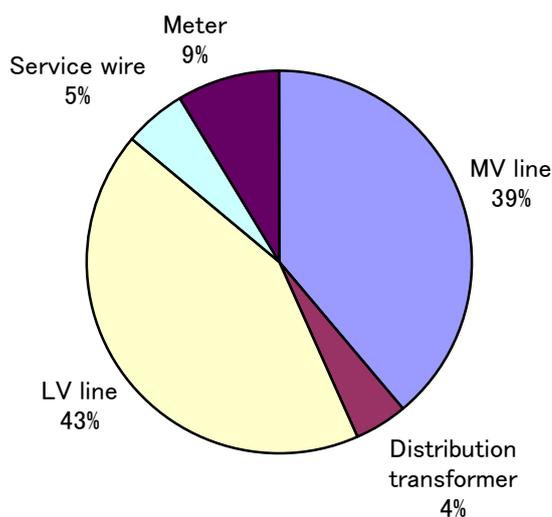


図6-32 電化費用の内訳

表 6-20 配電網延伸計畫一覽

Regional Name	Substation	No. of u.e. Villages	Total Population	No. of Facilities	Total Demand (kW)	Construction or Installation Cost (US\$)					
						MV Line	Secondary S/S	LV line	Service Wire	Meter	Total
Great Accra	Mallam	12	9,554	1,632	250.56	973,340	121,681	1,043,143	122,387	212,137	2,472,687
	New Tema	1	634	108	16.63	556,555	10,140	69,223	8,122	14,077	658,116
	Achimota	23	30,375	5,188	796.68	991,951	219,743	3,316,461	389,104	674,447	5,591,705
Ashanti	Obuasi	2	2,395	409	62.81	379,566	20,280	261,495	30,680	53,179	745,200
	New Obuasi	3	3,688	630	96.73	541,628	30,420	402,670	47,243	81,888	1,103,850
	Bekwai	4	6,169	1,054	161.80	392,361	29,846	673,555	79,025	136,976	1,311,763
	Kumasi	6	5,321	909	139.56	283,608	55,483	580,968	68,162	118,147	1,106,369
	Barekese	3	2,999	512	78.66	223,901	22,384	327,443	38,417	66,590	678,735
Western	Daboase	3	2,635	450	69.11	744,206	22,384	287,700	33,754	58,508	1,146,551
	Asawinso	3	4,440	758	116.45	255,887	30,420	484,777	56,876	98,586	926,546
	Takoradi	2	1,684	288	44.17	255,887	20,280	183,866	21,572	37,392	518,997
	Axim	3	2,351	402	61.66	373,169	30,420	256,691	30,116	52,202	742,599
	Tarkwa	3	2,447	418	64.17	270,814	22,384	267,173	31,346	54,333	646,051
	Prestea	2	1,985	339	52.06	511,775	20,280	216,730	25,428	44,075	818,288
	Bogoso	2	1,693	289	44.40	300,668	20,280	184,848	21,687	37,591	565,075
Eastern	Akwatia	7	8,908	1,521	233.63	629,056	56,141	972,610	114,111	197,793	1,969,713
	Oda	6	4,120	704	108.06	838,031	60,841	449,838	52,777	91,480	1,492,967
	Tafo	55	53,916	9,209	1,414.07	4,478,988	444,904	5,886,759	690,664	1,197,151	12,698,466
	Koforidua	6	5,917	1,011	155.19	473,392	60,841	646,041	75,797	131,381	1,387,451
	Nkawkaw	12	8,830	1,508	231.58	1,458,558	95,469	964,094	113,112	196,061	2,827,294
Central	Asebu	1	2,727	466	71.52	38,383	11,458	297,744	34,933	60,550	443,069
	Winneba	28	29,822	5,094	782.17	2,210,322	250,204	3,256,082	382,020	662,168	6,760,796
	Cape Coast	6	4,755	812	124.70	839,192	47,447	519,169	60,912	105,580	1,572,300
	Saltpond	1	600	102	15.74	31,986	7,461	65,510	7,686	13,322	125,966
	Damang	11	10,196	1,741	267.40	1,507,210	111,541	1,113,239	130,611	226,392	3,088,993
	Dunkwa	6	7,223	1,234	189.45	605,987	62,158	788,635	92,527	160,379	1,709,687
Volta	Keta	2	3,508	599	92.00	119,414	21,598	383,017	44,937	77,892	646,858
	Afao	6	5,471	934	143.49	607,732	60,841	597,345	70,084	121,478	1,457,480
	Asiekpe	3	7,046	1,203	184.79	562,952	24,968	769,310	90,259	156,449	1,603,939
	Kpeve	1	825	141	21.64	394,493	7,461	90,077	10,568	18,318	520,918
	Tsito	1	1,705	291	44.72	21,324	10,140	186,159	21,841	37,858	277,321
	Hohoe	2	1,806	308	47.36	481,921	20,280	197,186	23,135	40,100	762,623
Northern	Sawala	14	12,985	1,539	211.14	2,996,014	141,961	983,628	115,404	200,034	4,437,042
	Yendi	6	6,937	822	112.80	518,172	60,841	525,486	61,653	106,864	1,273,015
	Tamale	9	8,161	967	132.70	1,174,949	95,469	618,205	72,531	125,720	2,086,874
Brong Ahafo	Wenchi	4	6,020	1,028	157.88	245,225	31,738	657,287	77,116	133,668	1,145,035
	Brekum	2	3,257	556	85.42	281,476	20,280	355,612	41,722	72,318	771,409
	Techiman	6	6,297	1,076	165.14	910,532	60,841	687,531	80,665	139,819	1,879,387
Upper East	Bawku	53	47,809	5,665	777.40	3,226,698	537,425	3,621,586	424,902	736,498	8,547,108
	Bolgatanga	97	89,637	10,622	1,457.49	4,183,754	860,370	6,790,104	796,649	1,380,858	14,011,735
	Navrongo	38	37,998	4,503	617.86	1,676,447	375,183	2,878,391	337,707	585,359	5,853,088
Upper West	Wa	17	17,574	2,083	285.74	2,476,872	167,024	1,331,250	156,189	270,727	4,402,063
Sub-total (ECG area)		226	235,745	40,265	6,182.96	22,354,257	2,030,182	25,739,559	3,019,893	5,234,482	58,378,373
Sub-total (VRA-NED area)		246	236,675	28,861	4,003.57	17,690,140	2,351,133	18,449,080	2,164,538	3,751,866	44,406,756
Total		472	472,420	69,126	10,186.53	40,044,397	4,381,314	44,188,638	5,184,432	8,986,348	102,785,129

(2) 配電網延伸に関する考察

ア. 電化の実施方法

今回の計画では、既設配電線により近い配電線から順次電化をしていくような計画を立案した（方式1）。一方、SHEP などこれまでのガーナにおける電化手法は、先ず電化対象となる村落を決定し、その村落のみを対象とした電化計画を立案している（方式2）。この2つの計画手法について費用と便益について検討を行った。

今回の計画に含まれる、Nayiri Kologu はアッパー・イースト州の Builsa 郡は既設配電線からおおよそ 20 km 離れた村落であるが、今回の計画では Nayiri Kologu のみならず、その手前にある 15 の村落から順次電化していく計画（方式1）としている。

この手法では Nayiri Kologu のみを電化する場合（方式2）と比べて、個々の村落を電化するのに必要となる配電用変圧器、低圧配電線、引込線等の費用がかかるためコストは 3.5 倍かかるものの、2つの方式の中圧配電線費用にさほど差が生じないことから、1 村落あたりの電化費用は 7% 程度となり、同じ電化費用で 10 倍以上の村落の電化が可能となるという結果となった。

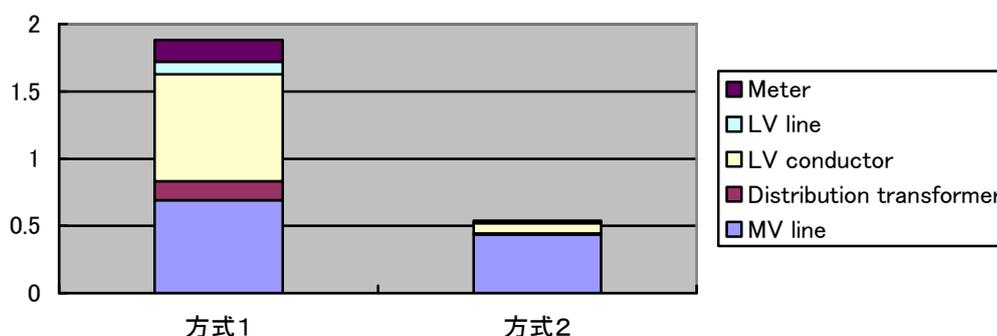


図 6-33 電化方式の費用の比較

表 6-21 電化方式の費用と便益

		方式1 (A)	方式2 (B)	A/B
電化費用 (1,000US\$)		1,883.3	540.5	3.5
便益	電化村落数	14	1	14
	電化口数	1,245	112	11.1

電化計画については、学校、病院等の施設をもつ規模の大きい村落を優先して実施する等、政策面で優先順位を決めることも重要であるが、着実に電化率を高めていくという観点からは村落ごとの優先順位を付けるのではなく、エリアとして優先順位をつけてエリア内の村落全てを電化していくといった方法をとることが望ましいと考える。



図 6-34 アッパーイースト州の電化計画



図 6-35 方式 1 による電化



図 6-36 方式 2 による電化

イ. 電化設計時の配電会社の関与

ガーナではこれまで地方電化は、MOE あるいは地方政府が計画を行い実施しているが、設計および工事施工はコントラクターが実施し、その過程において ECG、VRA-NED に対して技術的確認が行われることはない。このため既に電圧降下が著しい中圧配電線からさらに配電線が延伸される事態もしばしば起こっており、こうした設備を移管される配電会社はメンテナンスに苦慮している実態になる。

今後、電化計画は新たに設立される地方電化局（Rural Electrification Agency）により行われることになるが、設計の段階では ECG、VRA-NED が参画するような体制を構築する必要があると考えられる。

ウ. 未電化村落に関する情報整備

電化計画を立案するためには、未電化村落の位置や人口などの基礎情報の整備が不可欠である。未電化村落については未だ 50,000 以上の村落が存在すると推定できるため、個別に情報を収集、整備するのは極めて困難な作業となる。したがって情報整備はセンサスの機会などに同調して効率的に実施する必要がある。

6. 3 マスタープラン実施計画

6. 2では技術的見地に基づいたマスタープランを示した。安定供給の観点からは、需要に対して適切な容量の設備を構築することが必要であるため、本来は6. 2のマスタープランをそのまま実施計画とすべきところであるが、資金計画との整合性を図るために、配電網増強計画については至近年については、許容できる範囲の中で工事計画の繰り延べについて検討した。

なお、現状のSHEPの仕組みにおいて、配電網延伸計画（地方電化計画）はMOEあるいはローカルガバメントおよび当該村落が負担しており、ECG、VRA-NEDの予算で実施されていないことから、更新計画、増強計画とは分けて検討した。

(1) 一次変電所・準送電線実施計画

工事計画の遅延がエリア全体に影響することから、マスタープランの計画どおり実施する計画とした。表6-22に一次変電所・準送電線計画の一覧を示す。また配電網増強計画において、表6-23のとおり、対策工事として一次変電所の新設を検討した配電線がある。なお、一次変電所・準送電線計画については、工事費用の規模が大きいため、資金ソースを担保しながら実施計画を立案していく必要がある。

(2) 配電網更新・増強・実施計画

(ア) 配電網更新計画

配電網更新計画については、選定した更新必要カ所について5カ年で改修する計画とし、年間に必要となる資金規模を実施計画に計上した。なお、具体的な実施カ所については緊急性、他工事との同調等を考慮し、ECG、VRA-NEDが個別に検討することが望ましい。配電網更新計画については、選定した更新必要カ所について5カ年で改修する計画とし、年間に必要となる資金規模を実施計画に計上した。具体的にはECGで885万US\$、VRA-NEDが81万US\$と見積もっている。このため、この対策工事を5年で実施する場合に必要な工事資金は、ECGが年間177万US\$、VRA-NEDが16万USDとなる。なお、今後も新たな更新必要カ所が発生することから、この工事資金は5年後以降も計上しておく必要があると考えられる。

(イ) 配電網増強計画

マスタープランの結果を見ても分かるとおり、現時点において既に基準値を超過している配電線が相当数存在することから、至近年での工事の必要性が高くなり、必然的に2008年から2010年の工事費用が多くなっている。このため次の方針に基づき工事計画の繰り延べについて検討を行った。

a) ECG

電流超過を許容することは、配電線故障につながるおそれがあるため、至近年（2011年まで）の電圧降下のみ、基準値の7%から10%に緩和することで、工事計画の繰り延べを行った。また一次変電所新設、11kVから33kVの昇圧工事とケーブルの張替工事については、工事規模が大きくなることから2008年の実施は事実上困難と判断し、2009年以降の計画に変更した。

b) VRA-NED

VRA-NEDについてもECGと同様の考え方にに基づき、2011年までの電圧降下の基準

値を 10%から 20%に緩和することで、工事計画の繰り延べを行った。また一次変電所
新設、11kV から 34.5kV の昇圧工事については 2009 年以降の計画に変更した。

この考え方にに基づき、各対策工事の実施年は、表 6-24 および 6-25 のとおり変更した。
また事業所毎の配電網増強計画の策定結果を表 6-26～表 6-35 に示す。

以上の結果をまとめると、一次変電所・準送電線および配電網更新・増強実施計画は図 6-
37 および図 6-38 のとおりとなる。なお、配電網増強計画からその必要性が判明した表の
7 箇所的一次変電所の新設については、一次変電所計画として同図に反映されている。

表6-22 一次変電所・準送電線計画一覧

地域	設備名称	対策	コスト (1,000US\$)	対策年	
ECG	Accra	H(Achimota)-E	H-E 間、630ALXLPE 2 回線 新設 (2 回線×6.3km)	1,323	2016 年
	Tema	H(Tema)-A	H-A 間、630ALXLPE 1 回線 新設 (5.6km)	588	2016 年
		Kpong 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2016 年
	Ashanti	A-KTI	A-KTI 間、630ALXLPE 1 回線新設 (5.0km)	525	2017 年
	Western	Atuabo 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年
		Axim 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2015 年
	Eastern	ODA 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2012 年
	Central	Saltpond 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年
	Volta	Kpeve 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2009 年
		Tsito 変電所	10MVA 変圧器増設	200	2015 年
Hohoe 変電所		10MVA 変圧器増設	200	2012 年	
ECG 合計			4,036	—	
VRA- NED	Sunyani	Sunyani-Brekum	キャパシタバンク 3,000kVar 設置	4	2010 年
			120mm ² →200mm ² AAC 増強	616	2010 年
		Sunyani-Mim	キャパシタバンク 4,000kVar 設置	6	2010 年
		Brekum 変電所	5MVA 変圧器増設	83	2009 年
	Upper East	Bawku 変電所	3MVA 変圧器増設	48	2009 年
		Navrongo 変電所	3MVA 変圧器増設	48	2016 年
	Upper West	Sawla-Wa	キャパシタバンク 2,000kVar 設置	3	2011 年
		Wa 変電所	5MVA 変圧器増設	83	2010 年
VRA-NED 合計			891	—	
ガーナ合計			4,927	—	

(出所) 調査団作成

表 6-23 配電網増強計画から必要性が判明した一次変電所新設計画一覧

事業所	変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	対策費用 [1,000 US\$]
Eastern	Tafo	Tafo	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	1,743
	Akwatia	Asamankese	Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげる。	1,425
	Nkawkaw	Mountains	架空電線の張替(16mm ² Cu→120mm ² AAC, 32km)し、33kV/11kV の変電所 (5MVA) を途中で設けて、既設の Mountains 配電線の負荷の一部を、“Donkorkrom”配電線に移し替える。	898
Western	Atuabo	Manganese	11kV を 33kV に昇圧し、33kV/11kV の変電所(5MVA)を新設する。	312
Volta	Tsito	Peki	負荷分布の中心部分に 33kV/11kV 変電所 (10MVA) を設置し 33kV 配電線 (120mm ² AAC, 2km) を新設して接続し負荷を分割する。	343
VRA-NED	Tamale	28F3B	Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	1,292
	Sunyani	27F8B	Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Chiraa 付近) して、既設の 27F8B 配電線の途中につなげる。	1,045

(出所) 調査団作成

表6-24 実施計画で実施年を変更した対策工事一覧 (ECG)

事業所	変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
				変更前	変更後
Accra West	Main D (Avenor)	D16	ケーブルの張替 (185mm ² Al →6x630mm ² Cu, 3.2km)	2008	2009
Eastern	Tafo	Kibi/Suhum	11kV を 33kV に昇圧する。	2008	2010
		Tafo	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	2008	2010
		Koforidua	Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 17km) を新設して既設の Koforidua 配電線につなげる。	2008	2009
	Akwatia	Akwatia	11kV を 33kV に昇圧する。	2008	2010
		Asamankese	Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげる。	2008	2009
Western	Atuabo	Manganese	11kV を 33kV に昇圧し、 33kV/11kV の変電所(5MVA)を 新設する。	2008	2010
Volta	SOGAKOPE	SOGA- AKATSI	33kV 配電線を新設して、Keta 配電線を Akatsi と Sogakope から分割する。(120mm ² AAC, 12.5km)	2008	2009
	Anloga	Keta	架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 3.5km) (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 14.4km) (70mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2.4km)	2008	2009

(出所) 調査団作成

表 6-25 実施計画で実施年を変更した対策工事一覧 (VRA-NED) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
			変更前	変更後
Tamale	28F3B	Tamale BSP から 34.5kV 配電線(185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	2008	2011
	28F4B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2009	2011
	28F6B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2008	2009
	28F9B	11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2010	2012
Brekum	Sunyani - Brekum (27F1Y)	Brekum 変電所にキャパシタ・バンクを設置 (3,000kVar) 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 200mm ² AAC, 43km)	2010	2012
	"Brekum - Dormaa (BRYF2)"	架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 31km)	2009	2011
	Brekum F1 (BRBF1)	11kV を 34.5kV に昇圧および 架空電線の張替(35mm ² Cu, 50mm ² AAC → 200mm ² AAC, 23km)	2008	2009
	Brekum F2 (BRBF2)	架空電線の張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2008	2012
Sunyani	"Sunyani- Mim (27F5Y)"	電圧改善のために Mim 開閉所に キャパシタ・バンクを設置 (4,000kVar)	2010	2011
	"Mim/Goaso /Hwidien (MMF1Y)"			
	Scanstyle (MM2FY)			
	Ayum(MMF3Y)			
	Sunyani F3 (27F3B)	11.5kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 13km)	2008	2009
	Sunyani F7 (27F7B)	架空電線の張替 (35mm ² AAC → 100mm ² AAC, 7km)	2008	2012
Sunyani F8 (27F8B)	Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さら にその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA)を新設 (Chiraa 付近) して、 既設の 27F8B 配電線の途中につなげ る。	2008	2009	

(出所) 調査団作成

表6-25 実施計画で実施年を変更した対策工事一覧 (VRA-NED) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	実施年	
			変更前	変更後
Sawla	Sawla-Wa (38YF6)	電圧改善のために Wa 変電所に キャパシタ・バンクを設置 (2,000kVar)	2011	2012
	Wa-Hamile (WAFY1)			
	Wa Township 1 (479BF1)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2009	2010
	Wa Township 3 (479BF3)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 5km)	2008	2010
Yendi	Bimbilla (35F5Y)	電圧を昇圧するため、10MVA の Booster Station を設置する。	2008	2011
Bolgatanga	29F1B (BOLGA)	フィーダー立ち上がり部分のケーブル を 185mm ² Al XLPE に張替および架空 電線を張替 (50mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 5km)	2010	2011
	29F4B (BOLGA)	11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電 線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	2010
	29F6B (BOLGA)	11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電 線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2008	2012

(出所) 調査団作成

表 6-26 増強計画策定結果 (ECG Accra East Office) (1/3)

(凡例)

① : 33kV/11kV 変電所の新設 (33kV 配電線新設等の付帯を含む。)
② : 配電線の新設
③ : 電線の太線化 (架空電線)
④ : 電線の太線化 (ケーブル)
⑤ : 配電線電圧の昇圧
⑥ : Capacitor Bank, Condensor もしくは Booster の設置
⑦ : 開閉所新設による負荷の緩和

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main F	F03(FD38), F15(FK02), F11(FD19), F04(FD48)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main G	G013(G56), G07(G06), G11(G13), G19(G60), G12(G47), G02(G33), G06(G64), G04(G351), G21(G25)	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main H	H02(H351)	④ ケーブルの張替 (120mm ² Al →185mm ² Al, 15km)および負荷の一部を M01 フィーダーに移し替える。	2008	572	3,800
	H05(H06)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 13km)	2017	900	
	H10(H10)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 14km)	2017	969	
	H04(H07)	② “Main H”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2011	320	
	H08(H24)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 15km)	2013	1,039	

(出所) 調査団作成

表 6-26 増強計画策定結果 (EGC Accra East Office) (2/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main K	K03(K09)	① “Trade Fair”変電所 (2009年に建設)から配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	3,532
	K04(K10)	① “Trade Fair”変電所 (2009年に建設)から配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。 (120mm ² AAC, 8km)	2009	171 配電線新設 費用のみ	
	K05(K150)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 18km)	2008	1,246	
	K13(K13)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 17km)	2014	1,177	
	K06(K60)	② “Airport”変電所 (建設済) から配電 線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 9km)	2011	192	
	K10(K61)	② 同 上 (120mm ² AAC, 7km)	2017	149	
	K11(K06)	② 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2009	192	
	K12(K07)	② 同 上 (120mm ² AAC, 11km)	2011	235	
Main L	L11(L01)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 17km)	2017	1,177	2,456
	L10(L22)	① “Trade Fair”変電所 (2009年に建設)から配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。 (120mm ² AAC, 6km)	2017	128	
	L06(L12)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 12km)	2017	831	
	L04(L03)	① “Trade Fair”変電所から配電線を新 設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 6km)	2015	128	
	L03(L02)	① 同 上 (120mm ² AAC, 9km)	2010	192	
Main M	M05 (Old Legon 2)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	1,172
	M01 (Old Legon 1)	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 16km)	2011	1,108	
	M07 (Madina)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	M08 (Kwabenya)	① “Kwabenya”変電所 (GEDAP, 2010年 に建設) から配電線を新設し負荷の 一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、64	

(出所) 調査団作成

表 6-26 増強計画策定結果 (EGC Accra East Office) (3/3)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main Q	Q03 (Teshie 1)	② “Main Q”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	405
	Q06 (Teshie 3)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2015	107	
	Q01 (Old Spintex)	② 同 上 (120mm ² AAC, 4km)	2008	85	
	Q07 (Teshie 2)	② 同 上 (120mm ² AAC, 5km)	2014	107	
Main T	T03 (Adenta Est.1)	① Nmai Djorn 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	363
	T09 (Agbogba)	① “Kwabanya”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 7km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は、 149	
	T11 (Pantang)	① 同 上 (120mm ² AAC, 10km)	2010	213	
Main W	Peduase	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	12
	"W03 (Akropong)"	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2008	6	
Main Y	"Y04 (Johnson Wax)"	① “Nmai Djorn” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 107	576
	"Y10 (Texpo)", "Y11 (Spintex)"	② “Main Y”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 12km)	2008	256	
	"Y02 (Old Spintex)"	② “Airport”変電所 (建設済) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2013	213	
Accra East Office 合計					12,316

(出所) 調査団作成

表 6-27 増強計画策定結果 (ECG Accra West Office) (1/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A (Odorkor)	A120, A13, A01, A61	① Darkman 変電所 (2011 年) および Sowutuom 変電所 (2010 年) の建設 後に負荷の一部を移し替える。	2011 2010	いずれも GEDAP 案件	
Main B (Korie Bu)	B25, B27, B35, B15, B42, B24, B28, B19, B20	① New Dansoman 変電所の建設後に 負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main C (Achimota Village)	ABC	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 20km)	2008	103	103
	C20, C60, C14, C13	① Sowutuom 変電所の建設後に負荷 の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main D (Avenor)	D150	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2.2km)	2011	152	3,978
	D123	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.4km)	2010	305	
	D16	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 6x630mm ² Cu, 3.2km)	2009	2,032	
	D101	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 4.2km)	2008	291	
	D103	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.3km)	2008	367	
	D01	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.4km)	2011	374	
	D114	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 6.6km)	2008	457	
Main E (Trans- shipment)	E08, E07, EG14, E20, E150	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main F (Koko- miemie)	F11, F10	① Adabraka 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	

(出所) 調査団作成

表 6-27 増強計画策定結果 (EGC Accra West Office) (2/2)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main G (Power House)	G25	② “Main G”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2008	329	1,087
	G56	② 同 上 (185mm ² Al ケーブル, 10km)	2014	329	
	GE19	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →258mm ² Cu, 6.2km)	2014	429	
Main N (Nsawam)	Nsawam - Accra	① Ofankor 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2008	変電所新設費用として計上	320
	Adoagyiri -Coaltar	② Asamankese フィーダから配電線を新設し負荷の一部を移し替える。	2008	320	
Main R (Ridge)	R12	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 4.9km)	2011	339	983
	R11	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 2.1km)	2010	145	
	R3	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al →240mm ² Cu, 7.2km)	2017	499	
Main S (Kuwa-shieman)	S10	① Sowutuom 変電所 (2010 年) の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main V (Dansoman)	V02, V10, V11	① New Dansoman 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Main Z (Tokuse)	RADIO	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	640
	TUBA	② “Main Z”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2008	320	
Accra West Office 合計					7,111

(出所) 調査団作成

表 6-28 増強計画策定結果 (ECG Tema Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tema A	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2009	213	213
Tema B	B111	① “Adjei Kojo” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 3km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 64	64
Tema C	LUBE OIL	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1.75km)	2012	124	369
	F/H#2	② “PFC Tank”に向けて配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (240mm ² Cu ケーブル, 0.5km)	2010	32	
	AGRONA	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3km)	2010	213	
Tema E	E21	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1km)	2009	71	71
Tema H	Prampram	① “Dawhenya” 変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km)	2010	GEDAP 案件 配電線新設 費用は 320	1,089
	Western Castling	④ ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2km)	2011	139	
	H-B1	② 既存の H-B2 の幹線部分のケーブルを “H-B1” に結合して “H-B1” の幹線部分のケーブルを二重化する。 加えて “H-B2” 用に新規に 630mm ² Al XLPE ケーブルを 6km 敷設する。	2010	630	
	H-B2				
Tema L (Lashibi)	Comm.20 (L91)	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (300kVar と仮定)	2013	1	1
Tema S (Ashiaman)	S31 (AFARIWA)	① 計画中の Mobole 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	2010	変電所新設	
KPONG	Krobo Area	② 変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 16km)	2013	341	341
Asutsuare	Asutsuare	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 16km)	2008	358	358
Tema Office 合計					2,506

(出所) 調査団作成

表 6-29 増強計画策定結果 (ECG Ashanti East Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main C	NSUTA -KUWAWU	① Fawode 変電所および Achiase 変電所の建設後 (いずれも 2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	いずれも GEDAP 案件	213
	C21	② “Main F” 変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替え済	2007	実施済	
	C41	② “KTI” 変電所に負荷の一部を移し替える。(120mm ² AAC, 10km)	2008	213	
	Airport 1	① Achiase 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
	Airport 2	① Fawode 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は“Main E” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件	
Main E	E21	① Fawode 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。また負荷の一部は“Main C” からの配電線に移し替える。	2010	GEDAP 案件 配電線新設費用は 213	
NSUTA	Mampong	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 10.9km)	2008	67	67
AGONA	NSUTA	① Achiase 変電所の建設後 (2010 年) に負荷の一部を移し替える。	2010	GEDAP 案件	
KONONGO	KONONGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2009	6	18
	AGOGO	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2010	6	
	ODUMASI	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2017	6	
EJISU	EJISU	⑥ 電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	2009	6	6
Ashanti East Office 合計					517

(出所) 調査団作成

表6-30 増強計画策定結果 (ECG Ashanti West Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Main A	OBR	② 一部の負荷は、“Guinness 1” ファイダーに移設済。 “Amanform”変電所（建設済）から4本の配電線を新設し負荷の一部を移し替える。（建設着手済、長さはそれぞれ0.1km, 0.1km, 0.1km, 1km）	2007 2008	(実施済) 配電線新設 費用は 28	129
	IND OHL	④ ケーブルの張替 (35mm ² Cu → 185mm ² Al, 2.7km)	2008	92	
	LAKE ROAD	① 建設中の“KTI(Jackson Park)”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。加えて3本の配電線を新設する。 (いずれも 185mm ² Al ケーブルで0.1km)	2008	10	
	POWER HOUSE 2				
Main B	B11	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	533
	B21	② “Main E”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B61	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2008	107	
	B71	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
	B81	② “Abuakwa”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	107	
Main D	D21	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	/
	D31	① 建設済の“Knust”変電所に一部の負荷を移し替える構想。	2008	変電所 建設済	
BEKWAI	KOKOFU	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.9km)	2008	12	12
Dunkwa	DUNKWA	③ 架空電線およびケーブルの張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 8.7km) (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 1.5km) (35mm ² Cu cable → 185mm ² Al XLPE, 2.7km)	2008	162	162
Ashanti West Office 合計					836

(出所) 調査団作成

表 6-31 増強計画策定結果 (EGG Western Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Western A	A10	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →185mm ² Cu PILC, 1.5km)	2017	74	637
	A31	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 4.3km) 一部の負荷は既設の配電線”A41”お よび”A57”に移し替える。	2008	304	
	A55	③ 架空電線の張替 (150mm ² Al → 265mm ² Al, 7.6km)	2010	259	
Western B	B21	④ ケーブルの張替 (185mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 2.9km)	2012	205	453
	B71	④ ケーブルの張替 (120mm ² Cu PILC →240mm ² Cu PILC, 3.5km)	2008	248	
Western C	C08	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	719	719
Bogoso	"Bogoso / Asanko"	⑦ 開閉所を設けて既設配電線を分割す る。	2010	400	400
Atuabo	Aboso 1	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38km)	2012	775	1,976
	Aboso 2	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →240mm ² AAC, 38.7km)	2012	789	
	Town 2	③ 架空電線の張替 (70mm ² Cu→240mm ² AAC, 12km)	2013	100	
	Mangan ese	① 11kV を 33kV に昇圧し、33kV/11kV の変電所(5MVA)を新設する。	2008	312	
Asawinso	Awaso /Wiawso	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →200mm ² AAC, 15km)	2017	123	725
	Bibiani	③ 架空電線の張替 (150mm ² AAC →400mm ² AAC, 29.5km)	2012	602	
Dwenase	Juaboso	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC →240mm ² AAC, 約 60km、ただし支持物も取り替 える必要がある。)	2012	1,942	1,942
Western Office 合計					6,853

(出所) 調査団作成

表 6-3 2 増強計画策定結果 (EGG Eastern Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tafo	Kibi / Suhum	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	1,270	3,518
	Tafo	① Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 25km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の Tafo 配電線の途中につなげる。	2010	1,743	
	Koforidua	② Tafo BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 17km) を新設して既設の Koforidua 配電線につなげる。	2009	505	
Akwatia	Akwatia	⑤ 11kV を 33kV に昇圧する。	2010	616	2,932
	Asamankese	① Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 24km) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (5MVA) を新設して、既設の Asamankese 配電線の途中につなげる。	2009	1,425	
	Oda	② Akwatia BSP から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 30km) を新設して既設の Oda 配電線につなげる。	2008	891	
Oda	Achiase	③ 架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 56km) (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 4km)	2008	374	374
Nkawkaw	Mountains	① 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 32km) また、33kV/11kV の変電所 (5MVA) を途中で設けて、既設の Mountains 配電線の負荷の一部を、“Donkorkrom”配電線に移し替える。	2010	898	1,087
	Town	④ ケーブルの張替 (95mm ² Al XLPE, 185mm ² Al XLPE → 240mm ² Cu XLPE, 3km)	2008	189	
Eastern Office 合計					7,911

(出所) 調査団作成

表 6-33 増強計画策定結果 (ECG Central Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
WINNEBA	WINNEBA	② 配電線を新設し負荷の一部を 移し替える。(120mm ² AAC, 4km) また負荷の一部は、APAM 配 電線に移し替える。	2010	85	86
	SWEDRU 1	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	SWEDRU 2	① Swedru 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	APAM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	
SALTPOND	MANKESSIM	⑥ 電圧を昇圧するためにコン デンサを設置する。	2008	1	1
Cape Coast	SALTPOND	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	2
	FOSU	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。 また、電圧を昇圧するた めにコンデンサを設置する。	2009	GEDAP 案件 1	
	ELMINA	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
	TOWN 2	① Elmina 変電所の建設後に負 荷の一部を移し替える。	2009	GEDAP 案件	
Central Office 合計					89

(出所) 調査団作成

表6-34 増強計画策定結果 (ECG Volta Office)

変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
KPANDO	HOHOE	⑥ 電圧を昇圧するため、33kVの Booster Stationを設置する。	2008	100	1,124
	"HOHOE- JASIKAN"	② 11kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 48km)	2009	1,024	
KPEVE	TOWNSHIP	② "TSIBU BETHEL"配電線と "AGBATE"配電線の連系線を 設置して既設の TOWNSHIP の負荷を取り込む。 (120mm ² AAC, 5km)	2009	96	96
HO	TANYIGBE	② 11kV 配電線を新設して、既設 の TANYIGBE の負荷を分割 する。 (120mm ² AAC, 4km)	2016	75	75
SOGAKOPE	"SOGA- AKATSI"	② 33kV 配電線を新設して、Keta 配電線を Akatsi と Sogakope から 分割する。(120mm ² AAC, 12.5km)	2009	267	267
TSITO	PEKI	① 負荷分布の中心部分に 33kV/11kV 変電所 (10MVA) を設置し 33kV 配電線 (120mm ² AAC, 2km) を新設 して接続し負荷を分割する。	2010	343	343
Anloga	Keta	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu → 120mm ² AAC, 3.5km) (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 14.4km) (70mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2.4km)	2009	700	700
Volta Office 合計					2,604

(出所) 調査団作成

表 6-35 増強計画策定結果 (VRA-NED Area) (1/2)

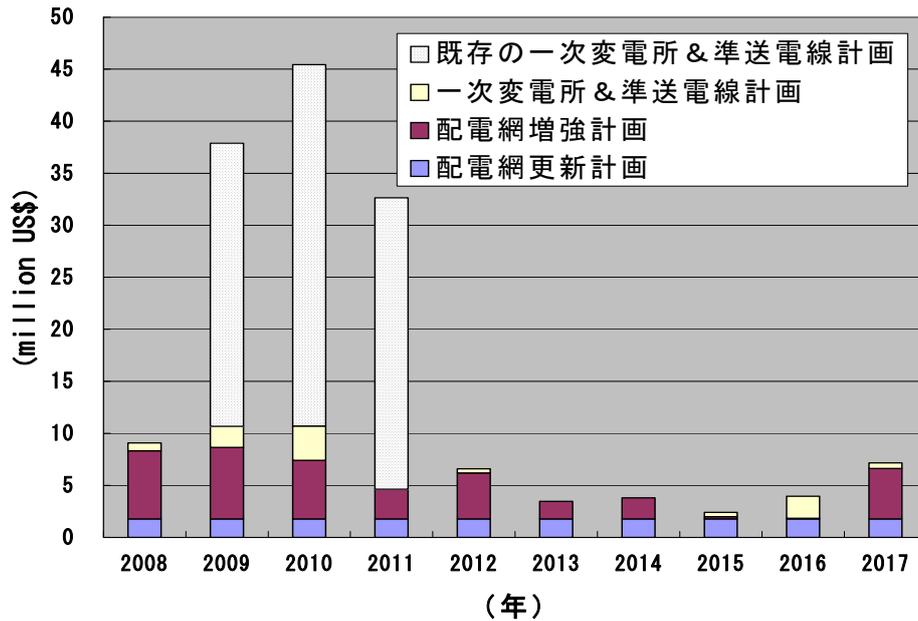
変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Tamale	28F3B	① Tamale BSP から 34.5kV 配電線 (185mm ² Al XLPE, 18km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Tolon 付近) して、既設の 28F3B 配電線の途中につなげる。	2011	1,292	1,907
	28F4B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2011	131	
	28F6B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2009	131	
	28F7B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 8km)	2013	66	
	28F8B	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC → 240mm ² AAC, 19km)	2009	156	
	28F9B	② 11.5kV 配電線を新設する。 (185mm ² Al XLPE, 4km)	2012	131	
Brekum	Sunyani - Drobo (BRYF1)	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 40km)	2009	279	1,141
	"Brekum - Dormaa (BRYF2)"	③ 架空電線の張替 (120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 31km)	2011	216	
	Brekum F1 (BRBF1)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧および架空電線の張替 (35mm ² Cu, 50mm ² AAC → 200mm ² AAC, 23km)	2009	555	
	Brekum F2 (BRBF2)	③ 架空電線の張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2012	42	
	Brekum F3 (BRBF3)	③ 架空電線の張替 (16mm ² Cu, 50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2008	49	
Sunyani	Sunyani F3 (27F3B)	② 11.5kV 配電線を新設する。 (120mm ² AAC, 13km)	2009	327	1,421
	Sunyani F7 (27F7B)	③ 架空電線の張替 (35mm ² AAC → 100mm ² AAC, 7km)	2012	43	
	Sunyani F8 (27F8B)	① Sunyani BSP から 34.5kV 配電線 (120mm ² AAC, 14km) を新設し、さらにその先に 34.5kV/11.5kV の変電所 (5MVA) を新設 (Chiraa 付近) して、既設の 27F8B 配電線の途中につなげる。	2010	1,045	

(出所) 調査団作成

表 6-35 増強計画策定結果 (VRA-NED Area) (2/2)

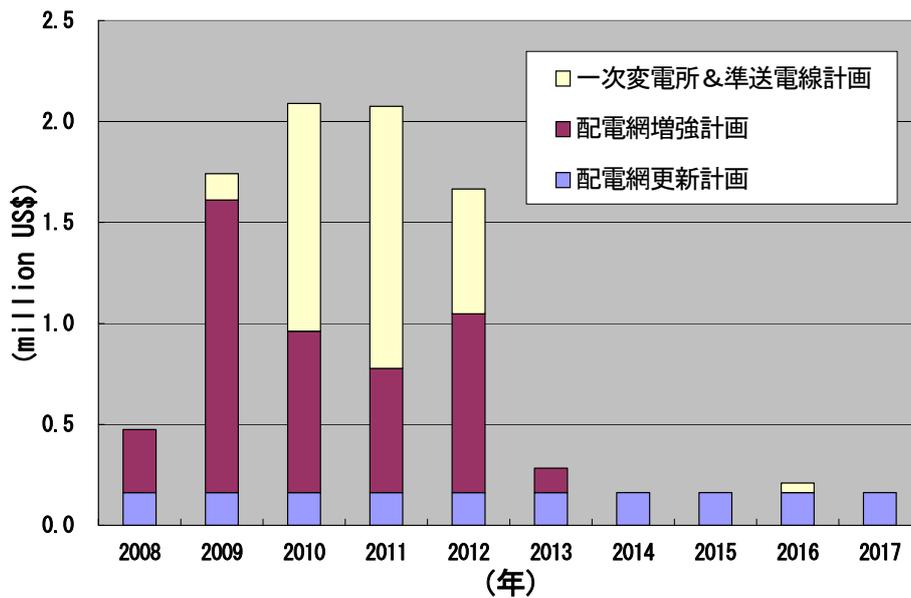
変電所 (既設)	配電線 (既設)	対策内容	年次	対策費用 [1,000 US\$]	
				配電線 単位	変電所 単位
Sawla	Wa Township 1 (479BF1)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 6km)	2010	37	152
	Wa Township 2 (479BF2)	③ 架空電線を張替 (100mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 12km)	2010	84	
	Wa Township 3 (479BF3)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 5km)	2010	31	
Yendi	Bimbilla (35F5Y)	⑥ 電圧を昇圧するため、10MVA の Booster Station を設置する。	2011	100	100
Bolgatanga	29F1B (BOLGA)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC, 120mm ² AAC → 150mm ² AAC, 5km)	2011	168	1,486
	29F4B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2010	649	
	29F6B (BOLGA)	⑤ 11kV を 34.5kV に昇圧し、さらに架空電線を張替 (50mm ² AAC → 100mm ² AAC, 8km)	2012	669	
Techiman	26F1B (TECHIMAN)	③ フィーダー立ち上がり部分のケーブルを 185mm ² Al XLPE に張替および架空電線を張替 (50mm ² AAC → 150mm ² AAC, 17km)	2008	125	319
	26F2B (TECHIMAN)	③ 架空電線を張替 (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 8km)	2009	55	
	WHF2B (WENCHI)	③ 架空電線を張替 (25mm ² AAC → 100mm ² AAC, 20km)	2008	139	
VRA-NED 合計					6,522

(出所) 調査団作成



(出所) 調査団作成

図 6-37 ECG マスタープラン実施計画



(出所) 調査団作成

図 6-38 VRA-NED マスタープラン実施計画

(3) 配電網延伸実施計画

配電網延伸計画の規模は、単に資金計画から決められるものではなく、電化政策などさまざまな要因から判断されるものであることから、本件調査では NES で掲げられている「2020 年までに家屋電化率 70%」という目標を達成するために必要な工事資金として年間 50 百万 US\$ の予算が必要と判断した (2006 年で 54% であるため、2020 年までに電化率を 70% までに上昇させるためには、年間約 1% の電化を進める必要があるとして試算した)。

6. 4 電力需要想定ハイケースシナリオ時の影響検討

これまで電力需要想定の基本ケースを使用し、必要となる計画を策定したが、ここでは電力需要想定ハイケースシナリオの場合の影響について検討を行う。

(1) 一次変電所・準送電線計画に対する影響評価

ECG の主要都市部における電力需要想定の基本ケースとハイケースとの差異を表 6-36 に示す。主要都市部の電力需要想定は、ハイケースでは基本ケースと比較して3年あるいは4年の前倒しとなる。

表 6-36 電力需要想定基本ケースとハイケースとの差異

地域	2017年最大ピーク需要 (MVA)		需要想定 の差異 (基本ケース 2017年を基準)
	基本ケース	ハイケース	
アクラ	609.4	747.2	4年前倒し
テマ	239.8	280.0	3年前倒し
クマシ	262.5	323.6	3年前倒し
タコラディ	116.0	132.3	3年前倒し

(出所) 調査団作成

ハイケース 2017年断面において、主要都市部において系統解析を実施し、追加で必要となる対策について検討を行った。表 6-37 にその結果を示す。3件の準送電線プロジェクトおよび7件の一次変電所プロジェクトが必要な結果となった。一次変電所プロジェクトについては、配電系統の変更により、配電線の一部の負荷を他変電所へ移し、一次変電所過負荷を解消できることも考えられるため、詳細設計時にはこうした検討が必要となる。

表 6-37 ハイケースシナリオ時の追加プロジェクト一覧

地域	設備名称	ボトルネック	追加プロジェクト
アクラ	H(Achimota)-K	準送電線過負荷 (100%)	630ALXLPE 1回線新設 (4.7km)
	A(Odorkor)	一次変過負荷 (100%)	20MVA 変圧器増設
	Z(Tokuse)	一次変過負荷 (124%)	10MVA 変圧器増設
テマ	D	一次変過負荷 (109%)	20MVA 変圧器増設
クマシ	A-B	準送電線過負荷 (102%)	240ALXLPE 1回線新設 (5.0km)
	B-E	準送電線過負荷 (100%)	240ALXLPE 1回線新設 (4.5km)
	A(Kumasi)	一次変過負荷 (102%)	20MVA 変圧器増設
	D(Kaase)	一次変過負荷 (120%)	20MVA 変圧器増設
	P(Bekwai)	一次変過負荷 (190%)	10MVA 変圧器増設
タコラディ	A	一次変過負荷 (112%)	20MVA 変圧器増設

(出所) 調査団作成

ECG のその他地域の一次変電所容量については、ハイケースシナリオにおいても追加で必要な対策は不要となった。

一方 VRA-NED については、一部一次変電所容量およびキャパシタバンク容量の追加が見られる結果となった。

表 6-38 に電力需要想定ハイケース時での必要となるプロジェクト一覧を示す。総額のコストは 7,473 千 US\$ となり、これはベースケースと比べて 3,175 千 US\$ の増額となる。

表 6-38 電力需要想定ハイケースシナリオ時での必要対策一覧

地域	対策	コスト (1,000US\$)	対策年	備考
アクラ	H-E 間、630ALXLPE 2 回線新設 (2 回線×6.3km)	1,323	2012 年	4 年前倒し
	H-K 間、630ALXLPE 1 回線新設 (4.7km)	494	2017 年	追加対策
	A(Odokor)変電所、20MVA 変圧器増設	340	2017 年	追加対策
	Z(Tokuse)変電所、10MVA 変圧器増設	200	2017 年	追加対策
テマ	H-A 間、630ALXLPE 1 回線新設 (5.6km)	588	2013 年	3 年前倒し
	Kpong 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2015 年	1 年前倒し
	D 変電所、20MVA 変圧器増設	340	2017 年	追加対策
クマシ	A-KTI 間、630ALXLPE 1 回線新設(5.0km)	525	2014 年	3 年前倒し
	A-B 間、240ALXLPE 1 回線新設 (5.0km)	248	2017 年	追加対策
	B-E 間、240ALXLPE 1 回線新設 (4.5 km)	223	2017 年	追加対策
	A(Kumasi)変電所、20MVA 変圧器増設	340	2017 年	追加対策
	D(Kaase)変電所、20MVA 変圧器増設	340	2017 年	追加対策
	P(Bekwai)変電所、10MVA 変圧器増設	200	2017 年	追加対策
ウエスタン	Atuabo 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2009 年	—
	Axim 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2014 年	1 年前倒し
	A 変電所、20MVA 変圧器増設	340	2017 年	追加対策
イースタン	ODA 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2011 年	前倒し
セントラル	Saltpond 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2009 年	—
ボルタ	Kpeve 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2009 年	—
	Tsito 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2013 年	2 年前倒し
	Hohoe 変電所、10MVA 変圧器増設	200	2011 年	1 年前倒し
VRA-NED	Berekum 変電所、5MVA 変圧器増設	83	2009 年	—
	Navrongo 変電所、3MVA 変圧器増設	48	2015 年	1 年前倒し
	Bawku 変電所、3MVA 変圧器増設	48	2009 年	—
	Bawku 変電所、3MVA 変圧器増設	48	2014 年	追加対策
	Wa 変電所、5MVA 変圧器増設	83	2011 年	1 年前倒し
	Berekum 変電所、13,000kVar キャパシタバンク設置	19	2017 年	容量増
	Mim 開閉所、18,000kVar キャパシタバンク設置	26	2017 年	容量増
	Wa 変電所、12,000kVar キャパシタバンク設置	17	2017 年	容量増
Ghana Total		7,473	-	-

(出所) 調査団作成

(2) 配電網増強計画に対する影響評価

配電網の増強計画について第4章に示した各配電線の電力需要想定ハイケースシナリオをもとに影響の評価を実施した。

ハイケースシナリオを採用した場合には、ベースケースと比べて年需要増加率の平均値は表6-39のとおり変化する。

表6-39 年需要増加率の平均値

	ベースケースシナリオ	ハイケースシナリオ
ECG	5.10%	6.36%
VRA-NED	4.72%	5.99%

(出所) 調査団作成

図6-39は、2008年の時点で最大電流が280Aである配電線について、2008年～2017年の10年間の年負荷増加率がそれぞれ5.10%および6.36%で推移した場合の最大電流の変化を示したグラフである。

この配電線の線種が120mm² AAC (許容電流455A)である場合、増加率5.10%では2017年まで最大電流が455Aを超過しないため、2017年まで対策不要であるのに対し、増加率6.36%の場合、2016年時点で455Aを超過するため、対策が必要となる。

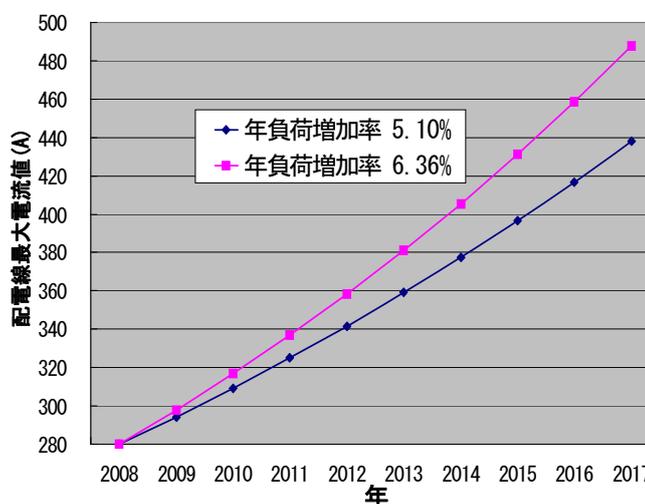


図6-39 最大電流値の想定

個別の配電線について検討を行った結果、ハイケースシナリオで検討した場合は、新たにECGで22フィーダーの追加対策が必要との結果となった。(注) VRA-NEDでは2008年～2017年の期間での追加対策は不要。

具体的にECGで必要となる追加対策を表に示す。追加となる対策費用の合計は、約6,000千US\$となり、ベースケースシナリオと比べて10年間で1.14倍の工事資金が必要との試算結果となった。

また、ECGおよびVRA-NEDいずれにおいても、需要増加がハイケースシナリオで増加した場合には、マスタープランで示した対策を前倒して実施する必要が生じる。なお需要想定シナリオ如何にかかわらず、実際に工事を計画する場合には至近の需要を測定して対策の要否を検討する必要がある。

表 6-40 ハイケースシナリオの場合の追加対策工事 (ECG) (1/2)

事業所名	配電線名 [変電所名]	ハイケースシナリオの場合 の影響 (2017年断面)	対策の試案	
			対策内容 (調査団のみの立案による。)	費用概算 [1,000 US\$]
Accra East	Y09 (Coca Cola) [Main Y]	電流負荷率 80%→128%	“Main Y”変電所から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km と仮定)	320
Accra West	G32 [Main G]	電流負荷率 91%→105%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 3.2km)	222
Tema	A21 [Tema A]	電流負荷率 97%→108%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 2.0km)	142
	B31 [Tema B]	電圧降下率 7%→8%	“Adjei Kojo”変電所 (GEDAP, 2010年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 10km と仮定)	配電線新設費用は 213
	New Town [Tema S]	電流負荷率 91%→108% 電圧降下率 7%→8%	計画中の Mobole 変電所の建設後に負荷の一部を移し替える。	(変電所新設)
Ashanti East	KUMAWU [AGONA]	電圧降下率 7%→10%	電圧改善のためのキャパシタ・バンクの設置 (4,000kVar と仮定)	6
Ashanti West	BEKWAI [Main D]	電圧降下率 7%→9%	架空電線の張替 (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 61.1km)	378
	D11 [Main D]	電圧降下率 6%→8%	建設済の“Knust”変電所から配電線を新設し一部の負荷を移し替える。 (120mm ² AAC, 10km と仮定)	213
	D51 [Main D]	電流負荷率 73%→108%	建設済の“Knust”変電所から配電線を新設し一部の負荷を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km と仮定)	320
	TUTUKA [OBUASI]	電流負荷率 81%→120%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 1.2km)	83

(出所) 調査団作成

表 6-40 ハイケースシナリオの場合の追加対策工事 (ECG) (2/2)

事業所名	配電線名 [変電所名]	ハイケースシナリオの場合 の影響 (2017年断面)	対策の試案	
			対策内容 (調査団のみの立案による。)	費用概算 [1,000 US\$]
Western	A13 [Station A]	電流負荷率 98%→109%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 4.5km)	319
	B32 [Station B]	電流負荷率 100% →150%以上	建設予定の”Station C”から配電線を 新設する。(240mm ² Cu ケーブル 5km、および 120mm ² AAC 架空電線 10kmを設置すると仮定)	534
	B41 [Station B]	電流負荷率 100%→107%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 3.9km)	277
	B51 [Station B]	電流負荷率 100% →150%以上	建設予定の”Station C”から配電線を 新設する (240mm ² Cu ケーブル 5km、および 120mm ² AAC 架空電線 10kmを設置すると仮定)	534
	B67 [Station B]	電圧低下率 7%→8%	電圧改善のためのキャパシタ・バン クの設置 (4,000kVar と仮定)	6
	B81 [Station B]	電流負荷率 79%→138%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 1.9km)	132
	C10 [Station C]	電流負荷率 100% →150%以上	“Station C”近傍の 33kV 準送電線か ら 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 15km と仮定) を新設し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新 設して、既設の C10 配電線の途中に つなげる。	1,446
Eastern	St. Joseph [Koforidua]	電圧低下率 6%→11%	き電線部分の 2 回線化 (120mm ² AAC, 16km と仮定)	341
	Donkorkrom [Nkawkaw]	電圧低下率 7%→8%	昇圧用の Booster の設置	10
	Novotex [Nkawkaw]	電圧低下率 7%→8%	架空電線の張替 (50mm ² AAC → 120mm ² AAC, 14.5km)	90
Central	Asikuma [Oda]	電圧低下率 7%→8%	昇圧用の Booster の設置	10
Volta	Ho-Central [Ho]	電流負荷率 84%→132%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.3km)	367
全事業所合計				5,963

(出所) 調査団作成

6. 5 配電線運用電流70%あるいは80%時とした場合の影響検討

本調査では、電線の許容電流値という電氣的限界を基準上限値とし、それを超過した場合には対策が必要という前提に基づきマスタープランを策定した。この場合、保安上の観点からは十分であっても運用面での裕度が残らないため、配電線故障時の負荷切替えを考えた場合には必ずしも十分とはいえない。このため一定の裕度を持たせた状態で対策を実施した場合の影響について評価を行った。

具体的には運用電流を70%～80%とした場合の影響について、基準上限値を許容電流の70%および80%とした場合に必要となる追加対策について検討した。

本調査で実施した配電線の解析結果を基に、対策が不要と判断された配電線のうち2017年断面の電流が許容電流70%を超過している配電線（ただし、電圧降下が基準値を超過していて増強対象となったものは除く）を対象として、増強対策を策定した。その結果を表6-41に示す。

表 6-4 1 電流負荷率の許容値を 70%に設定した場合の対策要配電線の増分 (ECG) (1/3)

事業所名	配電線名 [変電所名]	2017年 断面の電 流負荷率	対策の試案	
			対策内容 (調査団のみの立案による。)	費用概算 [1,000 US\$]
Accra East	T10 (DODOWA) [Main T]	75%	“Nmai Djorn”変電所 (2010年) および ”Kwabenya”変電所 (2010年) の建設後に配 電線を新設して負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km と仮定)	(GEDAP 案件) 配電線新設 費用は 320
	Y09 (Coca Cola) [Main Y]	80%	“Main Y”変電所から配電線を新設し負荷の 一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km と仮定)	320
Accra West	A16 [Main A]	79%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2.7km)	187
	B24 [Main B]	90%	New Dansoman 変電所 (2009年) の建設後 に負荷の一部を移し替える。	(GEDAP 案件)
	E26 [Main E]	74%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 3.0km)	208
	G32 [Main G]	91%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 3.2km)	222
	G05 [Main G]	81%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 2.2km)	156
	R13 [Main R]	86%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 4.0km)	284
	R5 [Main R]	86%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 6.5km)	461
	R4 [Main R]	74%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 4.5km)	319
	S02 [Main S]	89%	Sowutuom 変電所 (2010年) の建設後に配電 線を新設して負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 10km と仮定)	(GEDAP 案件) 配電線新設 費用は 213
	S11 [Main S]	72%	Sowutuom 変電所 (2010年) の建設後に配電 線を新設して負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 10km と仮定)	(GEDAP 案件) 配電線新設 費用は 213

(出所) 調査団作成

表 6-4 1 電流負荷率の許容値を 70%に設定した場合の対策要配電線の増分 (ECG) (2/3)

事業所名	配電線名 [変電所名]	2017年 断面の電 流負荷率	対策の試案	
			対策内容 (調査団のみの立案による。)	費用概算 [1,000 US\$]
Tema	A21 [Tema A]	97%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 2.0km)	142
	A61 [Tema A]	85%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 5.0km)	355
	A71 [Tema A]	78%	”Lashibi”変電所から配電線を新設し一部の 負荷を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km および 240mm ² Cu ケーブル, 5km と仮定)	641
	A91 [Tema A]	73%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 0.1km)	7
	B31 [Tema B]	86%	“Adjei Kojo”変電所 (GEDAP, 2010 年に建設) から配電線を新設し負荷の一部を移し替える。 (120mm ² AAC, 10km と仮定)	配電線新設 費用は 213
	B41/71 [Tema B]	79%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1.0km)	71
	B91 [Tema B]	71%	き電線部分の 2 回線化 (240mm ² Cu ケーブル, 6.9km)	443
	ASASUA [Tema D]	76%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 1.1km)	78
	T.O.R [Tema H]	71%	き電線部分の 2 回線化 (240mm ² Cu ケーブル, 1.2km)	77
	New Town [Tema S]	91%	計画中の Mobole 変電所の建設後に負荷の 一部を移し替える。	(変電所新設)
Ashanti West	D51 [Main D]	73%	建設済の”Knust”変電所から配電線を新設 し一部の負荷を移し替える。 (120mm ² AAC, 15km と仮定)	320
	TUTUKA [OBUASI]	81%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 1.2km)	83
Western	A13 [Station A]	98%	ケーブルの張替 (120mm ² Cu → 240mm ² Cu, 4.5km)	319
	B81 [Station B]	79%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 1.9km)	132
	C01 [Station C]	94%	き電線部分の 2 回線化 (185mm ² Al XLPE, 6.6km)	217
	C10 [Station C]	100%	“Station C”近傍の 33kV 準送電線から 33kV 配電線 (240mm ² AAC, 15km と仮定) を新設 し、さらにその先に 33kV/11kV の変電所 (10MVA) を新設して、既設の C10 配電線 の途中につなげる。	1,446
	New Site /Suhuma [Dwenase]	93%	架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 0.7km)	16

(出所) 調査団作成

表 6-4 1 電流負荷率の許容値を 70%に設定した場合の対策要配電線の増分 (ECG) (3/3)

事業所名	配電線名 [変電所名]	2017年 断面の電 流負荷率	対策の試案	
			対策内容 (調査団のみの立案による。)	費用概算 [1,000 US\$]
Eastern	Estate Junc. [Koforidua]	78%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 2km)	138
	Accra Rd. [Koforidua]	75%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 3km)	208
	Sawmill [Oda]	71%	架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 2km)	45
Volta	Ho-Central [Ho]	84%	ケーブルの張替 (185mm ² Al → 240mm ² Cu, 5.3km)	367
	DENU [Aflao]	84%	架空電線の張替 (35mm ² Cu → 120mm ² AAC, 0.3km)	7
電流負荷率の上限を 80%としたときの、増強計画に必要な増分費用				4,821
電流負荷率の上限を 70%としたときの、増強計画に必要な増分費用				8,228

(出所) 調査団作成

この結果によると、許容電流の 70%および 80%で対策を実施する場合、ECG においては以下のとおり、基準を 100%とした場合に比べて、70%の場合で 1.20 倍、80%の場合で 1.12 倍の工事予算が必要となる。

表 6-4 2 電流負荷率を変更した場合の影響 (ECG)

電流負荷率の 上限値の仮定	対策要となる 配電線増分数	追加対策費用	2008年～2017年の総工事費
80%	18	約 4,821 千 US\$	45,561 千 US\$
70%	34	約 8,228 千 US\$	48,968 千 US\$

(出所) 調査団作成

6. 6 大規模都市以外の地域の信頼度向上策

アクラ、クマシ等の大規模都市以外の地域の電力供給は、単独の BSP から放射状に延びる配電系統により行われている。そのため、上位系である BSP で一旦故障が発生した場合には、下位系の配電系統は、全停となってしまう。全停を防ぐ方法の一つとして、2 箇所の BSP を準送電線で連系し、一つの BSP が故障した場合でも他方の BSP から電力供給する方法が考えられる。

本節では、大規模都市以外の地域の信頼度向上策として、2 箇所の BSP を準送電線で連系することについて技術的な検討を実施する。

(1) 検討方法

今回検討を実施する BSP 連系の系統構成を、図 6-40 に示す。2 箇所の BSP は、BSP の二次側の 33kV 母線で連系されている。一方の BSP が故障した場合、健全設備側から 33kV 連系線を通じて、電力供給が行われることになる。

連系線の電力潮流により、故障側母線において電圧降下が発生する。故障側母線での電圧降下が大きくなると配電線末端の電圧降下もさらに大きくなり供給に支障を生じるため、故障側の母線における電圧降下の目標値を、C/P と協議し 5% 程度とした上で供給の可否について検討を行った。

また、一方の BSP が故障した場合、健全設備側の BSP に故障側の電力潮流が重畳することになるため、健全設備側 BSP の変圧器容量のチェックも実施する。検討断面としては、マスタープラン策定の最終年次である 2017 年とする。

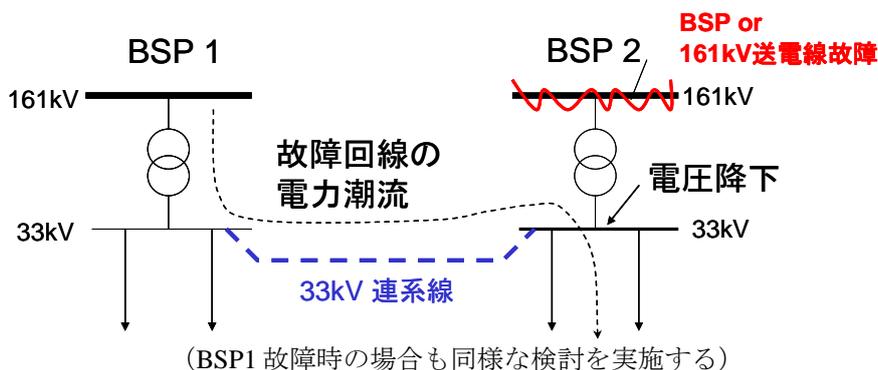


図 6-40 BSP 故障時の 33kV 連系線を活用した電力供給

(2) 検討対象連系線

検討対象の連系線を表 6-43 に示す。

表 6-43 検討対象の連系線

地域	連系線	距離 (km)
Western/Central	Takoradi BSP~Capecoast BSP	73
Western	Takoradi BSP~Essiama BSP	75
Western	Takoradi BSP~Tarkwa BSP	52
Central	Capecoast BSP~Winneba BSP	74
Volta	Kpeve BSP~Kpandu BSP	40
Volta	Kpeve BSP~Ho BSP	20

(3) 検討結果

検討結果を表6-44に示す。連系線の電圧降下のみを考慮する場合、Kpeve BSP～Ho BSP間の連系線は、BSP故障時において双方向に電力供給することが可能である。ただしBSPの空き容量も考慮すると、Ho BSP側の故障時にKpeve BSP側の変圧器の空き容量が2MVAとなるため、故障時の過負荷を許容しない場合には、制約がある結果となった。その他の連系線についても、電圧降下およびBSP容量を考慮すると、一部の負荷についてのみ電力供給することが可能であることが分かった。

本検討は、BSP故障時の場合の連系線を通る潮流による電圧降下およびBSPの空き容量を考慮して技術的な検討を実施しているが、具体的な実施にあたっては、最新の需要動向の反映、しゃ断器等変電機器の容量確認など、詳細検討が必要である。

表6-44 大規模都市以外の地域における信頼度向上のためのBSP連系の検討結果

33kV 連系線 (2017年最大需要)			距離	連系線 線種	送電可能容量(2017年断面)			
					連系線電圧降下 からの検証値		BSP 空き容量	
BSP1		BSP2			可能 容量	電圧 降下	BSP1	BSP2
Takoradi BSP (116MVA)	~	Capecoast BSP (49MVA)	73km	400AAC, 2cct	8MVA	5.6%	12MVA	0MVA
〃	~	Essiama BSP (10MVA)	75km	400AAC, 2cct	4MVA	5.7%	12MVA	23MVA
〃	~	Tarkwa BSP (71MVA)	52km	400AAC, 2cct	12MVA	5.5%	12MVA	1MVA
Capecoast BSP (49MVA)	~	Winneba BSP (21MVA)	74km	400AAC, 2cct	4MVA	5.7%	0MVA	5MVA
Kpeve BSP (5MVA)	~	Kpandu BSP (11MVA)	40km	400AAC	7MVA	5.4%	2MVA	9MVA
〃	~	Ho BSP (8MVA)	20km	150AAC	9MVA	5.6%	2MVA	10MVA

第7章 配電マスタープランに関わる経済・財務分析

7.1 マスタープラン概略

これまでの章で、既存設備と既存の計画のレビューが行われた。全般に、既存のプロジェクト計画は比較的しっかりしたものであり、不適切な計画などは見あたらなかったが、将来の需要予測に基づき、追加のプロジェクトの必要性が指摘された。これをまとめる。

今後10年にわたり、マスタープラン全体としては累積で25,238 GWh¹の電力需要に対応することになり、このために必要な総投資は1.42億USDである。このうち、今回の調査で新規に同定されたプロジェクトは5200万USDであり、これが10年にわたりのべ13,894 GWhを供給する。全体と内訳を表7-1に示す。

表 7-1 マスタープランの必要投資：総額、既存と新規

	Whole Master Plan	Existing Projects (including not-yet financed ones)	Newly Identified Projects
Investment (1,000USD)	142,161	89,976	52,185
		63%	37%
Additional Cumulative Demand for the next 10 years (GWh)	25,238	11,344	13,894
		45%	55%

Source: JICA Study Team

既存のプロジェクトは、計画はできているものの、必ずしもすべてに資金がついているわけではない。すでに述べたとおり、既存プロジェクトは重要なものであり、今回新規に同定されたプロジェクトは、こうした既存プロジェクトが適切に完成することを前提としたものである。したがって、ここでの分析はもっぱら新しく同定されたプロジェクトをめぐりものとなるが、既存プロジェクトの実現を可能にするだけの資金供給はきわめて重要な課題となる。

¹ ここでの10年とは必ずしも2008-2017を指すものではない。追加の電力量は、個別プロジェクトの竣工後10年で計算している。したがって2017年に工事が行われた場合、需要変化は2026年まで計算されるが、2008年に行われた工事による追加の電力量は2018年までしか参入されていない。したがってここでの追加電力需要の数字は、必ずしも全体の電力需要とは一致しない。

7. 2 財務分析

マスタープランの財務分析は比較的ストレートなものである。すでに投資は見極められており、それに伴う需要も求められているので、そこから単純に収益性を計算すればよいこととなる。

しかしながら、財務予測を行うにあたっては非常に重要な前提を置くことが必要となる。現状のコスト構造では、電力事業者は追加の電力を販売しても、利幅がまったく得られないために利益は上がらないこととなっている。したがって、投資を回収するだけの利益を得ることがそもそも不可能である。本マスタープランは、こうした財務的な状況がある程度は改善するものと期待されているが、料金の相当部分を占めるのは卸電力コストであり、これは電力事業者のほうで改善の余地があまりない。したがって本計画が財務的に成立するためには、今後料金改定によりある程度の利益マージンが出るのが必須である。

現状では、全用途の平均料金はおよそ 0.12 GHC/kWh (約 12 US cents/kWh) となっている。ここでの分析では、この料金で 5% の利益率が確保できているとする。つまりは 0.6 US cents/kWh の利益となる。

一方利益はロスの減少によって増加し、一次変電所では 0.2% の、配電系統の強化では 3.1% のロス改善が想定できる。これに伴う電力購入量の低減は、巨大な財務的・経済的な利益をもたらすと考えられる。

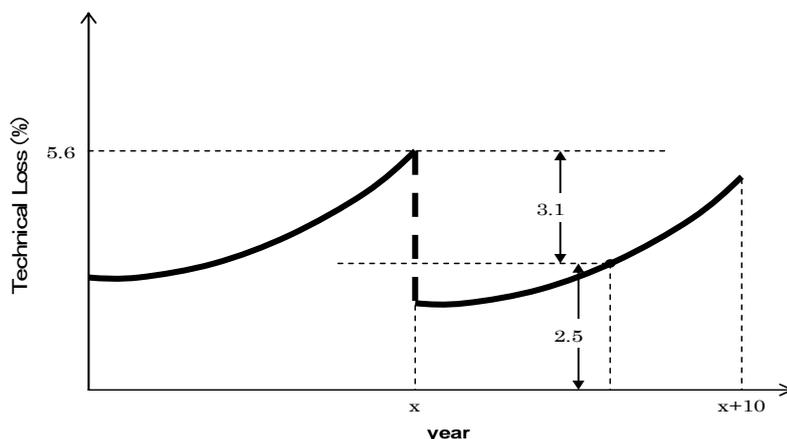


図 7-1 テクニカルロスの推移

地域ごとの投資と需要のスケジュールを表 7-2、7-3 に示す。それぞれ、マスタープラン全体についてのものと、この調査で新たに同定されたプロジェクトのみに関するものとなる。結果はインフレを想定していないので、実質ベースとなる。結果のまとめを表 7-4 に示す。

表 7-2 マスタープラン総体の投資と売上

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Accra																				
Investment (1000 USD)	7,072	18,358	20,208	13,978	0	1,252	2,042	235	1,323	4,653	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	128.4	461.8	828.8	1,082.7	1,082.7	1,105.4	1,142.5	1,146.8	1,170.8	1,126.9	793.5	426.5	172.6	172.6	149.9	112.8	108.5	84.5		
Sales (1000 USD)	15,412	55,420	99,459	129,922	129,922	132,650	137,100	137,612	140,496	135,224	95,216	51,177	20,714	20,714	17,986	13,536	13,024	10,140		
Cost (1000 USD)	14,641	52,649	94,486	123,426	123,426	126,018	130,245	130,732	133,471	128,463	90,455	48,618	19,679	19,679	17,087	12,859	12,372	9,633		
Saved Loss	847	3,031	5,433	7,100	7,100	7,251	7,496	7,524	7,683	8,241	0	0	0	0	0	0	0	0		
CF (1000 USD)	-6,225	-14,556	-12,004	-1,905	13,596	12,495	12,086	14,144	13,241	10,613	6,761	4,761	2,559	1,036	1,036	899	677	651	507	
IRR=	19.3%																			
Tema																				
Investment (1000 USD)	358	1,779	3,759	16,902	124	342	0	0	788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	5.2	31.0	65.4	330.3	332.1	337.1	337.1	337.1	348.5	343.3	317.5	263.1	18.2	16.4	11.4	11.4	11.4	11.4	0.0	
Sales (1000 USD)	622	3,716	10,252	39,640	39,855	40,450	40,450	40,450	41,820	41,198	38,104	31,568	2,180	1,965	1,370	1,370	1,370	1,370	0	
Cost (1000 USD)	591	3,530	9,739	37,658	38,427	38,427	38,427	38,427	39,729	39,138	36,199	29,990	2,071	1,867	1,302	1,302	1,302	1,302	0	
Saved Loss	8	47	130	495	498	505	505	505	523	523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-350	-1,701	-3,443	-15,895	2,356	2,156	2,528	2,528	1,757	2,614	2,060	1,905	1,578	109	98	69	69	69	0	
IRR=	-1.6%																			
Ashanti																				
Investment (1000 USD)	691	438	10,556	0	0	0	0	0	0	531	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	7.6	12.4	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	128.0	126.2	121.4	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	
Sales (1000 USD)	908	1,484	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,358	15,148	14,572	698	698	698	698	698	698	698	698	
Cost (1000 USD)	863	1,410	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,590	14,390	13,844	663	663	663	663	663	663	663	663	
Saved Loss	53	86	866	866	866	866	866	866	866	906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-638	-308	-9,616	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,634	1,143	757	729	35	35	35	35	35	35	35	
IRR=	3.9%																			
Western																				
Investment (1000 USD)	965	4,230	1,378	0	4,313	100	0	200	0	197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	30	157	198	198	328	331	331	331	337	313	186	144	144	15	12	12	12	6	6	
Sales (1000 USD)	3,550	18,797	23,763	23,763	39,309	39,669	39,669	39,669	40,390	40,390	37,550	22,303	17,337	17,337	1,791	1,431	1,431	710	710	
Cost (1000 USD)	3,373	17,857	22,575	22,575	37,343	37,686	37,686	37,686	38,370	38,370	35,672	21,188	16,470	16,470	1,702	1,359	1,359	675	675	
Saved Loss	101	529	669	669	1,105	1,116	1,116	1,136	1,136	1,156	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-884	-3,524	231	1,857	-2,020	2,981	3,099	2,920	3,156	2,979	1,877	1,115	867	867	90	72	72	36	36	
IRR=	26.8%																			
East																				
Investment (1000 USD)	7,013	0	3,398	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	69.4	89.4	103.0	103.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	35.6	35.6	2.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sales (1000 USD)	8,328	8,328	12,363	12,363	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	4,272	4,272	237	237	0	0	0	0	0	
Cost (1000 USD)	7,911	7,911	11,744	11,744	11,970	11,970	11,970	11,970	11,970	11,970	4,059	4,059	226	226	0	0	0	0	0	
Saved Loss	150	150	223	223	226	226	226	226	226	226	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-6,863	566	-2,758	841	646	858	858	858	858	858	214	214	12	12	0	0	0	0	0	
IRR=	-6.1%																			
Central																				
Investment (1000 USD)	2	4,180	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0.1	128.5	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.1	131.0	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sales (1000 USD)	7	15,419	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,732	15,725	313	0	0	0	0	0	0	0	
Cost (1000 USD)	7	14,648	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,945	14,938	298	0	0	0	0	0	0	0	
Saved Loss	0	388	396	396	396	396	396	396	396	396	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-2	-3,792	1,082	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	1,183	786	16	0	0	0	0	0	0	0	
IRR=	26.6%																			
Volta																				
Investment (1000 USD)	1067.0	1320.0	343.0	0.0	200.0	0.0	0.0	200.0	75.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sale (GWh)	25	55	63	63	67	67	67	67	72	74	49	19	11	11	6	6	6	2	0	
Sales (1000 USD)	2,940	6,578	7,523	7,523	8,074	8,074	8,074	8,074	8,625	8,832	5,892	2,254	1,309	1,309	758	758	758	207	0	
Cost (1000 USD)	2,793	6,249	7,147	7,147	7,670	7,670	7,670	7,670	8,194	8,390	5,597	2,141	1,244	1,244	720	720	720	196	0	
Saved Loss	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-1,067	-1,173	-14	376	176	404	404	204	356	442	295	113	65	65	38	38	38	10	0	
IRR=	4.2%																			
ECG																				
Investment (1000 USD)	17,188	30,305	39,727	30,880	4,837	1,694	2,042	635	2,186	5,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0	265	914	1,537	2,036	2,174	2,204	2,242	2,256	2,294	2,125	1,475	853	354	216	185	148	133	96	
Sales (1000 USD)	31,768	109,740	184,450	244,300	260,850	264,533	268,984	270,768	275,228	255,008	177,036	102,326	42,476	25,926	22,243	17,792	16,008	11,548		
Cost (1000 USD)	30,180	104,253	175,227	232,085	247,807	251,307	255,534	257,229	261,466	242,257	168,184	97,210	40,352	24,630	21,130	16,903	15,208	10,971		
Saved Loss	1,158	4,231	7,717	10,192	10,361	10,606	10,655	10,831	11,450	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
CF (1000 USD)	-16,030	-24,486	-26,523	-11,908	17,570	21,709	21,791	23,469	22,184	19,831	12,750	8,852	5,116	2,124	1,296	1,112	890	800	577	
IRR=	12.7%																			
VRA-NED																				
Investment (1000 USD)	4,528	1,627	1,088	3	0	121														

表 7-3 新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Accra																				
Investment (1000 USD)	7,073	640	813	2,719	0	1,252	2,042	235	1,323	4,653	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	264.3	222.8	246.3	324.8	324.8	324.8	361.0	420.0	426.8	465.0	395.1	376.6	353.1	274.6	274.6	238.4	178.4	172.6	134.4	
Sales (1000 USD)	24,518	26,736	29,555	38,980	38,980	38,980	43,320	50,398	51,213	55,799	47,410	45,192	42,373	32,948	32,948	28,608	21,530	20,715	16,129	
Cost (1000 USD)	23,292	25,400	28,077	37,031	37,031	37,031	41,154	47,878	48,852	53,009	45,040	42,932	40,255	31,301	31,301	27,178	20,453	19,680	15,323	
Saved Loss	742	809	895	1,181	1,181	1,313	1,527	1,552	1,691	2,180										
CF (1000 USD)	-6,331	1,395	1,419	-61	3,130	2,010	1,651	3,837	2,929	917	2,371	2,260	2,119	1,647	1,647	1,430	1,076	1,036	806	
IRR=	25.5%																			
Tema																				
Investment (1000 USD)	358	284	1,259	138	124	342	0	0	788	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	16.2	29.0	86.0	82.3	97.9	113.3	113.3	113.3	149.0	132.8	120.0	83.0	56.7	51.1	35.7	35.7	35.7	35.7	0.0	
Sales (1000 USD)	1,944	3,486	10,322	11,071	11,744	13,601	13,601	13,601	17,880	15,936	14,394	7,558	6,809	6,136	4,279	4,279	4,279	4,279	0	
Cost (1000 USD)	1,847	3,312	9,806	10,518	11,157	12,921	12,921	12,921	16,988	15,139	13,674	7,180	6,468	5,829	4,065	4,065	4,065	4,065	0	
Saved Loss	79	143	421	452	479	555	555	730	730											
CF (1000 USD)	-279	-44	-664	830	909	800	1,235	1,235	622	1,624	797	720	378	340	307	214	214	214	0	
IRR=	61.8%																			
Ashanti																				
Investment (1000 USD)	691	438	219	0	0	0	0	0	531	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	26.8	43.7	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	52.2	46.0	29.1	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	20.6	
Sales (1000 USD)	3,213	5,249	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	6,267	5,523	3,487	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	2,469	
Cost (1000 USD)	3,052	4,987	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,954	5,247	3,313	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	2,345	
Saved Loss	244	398	476	476	476	476	476	476	663											
CF (1000 USD)	-447	121	519	789	789	789	789	789	789	445	276	174	123	123	123	123	123	123	123	123
IRR=	90.0%																			
Western																				
Investment (1000 USD)	865	200	1,378	0	4,313	100	0	200	0	197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	23	29	66	66	183	186	186	186	191	191	173	167	130	130	13	11	11	5	5	
Sales (1000 USD)	2,809	3,459	7,934	7,934	21,942	22,267	22,267	22,267	22,916	20,747	20,097	15,622	15,622	1,614	1,289	1,289	1,289	640	640	
Cost (1000 USD)	2,669	3,286	7,538	7,538	20,845	21,153	21,153	21,153	21,770	19,709	19,092	14,841	14,841	1,533	1,225	1,225	1,225	608	608	
Saved Loss	128	158	361	361	996	1,011	1,011	1,011	1,040	1,069										
CF (1000 USD)	-737	98	-844	758	-2,921	2,008	2,124	1,954	2,186	2,018	1,037	1,005	781	781	81	64	64	32	32	
IRR=	31.5%																			
East																				
Investment (1000 USD)	7,013	0	898	0	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	90.8	90.8	102.4	102.4	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0	14.2	14.2	2.6	2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sales (1000 USD)	10,894	10,894	12,289	12,289	12,600	12,600	12,600	12,600	12,600	1,706	1,706	311	311	0	0	0	0	0	0	
Cost (1000 USD)	10,350	10,350	11,675	11,675	11,970	11,970	11,970	11,970	11,970	1,620	1,620	295	295	0	0	0	0	0	0	
Saved Loss	415	415	469	469	481	481	481	481	481											
CF (1000 USD)	-6,598	960	118	1,084	896	1,111	1,111	1,111	1,111	1,111	85	85	16	16	0	0	0	0	0	
IRR=	5.5%																			
Central																				
Investment (1000 USD)	2	202	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0.4	42.1	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.6	59.2	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sales (1000 USD)	49	5,048	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,152	7,103	2,104	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cost (1000 USD)	47	4,798	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,794	6,747	1,998	0	0	0	0	0	0	0	0	
Saved Loss	1	130	184	184	184	184	184	184	184											
CF (1000 USD)	-1	-70	352	542	542	542	542	542	542	542	355	105	0	0	0	0	0	0	0	
IRR=	517.0%																			
Volta																				
Investment (1000 USD)	1067.0	1320.0	343.0	0.0	200.0	0.0	0.0	200.0	75.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Sale (GWh)	25	55	63	63	67	67	67	67	72	74	49	19	11	11	6	6	6	2	0	
Sales (1000 USD)	2,940	6,578	7,523	7,523	8,074	8,074	8,074	8,074	8,825	8,832	5,892	2,254	1,309	1,309	758	758	758	207	0	
Cost (1000 USD)	2,783	6,249	7,147	7,147	7,670	7,670	7,670	7,670	8,194	8,380	5,597	2,141	1,244	1,244	720	720	720	186	0	
Saved Loss	111	248	284	284	305	305	305	325	333	333										
CF (1000 USD)	-956	-925	270	660	481	708	708	708	690	775	295	113	65	65	38	38	38	10	0	
IRR=	21.9%																			
ECG																				
Investment (1000 USD)	17,069	3,084	4,995	2,857	4,837	1,694	2,042	635	2,186	5,381	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	0	386	512	675	760	890	944	1,003	1,020	1,095	859	744	580	496	366	312	253	236	160	
Sales (1000 USD)	46,368	61,451	81,042	91,217	106,759	113,281	120,360	122,375	131,446	104,316	89,233	69,642	59,467	43,925	37,403	30,324	28,309	26,839	19,238	
Cost (1000 USD)	44,049	58,378	76,990	86,656	101,422	107,617	114,342	116,256	124,874	99,100	84,772	66,160	56,494	41,728	35,533	28,808	26,894	24,876		
Saved Loss	1,720	2,301	3,090	3,407	4,101	4,324	4,539	4,614	4,936	5,641										
CF (1000 USD)	-15,349	1,635	1,168	4,602	3,825	7,968	8,161	9,997	8,868	6,832	5,216	4,462	3,482	2,973	2,196	1,870	1,516	1,415	962	
IRR=	26.8%																			
VRA-NED																				
Investment (1000 USD)	4,528	1,621	1,088	3	0	121	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sale (GWh)	111	131	131	131	133	133	133	133	134	52	23	3	3	3	1	1	1	1	0	

表 7-4 財務分析のまとめ

Profit margin = 5.0%						
Whole Master Plan			Newly Identified Projects			
	Investment (1000USD)	Total GWh (10 yrs)	FIRR	Investment (1000USD)	Total GWh (10 yrs)	FIRR
Accra	59,298	12,553	19.3%	20,750	5,994	25.5%
Tema	17,063	3,485	-1.6%	3,293	1,490	61.8%
Ashanti	11,986	1,338	3.9%	1,879	728	90.0%
Western	8,809	3,425	26.8%	7,685	1,963	31.5%
East	9,832	1,050	-6.1%	7,779	1,050	5.5%
Central	1,197	1,311	26.6%	289	596	517.0%
Volta	2,417	736	4.2%	3,105	736	21.9%
ECG	110,602	23,898	12.7%	44,780	12,557	26.8%
VRA/NED	9,362	1,341	-0.5%	7,408	1,341	14.8%
Whole Ghana	119,964	25,239	11.9%	52,188	13,898	24.6%
NPV=	7,387 (1000USD, r=10%)			16,496 (1000USD, r=10%)		

マスタープラン総体の FIRR は 11.9% 程度であり、新規のプロジェクトのみの FIRR は 24.6%となった。

この状況でハードルレートをみきわめるのは困難である。過去の調査では、経済性分析のハードルレートとして 10% が使われている。また世界銀行は電力セクターのプロジェクトにおいて、8% の ROA を要求することが多い。この数字をベンチマークとして使うなら、マスタープラン全体も、新規のプロジェクトもどちらも財務的になりたつ水準といえる。割引率を 10% とした場合、マスタープラン全体の NPV は 739 万 USD、新規プロジェクトは 1,650 万 USD となる。しかしこれらの数字は、電力販売の利益率に大きく依存する。

利益率と FIRR との関係を以下の表に示す。この配電計画が財務的に成立するためには、少なくとも 5% (i.e.、利益額 0.6 US cents/kWh) が必要となることがわかる。さもないと、設備の維持や投資回収は極めて困難となる。

表 7-5 利益マージンと収益率の関係

Profit Margin	Whole Master Plan	Newly Identified
3%	4.20%	15.70%
4%	8.30%	20.50%
5%	11.90%	24.60%
6%	15.30%	28.90%
7%	18.60%	32.80%

7. 3 経済分析

経済分析では、経済全体への費用や便益を検討する必要がある。

エンドユーザーへの総便益を計算するのは困難である。一つの手法としては、社会環境調査で行った調査の中の支払い意志額を見ることである。需要の大きな部分は家庭なので、世帯の支払い意志額を見る。この調査によると、電化済みの村落世帯での支払い意志額は、9.8 USD /月となっている。未電化村だと、支払い意志額は6.4 USD/月となる。このちがいは、村落の豊かさにも関係してくるが、それ以上に実際の電気との接触に伴う、適切な価値判断を反映したものと理解される。また初期投資額を月額換算すると、どちらもおよそ0.5USD/月となる。別の調査によれば、こうした村落世帯のエネルギー利用は代替エネルギーから計算しておよそ22 kWh/月となるとのこと²。ここから計算して、電力の価値はおよそ0.47 USD/kWhとなる。

もう一つの算定方法として、1992年に行われた National Electrification Project Feasibility Study (1992) においては、世帯の支払い意志額はおよそ0.25 USD/kWh と算定されている。その後のガーナ国経済成長にともなって、これは増大していると考えられ、それは実質 GDP ののびとほぼ対応していると考えられる。

ガーナにおける実質 GDP 成長は、1992年以來かなり安定している。これを以下の表に示す。1990年代はおおむね4%台の成長を見せており、2003年以降は5%超、そして近年では6%を超える成長が続いている。

² National Electrification Project Feasibility Study (1992), Table 6.2.

表 7-6 新規プロジェクトのみの投資と需要スケジュール

Year	Real GDP Growth (%)
1992	6.173
1993	4.921
1994	3.28
1995	4.023
1996	4.596
1997	4.199
1998	4.691
1999	4.428
2000	3.736
2001	4.184
2002	4.549
2003	5.246
2004	5.585
2005	5.866
2006	6.368
2007	6.388
2008	6.853

この数字に基づくと、ガーナの全般的な豊かさは 1992 年に比べてほぼ倍増したと考えられる。これをデフレーターとして使うと、現在の支払い意志額は、およそ 0.54 USD/kWh となり、これが今日の電力の価値となる。この数字は、社会環境調査から導いた 0.47 USD/kWh とおおむね対応している。

この数字に基づき、EIRR を計算した。結果を以下の表に示す。

表 7-7 経済分析のまとめ

Profit margin = 5%					
Whole Master Plan			Newly Identified Projects		
	Total GWh (10 yrs)	EIRR	Total GWh (10 yrs)	EIRR	
Accra	12,553	33.1%	5,994	45.8%	
Tema	3,485	11.4%	1,490	93.4%	
Ashanti	1,338	13.9%	728	121.7%	
Western	3,425	50.4%	1,963	53.5%	
East	1,050	3.3%	1,050	15.2%	
Central	1,311	46.6%	596	815.8%	
Volta	736	21.1%	736	37.2%	
ECG	23,898	26.6%	12,557	44.6%	
VRA/NED	1,341	14.2%	1,341	27.9%	
Whole Ghana	25,239	25.6%	13,898	41.5%	
NPV=	50,313	(1000USD, r=12%)	43,053	(1000USD, r=12%)	

マスタープラン全体としては EIRR が 25.6%、新規のプロジェクトでは EIRR は 41.5% となる。EIRR のハードルレートもみきわめにくい。先の調査では 10%が使われており、アジア開発銀行はすべてのプロジェクトに対して EIRR12%を足切りラインとしている。この数字を使うと、マスタープラン全体を見ても新規のプロジェクトだけを見ても、この水準をいずれも越えている。したがって、このプロジェクトは経済的に成立していると考えられる。

それぞれのプロジェクトの NPV は、マスタープラン全体では 5,000 万ドルであり、新規のプロジェクトでは 4,300 万ドルとなる。

7. 4 非供給コスト調査

非供給コスト調査は、本マスタープランの一部として、アクラ／テマ地区とクマシ地区における製造業、商業、さらには学校や病院といった公的施設の需要家を対象に、信頼性の低い電力供給が経済活動に与える影響を調べたものである。具体的には、調査では、停電により発生した生産やサービスの提供に関わる損失、あるいは建物、生産設備、商業施設などに必要なバックアップ電源に要するコスト負担の程度を求めることをねらいとした。

なお、調査の実施にあたっては、アンケートとインタビューの実施とデータの解析をガーナの現地コンサルタントである KITE³に委託した。

7. 4. 1 調査手法

サンプリング

調査では、二つの地区についてサンプルとなる需要家を選定し、アンケートとインタビューを通してデータを収集した。なお、サンプルの選定にあたっては、料金カテゴリーの「特別付加料金⁴」が適用される需要家を対象として、電力消費量と産業の大きさを基準とするサンプルの枠組みを決めるため、第一段階で 100 の需要家を選定した。この 100 の需要家に対してアンケートを送り、インタビューを申し込んだ結果、最終的に 54 の需要家からインタビューを受け入れる旨の返事が得られた。

サンプルのうち 57%がアクラ／テマ地区の需要家、43%がクマシ地区の需要家であった。また、78%は製造業、22%がサービス業という産業属性となった。

インタビューに回答した需要家の産業分類別の分布は 11 のカテゴリーにわたり、おおむねガーナにおける代表的な産業を網羅している。

³ Kumasi Institute of Technology and Environment

⁴ Special Load Tariff

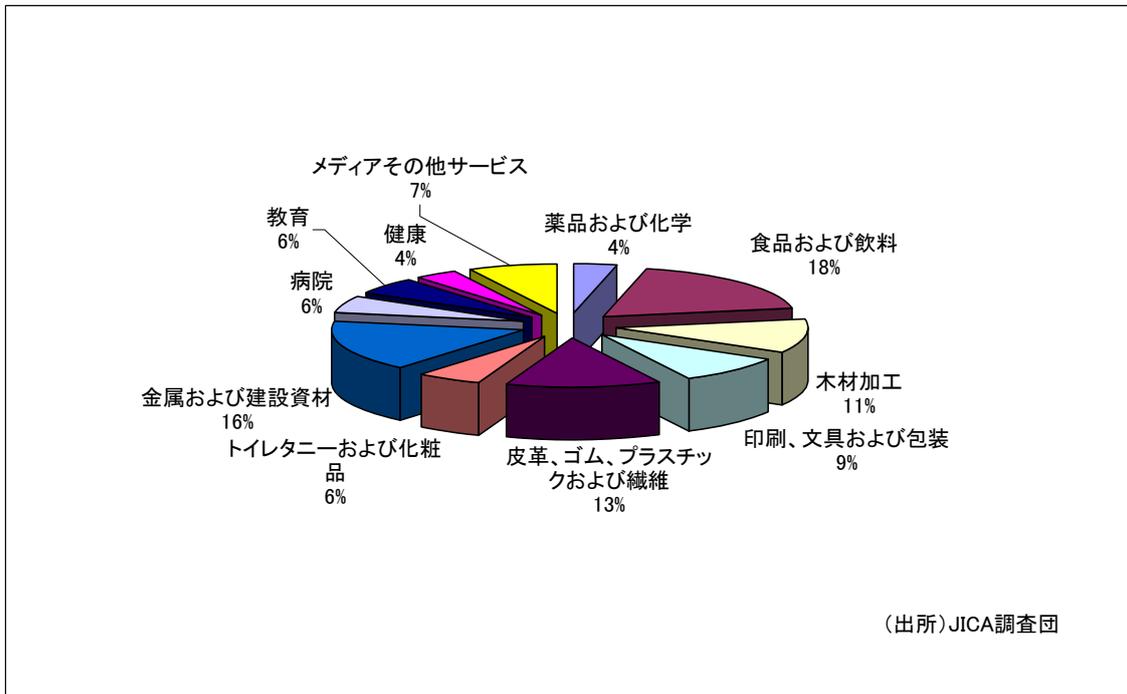


図 7-2 回答企業の産業分類別の分布状況

アンケート

サンプルを決定するためのアンケートは、以下の項目で構成した。

- 対応窓口あるいは事業分類といった一般項目
- 製品、サービスの内容、従業員数、売上、毎月の電力と他のエネルギーの消費量といった事業の詳細な情報
- 停電や電圧変動の発生頻度
- 昨年発生した停電や電圧変動の頻度と継続時間、さらにはそれによって生じた売上損失
- 需要家が設置したバックアップ電源の技術的なデータ
- 電力供給、電気料金水準、投資に関連した一般的な意見

7. 4. 2 アンケートとインタビューの結果

(1) 需要家の概要

従業員数と売上

インタビューに回答した企業のほとんどが、大規模（64.8%）あるいは中規模（31.5%）に属するものであり、従業員数の合計は1万4,347に及ぶ。1サンプルの従業員数は13人～1,800人と幅広く、平均は276人であった。

売上額について回答したのは31の企業（57%）にとどまった。従業員数について回答し

た 51 の企業と、売上額について回答した 31 の企業の産業分類別構成は表 7-8 に示すとおりである。

表 7-8 回答企業の産業分類別従業員数と平均年間売上額

産業分類	従業員数 (N=51)	年間平均売上額 (N=31)
<u>製造業</u>	<u>13,575</u>	<u>118,949,127</u>
薬品および化学	492	1,800,000
食品および飲料	4,044	1,919,142
木材加工	3,387	33,195,540
印刷、文具および包装	690	2,081,187
皮革、ゴム、プラスチックおよび繊維	2,395	56,435,097
トイレットニーおよび化粧品	832	2,575,933
金属および建設資材	1,735	20,942,229
<u>サービス業</u>	<u>772</u>	<u>7,317,665</u>
病院	221	322,000
教育	-	0
健康	191	3,200,000
メディアその他サービス	360	3,795,665
合計	14,347	126,266,791

(出所) JICA 調査団作成

回答のあった企業のうち、製造業部門の総従業員数 1 万 3,575 は、ガーナの製造業の総雇用者数 11 万 6,773⁵ の約 12% に相当する。

一方、売上について回答した企業の総売上額は GH¢1 億 2,630 万であり、うち製造業がそのほとんどにあたる 94% を占める。この製造業分の売上額 GH¢1 億 1,890 万は、ガーナの製造部門のセンサスによる付加価値生産の約 12% に相当する。しかし、全サンプル企業の売上金額はもっと大きくなる筈である。その理由は、この数字 (GH¢1 億 2,630 万) は製造業の 42 企業のうち売上額について回答した 24 企業 (57%) の合計値にとどまることに加え、回答しなかった残りの 43% がそれぞれの産業の代表的な企業であったからである。

少なくとももし電力供給の障害が生産活動に損失を与えているならば、電力供給の障害が、製造業部門の GDP に対して大きな影響が出ていると考えることができる。

表 7-8 に明らかなように、「食品および飲料」、「木材加工」、「皮革、ゴム、プラスチックおよび繊維」の三つの産業に属する企業がもっとも大きな雇用を確保しており、全体の 68% を占める。一方、国家統計データでは、衣料品 (23%)、木材加工 (14%)、食品および飲料 (13%) の三つの産業が雇用の大きい製造業種であり、類似性が確認できる。

売上額からは、「皮革、ゴム、プラスチックおよび繊維」、「金属および建設資材」の三つ

が全体の 87%と、多くを占める。一方、国家統計からは、付加価値ベースでは「食品および飲料」が二番目に大きな産業（18%）である。この違いは、この産業に属する企業の 30%しか、売上について回答しなかったことが影響している。

労働時間のパターン

回答のあった企業の一日あたり稼働時間と年間稼働日数を産業別にまとめたものが図 7-3 である。労働時間あるいは労働日数が長いほど停電による影響が大きくなることが想定される。一日あたりの労働時間は 8~24 時間の間にある。37%の企業は 24 時間稼働の工程を組んでおり、33%は一日あたり労働時間が 8 時間である。全企業の平均は 16.2 時間、年間稼働日数は 308 日である。

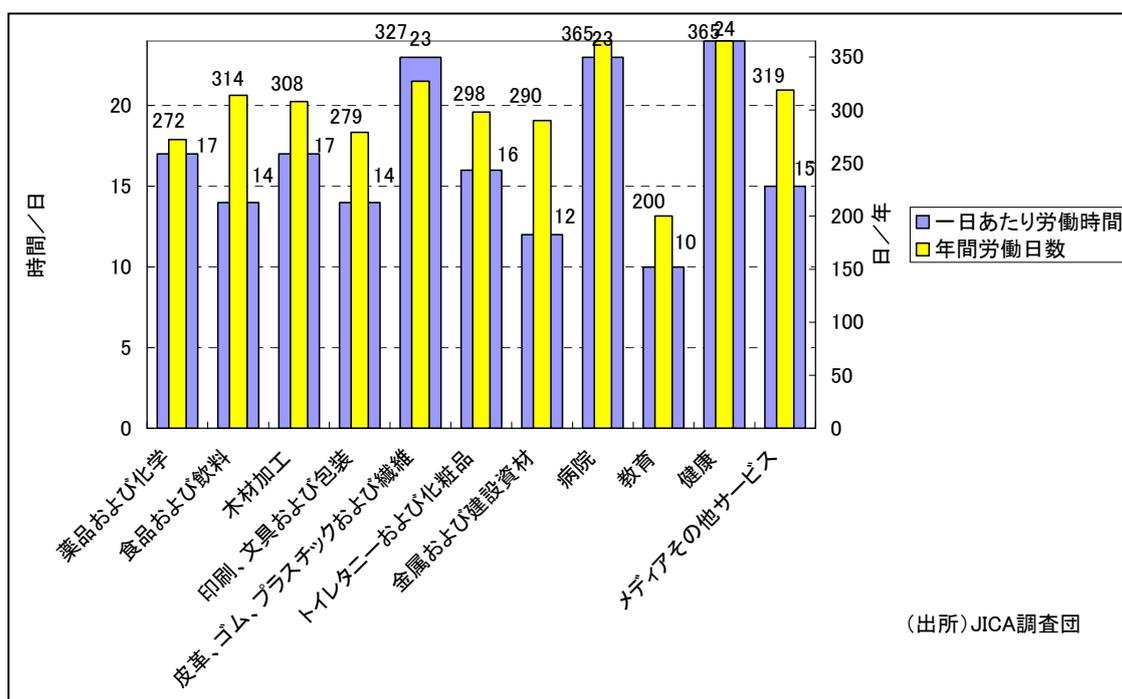


図 7-3 回答企業の産業分類別稼働日数と稼働時間

(2) 電気の利用形態とコスト

サンプル企業のすべてが ECG からの電力供給に依存している。うち、92%は完全に ECG に依存し、8%は部分的に依存している。これらの企業における電気の利用分野は、照明（100%）、工場や機械の動力（91%）、冷凍（62%）、プロセス加熱（52%）、室内空調（87%）である。

回答のあった 51 の企業の年間電力消費量は約 1 億 2,800kWh である。これは 2006 年のガーナの全電力消費（55 億 kWh）の 2.3%に相当する。これらの企業が消費した電力のほとんど（89%）は製造業におけるものである。

回答企業が支払った電気代は月間 GH¢87 万 7,747、年間 GH¢1,053 万（US\$1,114 万）であ

⁵ 2003 Ghana Industrial Census Report, 2005.

る。なお、この数字は、サンプルのうち回答のあった 56%の企業の合計値であり、サンプル全体の支払額はもっと大きくなることに注意を要する。

ほとんどの企業（72%）では、総経費に占める電気代は 10%以下である。一企業のみ総経費のうち電気代が 66%を占めるが、残りの企業では 11～38%の範囲にある。

表 7-9 は回答のあったサンプル企業の産業分類別月間電力消費量とコストを示したものである。「食品および飲料」が最大の電力需要家群であり、これに「皮革、ゴム、プラスチックおよび繊維」が続く。しかし、この結果は、サンプル数で見るとこれらの産業が第一位と第三位を占めていることも大きく影響している。サービス業では、教育が最大の需要家群である。

表 7-9 回答企業の産業分類別の月間電力消費量とコスト

産業分類 (N=51)	月間電力消費 (kWh)	需要電力 (kW)	月間電力コスト (GH¢)
製造業	9,438,456	19,075	778,293
薬品および化学	122,980	240	10,884
食品および飲料	2,703,433	6,613	234,207
木材加工	1,409,632	3,130	136,288
印刷、文具および包装	169,470	299	20,164
皮革、ゴム、プラスチックおよび繊維	2,060,380	3,118	215,275
トイレタニーおよび化粧品	1,145,345	2,569	81,270
金属および建設資材	1,827,216	3,106	80,205
サービス業	1,206,321	2938	99,454
病院	101,800	149	13,192
教育	971,396	2,470	68,487
健康	48,825	67	5,576
メディアその他サービス	84,300	252	12,200
合計	10,644,777	22,013	877,747

(出所) JICA 調査団

(3) 電力供給の質

電気の質に関する質問では、インタビューした企業の意見はおおむね信頼性が低いというものであった。その回答内容は、停電と電圧変動に集約される。

図 7-4 に示すように、回答企業のうち 63%が週数回の頻度で、さらに 19%が月数回の頻度で停電を経験していると述べている。とりわけ、6%は日常的に停電が起きていると答えている。停電の内容については、48%が計画停電であったと答え、33%が計画停電ではなか

ったと答えている。両方の停電を経験している回答企業は8%であった。

電圧変動については、57%の回答企業が過去一年間で経験している。なお、図 7-に示すように、ブラウナウトは停電ほど頻繁ではないと推定できるが、それにもかかわらず、電圧変動を経験した企業のうち 15%は日常的に起きていると答え、さらに 15%が週数回起きていると答えている。

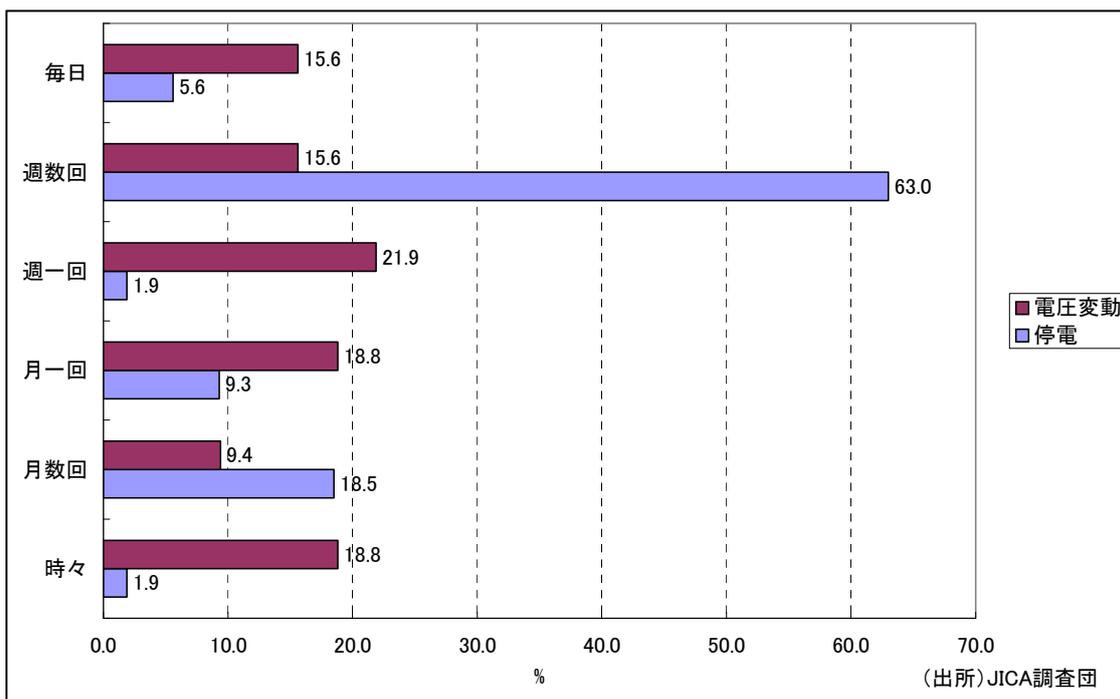


図 7-4 回答企業における停電と電圧変動の頻度

停電あるいは電圧変動の継続時間については、明確な数字の回答はなかったが、大まかな継続時間は示された。大半の回答では数時間から半日というものであったが、数カ月にもわたるという回答も一件あった (表 7-参照)。

表 7-10 回答企業における停電と電圧変動の継続時間

	数分	数時間	12 時間	1~3 日	4~7 日	1~4 カ月
非計画停電	-	33	10	9	1	1
計画停電	9	35	2	6	1	1
電圧の変動	7	20	-	4	1	-

(出所) JICA 調査団

(4) 対策

回答企業の多数、84%はECGの電力供給が不安定なことから、自家発電設備を所有している。さらに、10%の企業が自家発に加えて生産工程の調整、労働時間や注文を減らすといった他の対策も取っている。残りの企業は、単に生産工程の調整（4%）、生産の柔軟な対応、注文を取り消す（2%）といった対策を取っている（図 7-5 参照）。

自家発を所有し、かつその使用履歴の分かっている 44 の企業のうち 75%は 2 年以上設備を使っていると答えている（長いものは 30 年）。一方、残りの 25%は 1 年未満の使用である。このことから、大半の自家発は現在の計画停電プログラムが始まる前から設置されていたことが分かる。ちなみに、これらの自家発はすべてディーゼル発電機であり、さらにその多数（80%）は需要家における所要動力の 60～100%に相当する出力を有している。

図 7-は回答企業における自家発出力と負荷率を産業別に示したものである。「食品および飲料」が 12,100 kVAと最大の設備容量を持っており、その負荷率も 82%と高い。回答した 50 社の合計は 35,767 kVAである。

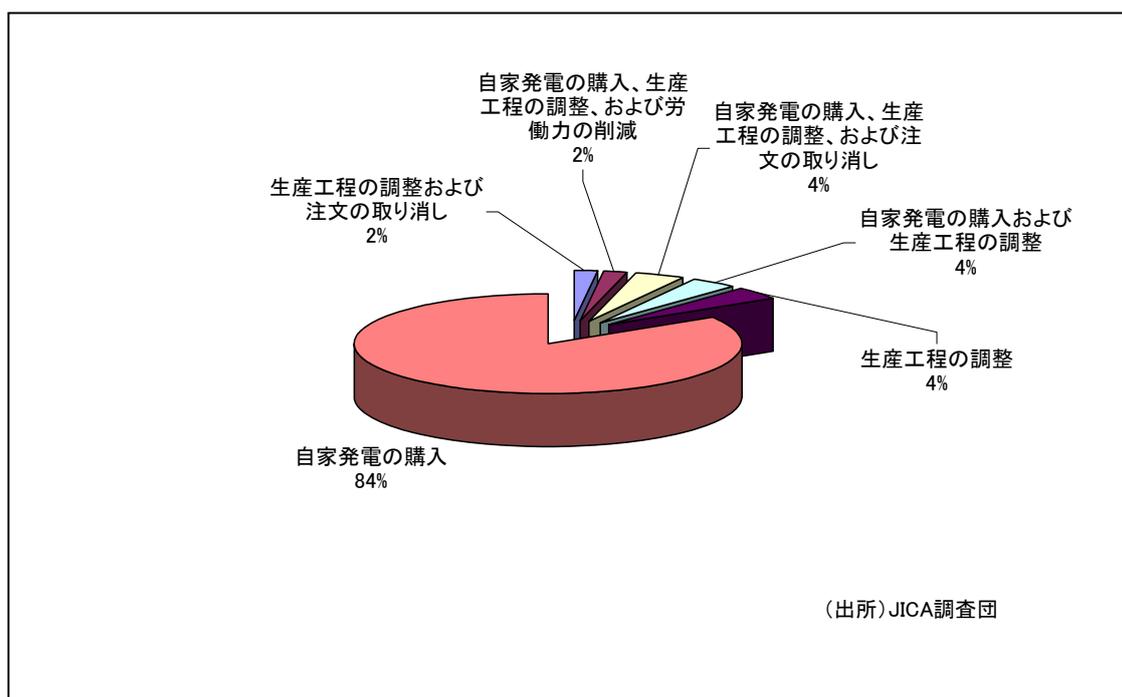


図 7-5 信頼性の低い電力供給への対策

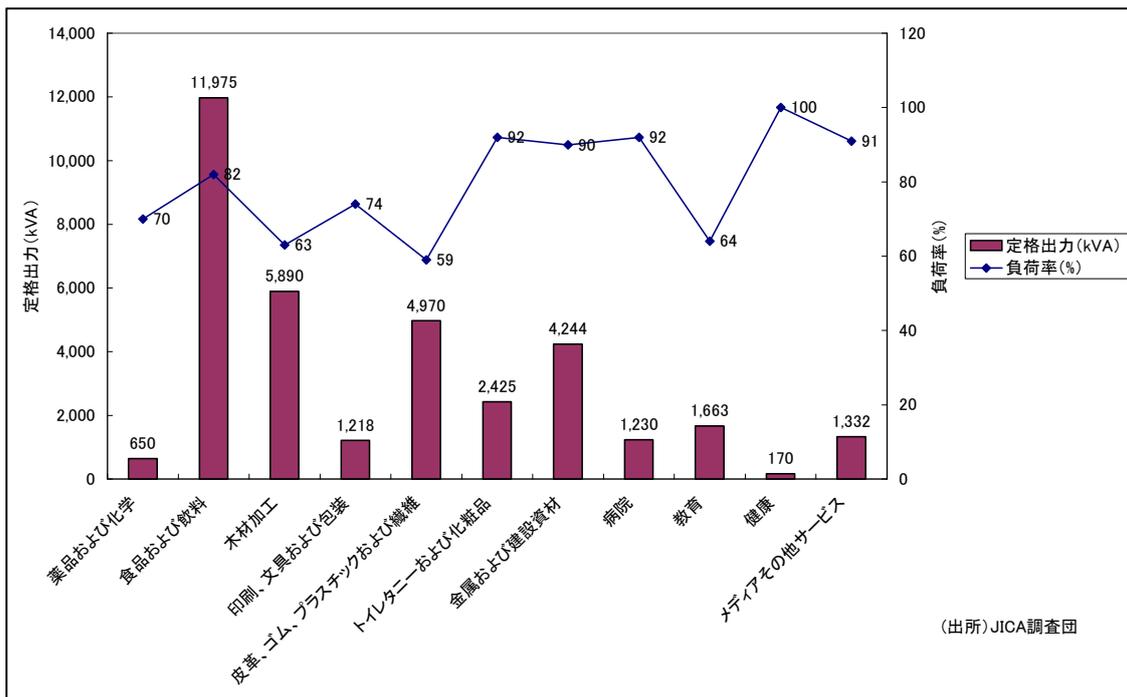


図 7-6 自家発電の出力と負荷率

7. 4. 3 非供給コストの推定

非供給コストを推定するために、生産損失からの推定、自家発電コストからの推定、支払意思額からの推定という、三つの方法を使った。それぞれの方法は、利点もあれば限界もある。求めた数字そのものを比較するとかなりの差異が出るが、非供給コストを捉える上で重要な意味を持つ。

(1) 生産損失からの推定

生産損失から推定する方法は、電力の供給障害により発生した生産の損失を求めるものである。これは生産損失額の推定値をその間に停止していた平均電力供給量で割ったものである。これは、需要家が被った損失額を電気代に換算した最大値を示すものとなる。

しかし、この推定方法は、回答の中で損失を避けるために取っている対策が定量的に示されていないために、推定値は過大に評価されるという問題を含んでいる。さらに問題な点は、この方法が回答者の記憶の確かさに依存する点である。損失のすべての原因を停電に起因するため、損失の推定値が過大となるがちである。さらに、今回の調査では損失の推定を売上の損失で答えているが、本来ならば生産の付加価値から推定すべきであろう。この点からも、過大な推定とならざるを得ない。

停電によって発生したであろう損失について、回答結果をその内容別に見たものが表 7-1 である。ここで分かるように、回答企業にとっては、生産の損失、装置の破損、利益

の損失（これは生産損失の結果である）が主たる損失である。

しかしながら、損失を被ったと答えた回答者でも、ほんのわずかしか損失の推定値を示すことが出来ていないし、生産の停止時間や損害の程度についても記録はほとんどない。実際に、インタビューした企業のうち 22 社（40%）が損失の推定をしているが、それらに明確な算定根拠があるわけではなく、「憶測」の域を出るものではない。

表 7-11 回答企業における電力供給障害による損失の種類

損失	回答の比率 (%) (N=54)	損失のコストが推定できる回答者の 比率 (%)
原材料	33	6
生産量	78	19
利益	59	20
装置の破損	78	30
労働力	11	10
生産停止中の賃金	57	15

（出所）JICA 調査団

推定結果

表 7-1 は 22 の回答企業が受けた損失額を一時間あたりにまとめた結果である。回答企業における電力供給の障害により被ったと推定できる一時間あたりの損失額合計はGH¢ 54,664 (US\$57,800) となる。

総損失額の産業別の分布を見てみると、総額 GH¢ 54,664 のうち 54%は「木材加工」が占めており、それは主に装置の破損という形で起きている。しかしながら、この表によって必ずしも同じ基準で産業間の違いが比較できるわけではない。なぜならば、回答企業の産業別の数は必ずしも同じでなく、かつ損失が小さいと答えている産業（例えば、薬品および化学）は電力供給の障害を避けるための対策に別のコストを要しているとみられるからである。

表 7-1 2 回答企業における業種別の電力供給障害で被った損失

	原材料 (GH¢/hr)	生産損失 (GH¢/hr)	労働損失 (GH¢/hr)	装置損害 (GH¢/hr)	合計 (GH¢/hr)
<u>製造業 (N=18)</u>	<u>8,377</u>	<u>15,617</u>	<u>2,111</u>	<u>29,093</u>	<u>52,877</u>
薬品および化学	-	-	170	-	170
食品および飲料	-	1,153	-	1,085	2238
木材加工	2,000	5,804	1,357	20,157	29318
印刷、文具および包装	-	-	-	1,000	150
皮革、ゴム、プラスチックお よび繊維	6,275	-	-	2,640	8915
トイレタニーおよび化粧品	102	5,190	52	1,895	7239
金属および建設資材	-	3,470	97	1,316	4847
<u>サービス業 (N=4)</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	<u>480</u>	<u>1,207</u>	<u>1,787</u>
病院	-	-	470	207	677
教育	-	-	-	-	0
健康	-	100	-	-	1100
メディアその他サービス	-	-	10	1,000	10
合計	8,377	15,717	2,121	29,300	54,664

(出所) JICA 調査団

しかしながら、産業ごとに不足した電力の量を求めることについては、回答者が電力供給に障害があった正確な時間を記録しているわけではなく、問題をはらんでいる。このため、データのない中で供給障害のあった時間として自家発電の稼働時間を使って計算したものが

表 7-13 である。

回答した 22 社の月間の電力損失量は約 120 万 kWh であり、損失額は GH¢870 万 (US\$920 万) に相当する。これを電力の kWh あたりに換算した非供給コストは GH¢39/kWh となる。

表 7-13 生産損失から推定した非供給コスト

	月間の供給障害の あった電力量の推 定値 (kWh)	月間の発電 機の稼働時 間 (Hrs)	供給障害によって 生じた時間あたり の損失 (GH¢/h)	供給障害のよっ て生じた月間の 損失額 (GH¢)	非供給コスト ⁶ (GH¢/kWh)
製造業	1,171,017	2,033	52,877	8,286,882	49
サービス業	20,709	762	1,787	374,334	29
合計	1,191,726	2,795	54,664	8,661,216	
平均					39

(出所) JICA 調査団

一方、稼働時間を発電機の仕様、負荷率、および燃料消費量のデータから推定し直して計算した結果が表 7-14 である。この方法によれば、自家発の推定稼働時間（電力供給障害の時間）はもっと短くなり、その結果、非供給コストはGH¢27/kWhに下がる。

表 7-14 月間の生産損失と非供給コストの推定

(N=22)	月間の供給障害の あった電力量の推 定値 (kWh)	月間の発電 機稼働時間 (Hrs)	Hourly 供給障害によ って生じた時間あた りの損失 (GH¢/h)	供給障害のよっ て生じた月間の 損失額 (GH¢)	非供給コスト (GH¢/kWh)
製造業	361,758	1,315	52,877	1,785,677	25.67
サービス業	6,909	319	1,787	94,167	28.80
合計	368,667	1,633	54,664	1,879,844	
平均					27

(出所) JICA 調査団

ちなみに、このように非供給コストを試算したが、供給障害による損失額が現実に発生しているわけではない。今回、調査を行った企業の 93%は自家発電を設置しており、停電が起きれば最大 30 分以内にバックアップ電源が稼働するようになっている点に留意する必要がある。

⁶ 生産損失からの非供給コストの推定は電力の供給障害によって生じた損失額を障害のあった時間（自家発の稼働時間で推定）で割ることにより求めた。産業別の非供給コストは個別企業ごとの非供給コストを足し合わせて求めた。またその平均値はそれをサンプル数で割ることにより求めた。

(2) 自家発電コストからの推定

需要家が使う自家発電のコストから非供給コストを求める方法である。言い換えれば、バックアップ用電源の平均コストを非供給コストとするものである。これは、間接的に系統電力に対する需要家の支払意思額を示すものでもある。その前提は、もし需要家が自家発電設置することを望むのであれば、自家発電のコストを系統電力の料金として払ってもよいというものである。

しかし、この方法には限界がある。自家発電のコストは、系統からの電力供給に障害が起きたときに使うための設備に対して支払ってもよいという意味額を示したものに過ぎず、生産に必要なすべての電気について支払ってもよいということにはならない。この点で過大な評価となる。つまり、自家発電コストから推定した非供給コストは、追加的に払ってもよいというコストである。

一方、このコストは過小評価されていると考えることもできる。コストには、金額的な価値に表現されていないものがある。例えば、追加的な所要投資、環境面でのマイナス（排気ガスや騒音）、発電機の運転に関わる追加的な作業などである。さらに、このコストはバックアップ設備を持つ需要家に対してのみ適用可能な数字ある。

このように算定した数値の解釈に限界はあるものの、自家発電コストからの推定は需要家が追加的な電力に対して払ってもよいと考える支払意思額の下限値を示すものと考えることができる。

推定結果

冒頭で述べたように、自家発は需要家が採る電力供給の障害への中心的な対策である。表 7-1 5 は自家発を所有している需要家のコスト構成を求めたものである⁷。表から分かるように、回答した 30 の企業が自家発に投資した金額はGH¢300 万（約US\$330 万）である。自家発を持っていると回答したものの、コストに関わる情報を開示しなかった残りの 17 の企業のコストについて、回答企業のコストデータや発電機の市場価格から推定を行い、もしこの金額に上乘せするならば、全サンプル企業の投資額はGH¢630 万（約US\$670 万）に上昇する。

燃料費については、46 の回答企業は年間GH¢510 万（US\$540 万）を支出し、その他の維持管理費として、別途、GH¢17 万 6,000（US\$18 万 7,000）がかかっている。なお、これらの維持管理コストの算定値は、すべての回答企業が情報を開示したわけではないので、さらに高くなることに注意を要する⁸。合計の維持管理費GH¢520 万（US\$560 万）は回答企業がECGに支払っている年間の電気代GH¢1050 万の約半分に相当する半面、電力量では購入電力の 30%に過ぎない。

⁷ ここでの算定は、あくまでも自家発のコストについて回答した企業のデータに限られる。

⁸ 燃料コストについては 46 社が回答したが、その他の維持管理費については 31 社しか回答していない。

データ数が限られるため、この調査結果から国全体の産業のコストを算定することには無理があるが、別の調査結果⁹では、製造業とサービス業全体の自家発電にかかる年間コストはGH¢5億と推定している。

表 7-15 回答企業における自家発電のコスト構造

(単位：GH¢)

	投資費 (N=30)	年間の燃料費 (N=46)	その他の年間の維持管理費 (N=31)
製造業	2,835,408	4,625,946	145,930
サービス業	239,170	471,599	30,532
合計	3,074,578	5,097,545	176,462

(出所) JICA 調査団

表 7-1 は 30 の回答企業のデータから、投資コストの年間均等額と年間維持管理コストを求めて推定した自家発電コストの平均値である。自家発電に要する平均コストは GH¢0.35/kWh となり、これは ECG の電気料金 (GH¢0.12/kWh) の約 3 倍に及ぶ。

表 7-16 自家発電コストから推定した非供給コスト

(N=30)	投資コストの 年間均等額 (GH¢)	年間維持管理 費 (GH¢)	合計 (GH¢)	自家発電の 発電量 (kWh)	自家発電コスト ¹⁰ (GH¢/kWh)
製造業	452,989	2,649,562	3,102,551	20,493,097	0.39
サービス業	38,210	238,635	276,845	3,566,400	0.17
合計	491,199	2,888,197	3,379,396	24,059,497	
平均					0.35

(出所) JICA 調査団

⁹ Databank (2007), The Real Cost of the Load-Shedding

¹⁰ 自家発電コストからの非供給コストの推定は、自家発電に要したコストを発電電力量で割ることで求めた (GH¢/kWh)。業種の平均値は個々の回答企業ごとにこの自家発電コストを計算した後、その合計値求め、さらにそれを回答した企業の数で割って求めた。

(3) 支払意思額からの推定

支払意思額からの推定は、もし ECG の電力供給がより良くなったら、という仮想的なシナリオの下で、需要家がどの程度の支払意思額を示すかという前提で求めるものである。

これまで取った二つの方法に比べて、支払意思額による方法は、需要家にとっての電力の価値の意味合いについて、より深い解釈を与えることができるという利点がある。ただし、この方法の信頼性を高めるためには、回答者に十分な情報が与えられており、かつ彼らが電気やサービスの価値を評価できることが求められる。

一方、この方法にも限界があり、アンケートの設計や想定するシナリオを回答者がどの程度理解しているかという点に依存する。支払意思額から推定する値は、一般的に自家発電コストからの推定値より高くなり、生産損失からの推定値より低くなる。さらに、途上国では貧困層が多いゆえに、支払意思額は支払い可能額に大きく影響される。

いずれにせよ、この方法にも限界があるが、電気料金の上限や下限額の幅を知ったり、料金に関わる政策的な検討を加えたりする上で有効である。

推定結果

回答者の 67%は現在受けている電力供給サービスの質に比べて、支払が高すぎるという意見を持っている。しかしながら、回答者の多数 (89%) はサービスの質が向上し、それが保証されるならば、もう少し高い料金を払うつもりがあると考えている。

より質の高いサービスであれば高い料金を支払ってもよいと回答した企業が、現在の電気代の支払いを維持するものの質が下がってよいと考えるか、あるいは質は維持するものの電気代が上がってもよいと考えるか、という選択に迫られた場合の判断は次のようなものであった。72%は価格よりも質を選択すると答え、20%は質が下がっても価格の維持を選択すると答えている。

図 7-に示す結果から分かるように、多数の企業はこれ以上の質の悪化には耐えられないと考えおり、また最低限現在の質が保たれるのであれば、より高い料金を支払う意思があると答えている。

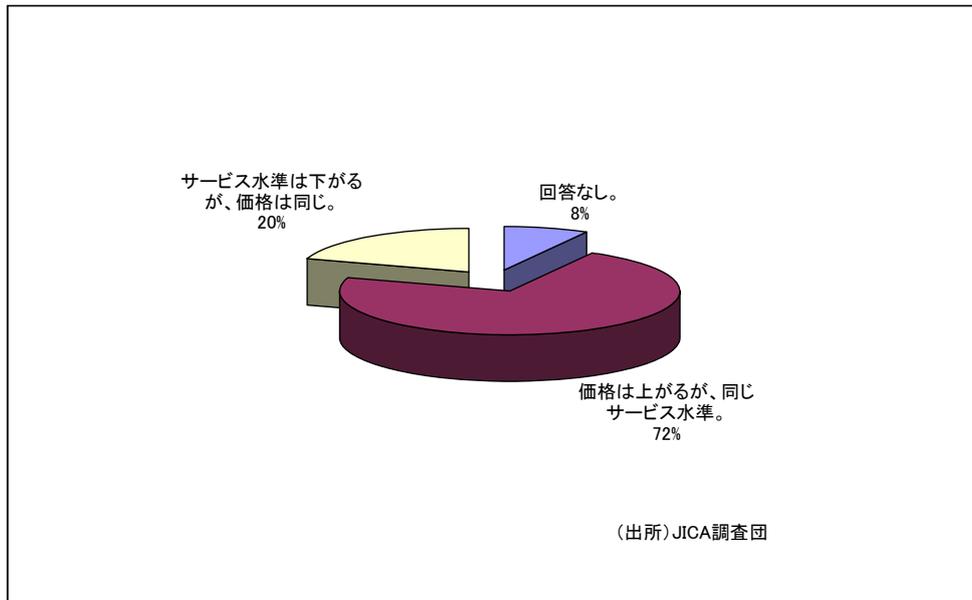


図 7-7 質の向上に対する回答者の選択

回答者は、より質の高いサービスに対してどの程度の料金を支払う意思があるかという別のシナリオに対しても答えている。その結果が図 7-8 である。43%の回答者は、もし停電や電圧変動（ブラウンアウト）が全くなくなるならば、1.5 倍から 3 倍の料金を支払ってもよいと考えている。また、26%の回答者は、もし全く停電や電圧変動がなくなれば 3 倍の料金を支払ってもよいと考え、52%の回答者は停電や電圧変動の頻度が下がるならば 1.5 倍から 2 倍の料金を払う意思があると答えている。

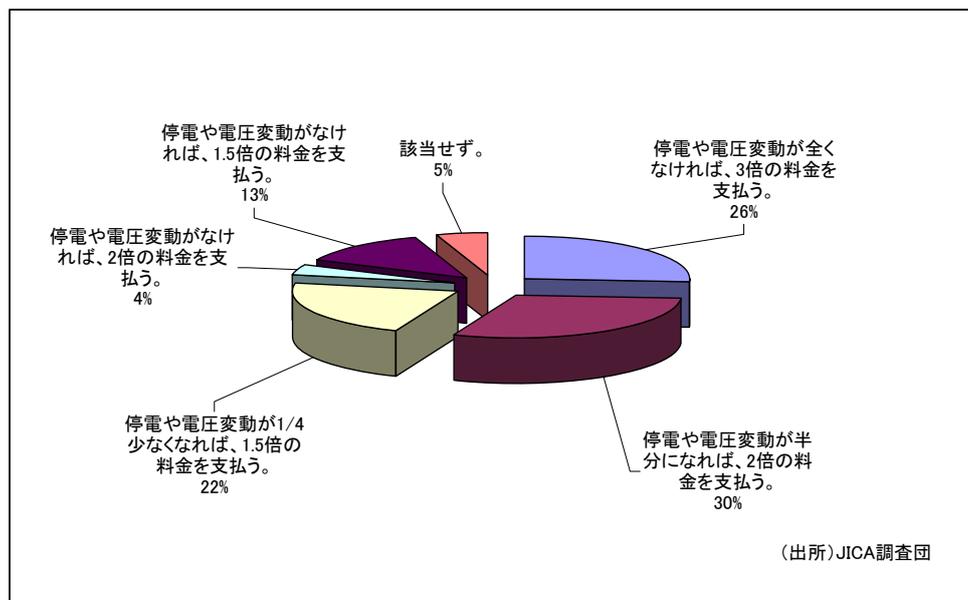


図 7-8 供給サービスの改善に対する回答者の支払意思額

7. 5 財務諸表分析

本節においては、ガーナにおける配電を担当する主体である VRA-NED および ECG についてその財務状況を分析する。

7. 5. 1 VRA-NEDの財務状況

VRA-NED の損益計算書を以下に示す。

Profit and Loss Account

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	¢'m	¢'m	¢'m	¢'m	¢'m	¢'m	¢'m
Sale of electricity	41,384	74,140	120,000	191,053	236,206	262,077	285,318
Other income	1,783	2,327	3,614	4,152	4,140	5,800	6,939
	<u>43,167</u>	<u>76,467</u>	<u>123,614</u>	<u>195,205</u>	<u>240,346</u>	<u>267,877</u>	<u>292,257</u>
Deduct:							
Operating Costs	45,245	75,461	126,473	216,590	263,487	338,300	371,991
Depreciation	26,507	86,049	126,730	158,802	201,816	203,004	150,465
	<u>71,752</u>	<u>161,510</u>	<u>253,203</u>	<u>375,392</u>	<u>465,303</u>	<u>541,304</u>	<u>522,456</u>
Net Loss for the year	<u>(28,585)</u>	<u>(85,043)</u>	<u>(129,589)</u>	<u>(180,187)</u>	<u>(224,957)</u>	<u>(273,427)</u>	<u>(230,199)</u>

Income Surplus Account

Balance at beginning of year	(2,609)	-7,242	(8,808)	(86,566)	(236,644)	(364,582)	(503,557)
Transfer from Capital Surplus	23,988	83,477	52,784	63,077	98,928	134,452	160,702
	<u>21,379</u>	<u>76,235</u>	<u>43,976</u>	<u>(23,489)</u>	<u>(137,716)</u>	<u>(230,130)</u>	<u>396,122</u>
Loss for the year transferred from Profit and Loss Account	<u>(28,585)</u>	<u>(85,043)</u>	<u>(129,589)</u>	<u>(180,187)</u>	<u>(224,957)</u>	<u>(273,427)</u>	<u>(230,187)</u>
Income Surplus carried forward to Balance Sheet	<u>(7,206)</u>	<u>(8,808)</u>	<u>(85,613)</u>	<u>(203,676)</u>	<u>(362,673)</u>	<u>(503,557)</u>	<u>(626,309)</u>

2000 年以来、恒常的な赤字が続いていることがわかる。減価償却前のコストだけ見てもすでに売電収入を上回っており、帳簿上のみならずキャッシュフローのレベルで見てもすでに赤字となり、売上がコストをまかないきれない状況である。年間の原価償却を含めた赤字額は、ほぼ売上と同額となっている。この状態がほぼ常態化しており、帳簿上は一貫して累損が積み上がり、まったく減少を見せていない。

この費用の内訳を以下の表に示す。

Year	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Analysis by cost element:	¢'m						
Purchase of electricity	31,383	57,410	101,645	159,393	201,283	212,960	215,279
Salaries and related expenses	8,713	11,918	15,686	25,348	38,526	80,539	111,084
Material expenses	294	202	290	3,192	4,814	3,106	5,649
Repairs and maintenance	1,114	915	1,884	2,663	5,358	6,194	8,811
Other working costs	3,741	5,016	6,968	9,006	11,513	35,429	31,167
Operating Cost	45,245	75,461	126,473	199,602	261,494	338,228	371,991
Depreciation	26,507	86,049	126,730	158,802	201,816	203,004	150,465
Total Operating Expenses	71,752	161,510	253,203	358,404	463,310	541,232	522,456
Power Purchased (MWh)	330,349	355,199	382,780	423,884	480,323	501,787	505,169

購入電力量は一貫して増加している。2000年には330GWhだったのが、2006年では522GWhである。おおむね7パーセント以上の増加率で、2002年から2004年にかけては10パーセント以上ののびを示している。これは需要の増加と対応している。2006年の増加率は1パーセント以下ときわめて小さいが、これは温水等による電力供給低下のためであり、経済の実態を反映したものではない。供給制約がなければおそらくは、10パーセント近いのびを示したものと思われる。

これに対する電力購入コストは、2000年の7倍くらいの水準となっている。発電コスト上昇に伴い、電力の卸し料金も引き上げられているため、これはやむを得ない。

減価償却前の費用の6割程度は電力購入に使われている。ただしこの比率は2000年には8割程度である。一方、人件費の比率は、2000年には12.4%だったのが、2006年には29.9%と急増している。絶対額で見ても、また材料費や修繕費も2000年にはあわせて1.7%だったのが2006年には3.9%となっている。

人件費の増加は、後出のように無秩序なSHEP導入に伴うエンジニアの増大によるところが多いとのことである。また、定期昇給にともなう増額もある。しかしながら、卸し料金引き上げのような外的な要因がないところで人件費がこれだけ増えてしまうのはいささか問題であり、今後は人件費の抑制に向けた努力も必要となるであろう。

VRA-NEDのバランスシートを以下に示す。

固定資産が急激に上昇していることがわかる。これは、一つには資産の再評価による価額増が原因だが、もう一つの原因はSHEPであるとのこと。特に選挙の年の前後(2000年、2004年)では、政治家が無理なSHEPを推進したがるために、大量の追加資産がかかってくるとのこと。2001年の急増は明らかにその影響であり、2004年もある程度はそうした傾向が見られる。ただし2001年以降の資産増加はかなりコンスタントであり、今後もう少し原因に関する検討が必要である。

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
	€'m	€'m	€'m	€'m	€'m	€'m	€'m
Fixed assets							
Property, Plant and Equipment	448,198	1,741,211	2,467,631	2,924,602	3,514,178	3,340,634	2,292,416
Capital Work in Progress	3,091	3,677	3,949	10,268	15,005	20,422	(63,598)
	<u>451,289</u>	<u>1,744,888</u>	<u>2,471,580</u>	<u>2,934,870</u>	<u>3,529,183</u>	<u>3,361,056</u>	<u>2,228,818</u>
Current assets							
Stocks	6,060	5,321	5,511	12,695	49,450	55,586	62,254
Debtors	27,880	52,843	98,003	165,332	198,699	296,139	278,400
Short term investments	3,175	4,187	5,622	7,319	8,319	8,229	12,221
Cash and bank balances	8,401	15,400	26,931	44,262	66,216	56,197	41,464
	<u>45,516</u>	<u>77,751</u>	<u>136,067</u>	<u>229,608</u>	<u>322,684</u>	<u>416,151</u>	<u>394,339</u>
Creditors: amounts falling due within one year							
Creditors	47,223	89,478	157,540	402,588	381,394	(556,106)	(625,006)
	<u>47,223</u>	<u>89,478</u>	<u>157,540</u>	<u>402,588</u>	<u>381,394</u>	<u>(556,106)</u>	<u>(625,006)</u>
Net current liabilities	(1,707)	(11,727)	(21,473)	(172,980)	(58,710)	(139,955)	(227,668)
Total Assets less Current liabilities	<u>449,582</u>	<u>1,733,161</u>	<u>2,450,107</u>	<u>2,761,890</u>	<u>3,470,473</u>	<u>3,221,101</u>	<u>2,001,150</u>
Financed by:							
V.R.A. Investment Account	50,828	326,354	326,354	203,578	203,578	203,578	203,578
Income Surplus Account	(7,242)	(8,808)	(85,613)	(203,676)	(362,673)	(503,557)	(626,309)
	<u>43,586</u>	<u>317,546</u>	<u>240,741</u>	<u>(98)</u>	<u>(159,095)</u>	<u>(299,979)</u>	<u>(422,731)</u>
Capital Surplus	<u>405,996</u>	<u>1,415,615</u>	<u>2,209,366</u>	<u>2,761,988</u>	<u>3,629,570</u>	<u>3,521,130</u>	<u>2,424,552</u>
Capital and reserves	<u>449,582</u>	<u>1,733,161</u>	<u>2,450,107</u>	<u>2,761,890</u>	<u>3,470,475</u>	<u>3,221,151</u>	<u>2,001,821</u>

また現時点では、2006年における資産の急減、および建中資産がマイナスになっている原因などは不明確である。これは一つには、財務システムがVRA全体のものと統合されたために細かいミスが残っていることが原因と考えられる。これを直そうとするとVRA全体のシステムに手を加えることとなるため、現状では放置されている。

キャッシュフローの状況を以下に示す。

	2005	2006
	€'m	€'m
Cash Flow from operations	(351,777)	(103,733)
Cash Flow from Investment		
Interest received	(2,066)	(1,411)
Purchase of plant and equipment		
Capital works in progress	4,479	(84,883)
Net cash from investments	2,413	(86,294)
Increase in Cash	(349,364)	(190,027)
Beginning Cash	74,532	64,407
Ending Cash	(10,125)	(10,774)

全体に、必ずしも明確でないキャッシュの出入りが行われており、たとえば2005年期末の現金と、2006年の期首の現金が一致しない、現金収支と手持ち現金の増減が一致しない

など、状況がつかみにくい部分も多い。しかしながら一貫して現金が出ていく状況となっており、これを VRA の設置しているアカウントから取り崩す形でなんとか帳尻をあわせているのが現状であるといえる。

経営努力

配電において、電力収入の大きな障害となるのが、システムロスと未収金の多さであり、通常の経営改善策においてはこれらの問題に対する対処が課題となる。しかしながら、ガバナにおいてはその問題は改善されつつある。

その最大の原因は、プリペイド式メータの導入である。検針や請求書送付のトラブルがこれで実質的になくなった。ただし、プリペイドメータの導入率はまだ 20%程度とのことであり、既存のメータに伴うトラブルがなくなったわけではない。また 2006 年には大口の未収金が払い込まれたため、回収率は 103%という大きな数字となっている。このために、未収金が 2005 年末には 2460 億セディだったのが、2006 年末には 15.6 パーセント減って 2128 億セディとなっている。

またシステムロスも大きく改善しつつある。システムロスは 2003 年の 31.4 パーセントをピークとしてその後だんだん低下し、2006 年には 25.5 パーセントまで低下した。各種のリハビリとともに、実際に需要家をまわって盗電などを摘発するプログラムが効を奏していることがうかがえる。

このように、経営努力はコンスタントに行われている。それでもなお買電コストはカバーしきれない状況となっているのは、一つには電力料金の低さが原因である。これについては 2006 年から段階的な料金引き上げが予定されていたものの、2006 年分の料金引き上げ分については政府が負担するとの方針が発表されながらも、その金額が提供されることはなく、結局 VRA-NED の負担になってしまうなどの異常な状況がみられており、本来であれば得られたはずの料金収入が入ってこない結果となっている。2007 年にはこうした方針は廃止されるものと考えられるが、どのような形で料金引き上げを行うかはまだ明確ではない。予定されていた 3 割程度の料金引き上げが起こっても黒字にはならないものの、減価償却前の費用はまかなえるようになり、VRA-NED の経営にも多少の余裕ができるものと思われる。

7. 5. 2 ECGの財務状況

2005 年の電力販売は 3761GWh であり、これに対して購入電力量は 5045GWh であった。おおむね VRA-NED の十倍弱の規模である。

ECG の損益計算書を以下に示す。

	2004	2005
	¢'m	¢'m
Revenue		
Power Sales	2,550,687	2,730,755
Public lighting levy	1,374	1,508
Expenditure		
Power purchase	2,052,010	2,144,291
Distribution, O&M	67,249	78,377
Administrative	621,921	822,606
Forex gain/(loss)	(32,013)	54,924
Interest pament	(48,554)	(47,338)
Net operating income	(269,686)	(305,425)
Other income	86,042	66,773
Net profit	(183,644)	(238,652)

こちらも VRA-NED と同じく赤字が続いているものの、その赤字額は売上の一割以下であり、VRA-NED ほどひどい状況にはない。費用のほとんどは買電コストであり、この割合はこの二年で見る限りあまり変わっていない。

	2004	2005
	¢'m	¢'m
Long term Asset		
Fixed asset	5,398,209	5,587,337
Capital work in progress	292,613	359,125
Trade investment	1	1
Total	5,690,823	5,946,463
Current Asset		
Stocks	464,734	593,721
Debtors	1,113,145	1,384,598
Prepayments	82,529	83,985
Securities	56,398	61,799
Cash	226,405	242,805
	1,943,211	2,366,908
Current liabilities		
Creditors and accruals	1,115,377	1,687,736
Long term loans	82,108	241,741
	1,197,485	1,929,477
Net Current Assets	745,726	437,431
Tottal Assets less current liabilities	6,436,549	6,383,894

ECG のバランスシートには、特に奇妙な点はみあたらず、きわめて普通の会計となっている。資産その他もごく普通に増え、2005 年のバランスシートは 2004 年を単純にふくらま

せた形となっている。

ECG のキャッシュフローを以下に示す。

Cash Flow	2004 €'m	2004 €'m
Cash from Operation	326,069	221,044
Investment		
interest paid	(20,012) -	
interest received	9,629	13,102
dividend received	86	112
fixed asset purchase	(322,899)	(340,434)
fixed asset sales	82	1,411
consumer contribution	49,324	52,729
deferred expenditure paid	(1,058)	(6,811)
Net cash from investment	(284,848)	(279,891)
Financing		
Long term loans	36,126	80,648
Long term loan repayment	(16,353)	
Net cash from financing	19,773	80,648
Net cash increase	60,994	21,801
beginning cash	221,809	282,803
ending cash	282,803	304,604

オペレーションからの現金は黒字となっている。損益計算書上は赤字ではあるが、これに対して売掛金回収の増加、買掛金の増加、株の売却などを主な現金資金源とすることで、営業キャッシュフローが黒字となっている。

各種投資は、不十分とはいえ定期的に支出が行われており、大きな問題は見あたらない。また長期負債を通じた手持ち現金の増加も試みられている。

全体として ECG は、VRA-NED よりは良好な状態にあるといえる。これは営業区域のちがひもある。料金回収率は 85.8 パーセントにとどまるが、この大部分はガーナ水道公社 (GWCL) および各種 MDA からの未収金に負うところが多く、これがなければ 96% に達していたとされる。また、システムロス率は 2000 年頃から一貫して 25 パーセント台を維持している。

赤字経営は続いているものの、赤字額は必ずしも多くはない。2006 年以降の料金上昇がどのような影響を与えたかは今後明らかになるはずだが、売上が 3 割程度あがれば、黒字に転じることも可能な水準にあると考えられる。また料金は大きな公的機関からの未収が

きわめて大きいため、これが改善されれば財務的に一息つける状態になるものと思われる。

ただし、2006年以降の渇水、および燃料費の高騰に伴う外部環境の変化が買電費用を大きく押し上げ、財務が悪化に向かっている可能性はある。これについてはさらに調査が必要となる。

第8章 配電マスタープラン策定に際しての環境社会配慮

8. 1 ガーナの自然的・社会的状況

8. 1. 1 自然環境の状況

ガーナの生態系は、森林地帯、サバンナ地帯、そしてこれらの中に位置する移行帯地域の3つに大別することができる。また、沿岸部の湿地帯などの生態系も重要である。

ガーナの森林は、南西部の熱帯雨林から北部あるいは東部の乾性半落葉樹林（dry semi-deciduous forest）まで幅広く分布している。ガーナの森林面積は5,517,000 ha（2005年）と国土面積の24.2%を占めている¹。1995年の森林面積は9,022,000 ha（39.7%）であり²、過去10年間に3,505,000haが減少したことになる。サバンナ地帯は、沿岸サバンナ地域と内陸サバンナ地域とに大別できる。前者は、ケープコースト付近から東部に至る帯状の地域であり草原と灌木からなる。後者は、ガーナで最も広大な面積を占める生態系の区域であり、中部から北部にかけて広がっている。湿地帯は、特に、南部の沿岸部に広がっており、マングローブ林や礁湖などの多様な生態系が分布している。

国立公園や野生生物保護区などの保護区は、林業委員会の野生生物課が所管している。こうした保護区の大まかな配置がわかる地図を添付した（添付資料 8.1）。こうした保護区の境界は、野生生物保護区規則（Wildlife Reserves Regulations）によって定められているが、野生生物課の担当者によれば、GIS等を用いて保護区の境界を正確に記した地図は存在しないとのことであった。保護区は、主に陸域に指定されており、都市部から一定程度離れた地域に存在している。ただし、東部の沿岸部には、ラムサール条約登録湿地が6区域設定されており、アクラやテマなどの都市部周辺にも存在している（表8-1）。なお、これらの登録湿地の大まかな位置は、添付資料 8.1の地図にも記載されているので参照されたい。

表 8-1 ガーナのラムサール条約登録地

登録湿地名	位置	指定面積 (ha)
Anlo-Keta lagoon complex	ボルタ州（沿岸部）	127,780
Densu delta	大アクラ州（沿岸部）	4,620
Sakumo Lagoon	大アクラ州（沿岸部）	1,340
Songor Lagoon	大アクラ州（沿岸部）	28,740
Muni Lagoon	セントラル州（沿岸部）	8,670
Owabi	アシャンテ州（クマシの北西）	7,260

（出所）ラムサール条約事務局 登録湿地リスト<[http://www.ramsar.org/index_list.htm](http://www Ramsar.org/index_list.htm)>

8. 1. 2 社会経済状況

ガーナ政府は1983年以降、世界銀行・国際通貨基金（IMF）主導による構造調整を実施し

¹ FAO. 2005. Global Forest Resource Assessment. Rome.

² FAO. 1997. State of the World's Forests. Rome

て、経済再建に取り組んできた。その結果、2004年から2006年のGDP成長率は約6%とサブサハラ・アフリカでは比較的高い成長率を維持している。産業別では、依然として農業が基幹産業であることに変化はない。ガーナの主要農産物は、ヤムイモ、キャッサバ、カカオ、プランテインなどである。農業生産の8~9割を小規模農家が担っており、天水に依存した農業が主体である。カカオは、金、木材などとともに主要輸出品となっている。

ガーナの貧困率は1999年の39.5%に比較して、2005-6年では28.5%にまで減少しており、ミレニアム開発目標（2015年までに貧困率を半減）の達成も近い。しかし、貧困率の減少には地方によってばらつきがある。サバンナ地方では零細農業への依存度が高く、特に、北部の貧困率の減少は順調に進んでいない。ガーナの貧困層の約40%は、北部（ノーザン州、アッパーウェスト州、アッパーイースト州）で生活しているといわれている。

8. 2 環境社会配慮に関する法令・制度と組織体制

8. 2. 1 環境影響評価に関する法令・制度

ガーナでは、環境保護庁設置法（The Environmental Protection Agency Act 1994 (Act 490)）に基づく環境評価規則（Environmental Assessment Regulations 1999, LI 1652）が、環境影響評価（EIA：Environmental Impact Assessment）の対象事業や実施手順を定めている。

(1)対象事業

環境評価規則は、環境への影響の程度に応じて、別表1（Schedule 1）に環境保護庁への登録と環境許可（EP：Environment Permit）の取得が必要な事業を、別表2（Schedule 2）にEIAが義務付けられる事業をリスト化して示している。環境評価規則によってEIAが義務付けられている事業のうち、電力セクターに関係するのは、次の5事業である（環境評価規則別表2セクション13）。

- 火力発電所
- ダムおよび水力発電所の建設
- 国立公園内におけるコンバインドサイクル発電所の建設
- 原子力発電所の建設
- 送電線の建設

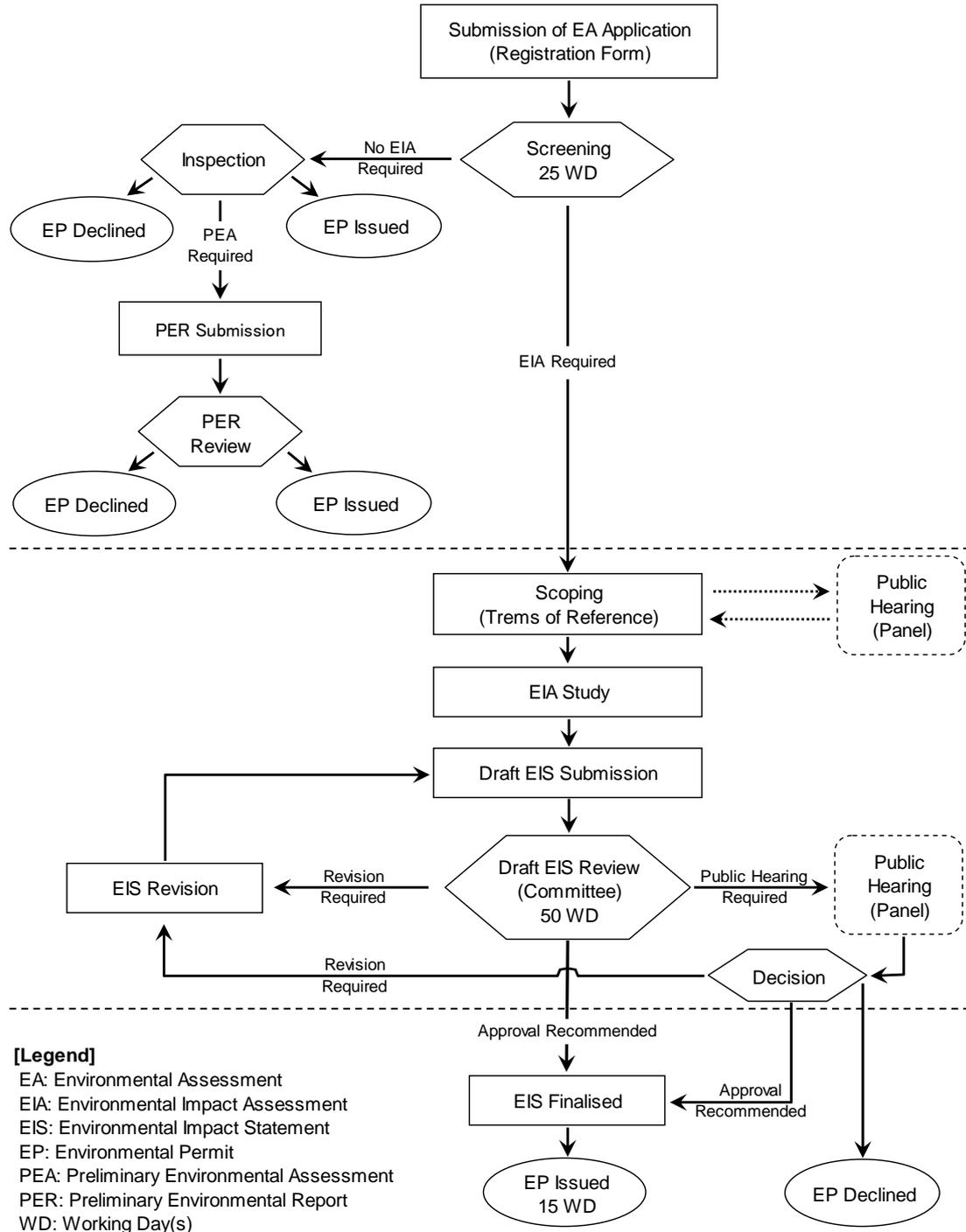
このように、環境評価規則によれば、配電事業にはEIAは義務付けられていない。また、本調査はマスタープラン調査であり、ガーナには計画段階のEIAに関する規制も存在しないことから、いずれにしろEIAが義務付けられることはない。この点は、環境保護庁の環境監査・評価室副部長にも確認済みである。

(2)環境影響評価の手続

環境評価規則によれば、まず、環境に影響を与える可能性のある一定の事業を実施しようとする者は、環境保護庁に事業の登録（Registration）をしなければならない。その後、想定される影響のスクリーニングをし、EIAが必要かどうかを判定する。EIAが不要な場

合でも、一定の影響が想定される場合には、事前環境評価（PEA：Preliminary Environmental Assessment）が求められるケースもある。EIAが必要となった場合には、調査範囲（TOR）の確定、評価書（EIS：Environmental Impact Statement）案の作成が行われる。その過程で、利害関係者の意見聴取も実施される。提出されたEISを環境保護庁が最終的に承認した後、環境許可（EP：Environmental Permit）が発行される。

環境評価規則が定める環境影響評価のフローを図示すると、次のとおりとなる。



(出所) 環境保護庁資料

図 8-1 ガーナ環境評価規則による環境影響評価の手続フロー

(3) エネルギーセクターガイドライン

環境保護庁は、関係機関と共同で 2007 年 11 月にエネルギーセクターガイドラインを策定した。同ガイドラインでは、配電部門の取扱いを、次の表のとおり定めている。

表 8-2 エネルギーセクターガイドラインにおける配電部門の取扱い

事業	事業の詳細	必要な手続
送電線／配電線	<ul style="list-style-type: none"> ・ 11kV 以上 36kV 以下の中圧線（架空電線か地下電線かを問わない。）で、環境保全上脆弱な地域（ESA）を通過しないもの ・ 上記設備の改良および解体 	環境保護庁への登録が必要
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 36kV を超え、70kV 未満の中高圧線（架空電線か地下電線かを問わない。） ・ 送電／配電系統における 1MVA 以上の変電所の建設 ・ 上記設備の改良および解体 	PEA（事前環境評価）が必要
	<ul style="list-style-type: none"> ・ 70kV 以上の高圧線（架空電線か地下電線かを問わない。） ・ 上記設備の改良および解体 	EIA が必要
変圧器中の廃絶縁油の管理など	<ul style="list-style-type: none"> ・ PCB 添加絶縁油を含む変圧器の解体 ・ 変圧器に含まれる絶縁油の保管、リサイクルおよび処理 ・ CCA で処理された木製電柱の保管と処理 	PEA（事前環境評価）が必要
配電線	高電圧配電設備（heavy-duty electrical distribution equipment and accessories）や付属品（25kV 以上の変圧器、絶縁器、接触器、ブレーカーなど）のディーラー、輸入者および製造者	環境保護庁への登録が必要

（出所）エネルギーセクターガイドラインより調査団作成

このガイドラインによれば、中圧線（11kV～36kV）の延伸工事の際には環境保護庁への登録が必要となる。36kV 超 70kV 未満の中高圧線、1MVA 以上の変電所の建設については事前環境評価が、70kV 以上の高圧線については環境影響評価が、それぞれ義務付けられる。変圧器中の PCB（ポリ塩化ビフェニル）の処理、CCA（クロム、銅及びヒ素化合物系木材防腐剤）で防腐加工された木製電柱の処理に関しては、PEA が義務付けられる。

(4) 環境保全上脆弱な地域（ESA : Environmentally Sensitive Areas）

環境評価規則では、国立公園、野生生物保護区、文化遺産指定地、マングローブ林などの 12 類型を環境保全上脆弱な地域（ESA）として指定している（環境評価規則別表 5。詳細は、添付資料 8.2 を参照）。なお、環境保護庁によれば、ESA の立地を示した地図は存在しないとのことであった。

ESA 内で行われる事業については、通常は環境影響評価手続が不要なものであっても一定の手続が求められることがある。環境評価規則では、①農牧場の建設のための土地の開墾、②採石場・土砂採取場の設置、③パイプラインの建設で、ESA 内で行われるものについては、環境保護庁への登録と環境許可の取得が必要であることを明示的に定めている（環境評価規則別表 1）。これらの事業以外でも、環境保護庁が一定の影響ありと判断した事業については、想定される影響の大きさに応じて、環境保護庁への登録や事前環境評価、環

境影響評価が必要になる。手続の必要性やその内容については、具体的な基準が明示的に定められているわけではなく、事業の種類、対象となる ESA の性格などを考慮して環境保護庁が個別に判断する。このため、ESA 内での事業が想定される場合には、環境保護庁との十分な事前調整が必要となる。

(5) 環境基準

配電事業に関しては、大気汚染や水質汚濁に関する影響は限定的であるが、一次変電所からの騒音に注意する必要がある。環境保護庁が定めている騒音に関する環境基準は、次のとおりである。

表 8-3 騒音に関する環境基準

地域 類型	地域	騒音の許容限度 (dB(A))	
		6時-22時	22時-6時
A	交通量の少ない住宅地	55	48
B1	教育施設 (学校)、保健施設 (病院、クリニック)	55	50
B2	一部の商業地域または軽工業地域	60	55
C1	軽工業地域、遊戯施設や公共の集会所、またはこれらの地域内の宗教施設	65	60
C2	商業地域	75	65
D	軽工業地域	70	60
E	重工業地域	70	70

(出所) ガーナ環境保護庁

8. 2. 2 その他の環境社会影響に関する法令・制度

(1) 国立公園などの保護区に関する法令・制度

ガーナでは、国立公園、野生生物保護区などについては、林業委員会 (FC) の野生生物課 (Wildlife Division) が所管している。ガーナの自然環境・野生生物に関する保護に関する法令は、次のとおりである。

- Wildlife Reserves Regulations, 1971
- Wildlife Conservation Regulations, 1971
- Wetland Management (Ramsar Sites) Regulations, 1999

これらの法令により指定された区域内 (国立公園、自然保護区、野生生物保護区など) では、動物の捕獲・狩猟、植物の採取・損傷、土地の開墾などの行為は規制され、行為の態様に応じて、大臣その他の保護区管理者の許可が必要となる。

(2) 土地制度に関する政策・法制度

ガーナの土地所有制度は、憲法、制定法、慣習法³の3つの根拠から成り立っている。土

³ 憲法第 11 条は伝統的な慣習法 (Common Law や Customary Law) も法律としての効力を有すると定めている。

地所有権の登録は、1986年の土地所有権登録法（Land Title Registration Law 1986（PNDCL. 152））に基づいて行われており、土地林業鉱業省（MLFM）が所管している。ガーナの土地制度では伝統的な慣習法が特に重要な意味を持っており、土地所有権登録法は慣習法を大きく次のように分類している。

- 1) 部族法（Customary Law）に基づく土地所有権（Allodial title）
- 2) 部族法に基づく用益権（Customary law freehold or Usufructuary title）
- 3) 慣習法に基づく所有権（Common law freehold）
- 4) 慣習法に由来する借地権
- 5) 小作権（abunu または abusa）などのその他の権利

このように、ガーナでは慣習法や部族法により土地の所有権が規定されていることが多いことから、用地取得に際しては、このような慣習法上の権利関係にも留意する必要がある。

土地収用に関する法令としては、1963年の土地法（Lands Act 1963（Statutory Way Leaves Act））がある。同法は、土地収用の手続について定めている。一次変電所の建設用地の取得や電線の管理区域（Right of Way）の設定によって、建物の解体や耕作地の放棄、住民移転が必要な場合には、土地評価審議会（Land Evaluation Board）がその補償の必要性や補償額を決定することとされている。

(3) 文化遺産などに関する政策・法制度

環境評価規則には、ESAに「特有の歴史的、考古学的、科学的に重要な区域」が含まれていることからわかるように、文化遺産に対する配慮も組み込まれている。ガーナは、1975年4月に世界遺産条約（1972 World Heritage Convention）を批准している。ガーナでは、現在、クマシ周辺の「アシャンテ伝統建築物郡」（Asante Traditional Buildings）、沿岸地域に点在する「ボルタ州、大アクラ州、セントラル州、ウェスタン州の要塞、城」（Forts and Castles, Volta, Greater Accra, Central and Western）が世界遺産として登録されている。なお、ガーナでは自然遺産は登録されていない。

ここで Common law とは、一般に慣習法として知られているルール、一般に公平と考えられるルール、部族法（Customary law）で定められたルールをいう。Customary law は慣習的に特定の村落に適用されるルールをいう。

表 8-4 ガーナの世界遺産

登録名	施設の詳細	近隣都市・郡
ボルタ州、大アクラ州、セントラル州、ウェスタン州の要塞、城	Fort Good Hope (Fort Goedehoop)	Senya Beraku
	Cape Coast Castle	Cape Coast
	Fort Patience (Fort Leysaemhyt)	Apam
	Fort Amsterdam	Abandze near Kormantin
	Fort St. Jago (Fort Conraadsburg)	Elmina
	Fort Batenstein	Butri
	Fort San Sebastian	Shama
	Fort Metal Cross	Dixcove
	English Fort (Fort Vrendenburg)	Komenda
	Fort Saint Antony	Axim
Elmina Castle (St. George's Castle)	Elmina	
アシャンテ伝統建築物郡		Kumasi の北東

(出所) ユネスコ世界遺産ウェブサイト<<http://whc.unesco.org/>>

また、2004年には国家文化委員会（NCC：the National Commission on Culture）によって「ガーナ文化政策 2004（The Cultural Policy of Ghana of 2004）」が策定された。ガーナ文化政策 2004は、ガーナの神聖な森林、伝統的モニュメント、チーフが所有する芸術的工芸品、芸術性の高い物品に対し特に配慮すべきことを定めている。また、ガーナ文化政策 2004は、国家文化委員会に対し、環境保護庁や林業委員会その他の関連機関と協働して、神聖な森林その他の自然的・文化的遺産を特定し、保全するとともに、これらに関連する伝統的な信仰や慣習を保存することを求めている。

8. 2. 3 環境社会配慮に関する組織体制

本件マスタープラン調査のカウンターパートである ECG と VRA-NED の組織体制については、第 2 章で示した。ここでは、環境保護庁と林業委員会の概要を述べる。

(1) 環境保護庁（EPA）

ガーナで環境影響評価制度を担当するのは、環境保護庁である。環境保護庁は、1994年の環境保護庁設置法（Environmental Protection Agency Act, 1994 Act 490）により設立された機関であり、組織的には地方行政・農村開発・環境省（Ministry of Local Government, Rural Development and Environment）に属している。環境保護庁の組織図は、添付資料 8.3 のとおりである。

環境保護庁内で環境影響評価を担当するのは、環境監査・評価室（EAA：Environmental Audit and Assessment）である。本調査に関する環境社会配慮に関しては、EAA の副部長（Deputy Director：Mr. Ebenezer K. Appah-Sampong）と協議しつつ進めた。

(2) 林業委員会 (FC: Forestry Commission)

ガーナでは、国立公園や野生生物保護区などの保護区を管理するのは、林業委員会である。林業委員会は、MLFM に属している。森林サービス課 (FSD : Forest Services Division)、野生生物課 (Wildlife Division)、木材産業開発課 (Timber Industry Development Division) の三部局があり、このほかに木材産業研修センター (Wood Industry Training Center) と資源管理支援センター (Resource Management Support Center) が設けられている。保護区を管轄しているのは主に野生生物課である。

8. 3 環境社会配慮の方針と手法

8. 3. 1 基本方針

本調査では、ガーナ国全域を対象に、配電網の更新・増強・延伸に関するマスタープランを策定した。このマスタープランには、配電線延伸に関する計画、一次変電所の新設・増強とそれに関連する準送電線⁴の新設・増強に関する計画が含まれる。これらの事業の実施区域や内容によっては、限定的な影響にとどまるとは予想されるものの、環境・社会面での一定の影響が生じることが想定される。このため、JICA環境社会配慮ガイドラインに沿って、環境社会配慮に関する調査を行った。

マスタープラン段階での環境社会配慮の目的は、早い段階から想定される影響を把握し、立地や施設の仕様などの決定の際に参考にすることで、事業化段階での深刻な影響を緩和し、あるいは避けることにある。計画の詳細が決まる前に環境・社会面で配慮すべき事項を把握しておくことにより、早い段階から必要な対策をとることが可能になる。

本調査での環境社会配慮調査の結果は、フィージビリティ調査の段階で具体的な立地や施設の仕様などを選定する際に活用される。ガーナの環境評価規則では配電事業には原則として環境影響評価 (EIA) は義務付けられないが、事前環境評価 (PEA) や環境保護庁への登録が義務付けられる事業もある。また、環境保護庁の判断により一定の手続を実施する必要がある可能性もある。

本調査はマスタープラン調査であるため、立地や施設の詳細について一定の想定の下に計画が策定されるが、その具体的な内容を定めるまでには至らない。詳細は、フィージビリティ調査 (F/S)、詳細設計 (D/D) により決められ、その段階ではじめて立地や施設の詳細に即した環境社会配慮調査が可能になる。このため、本調査では、個々の具体的な事業に関する環境社会配慮調査ではなく、計画段階で想定される環境・社会面の影響について一般的な形での初期環境調査 (IEE) を行った。調査に際しては、次の点に留意した。

①戦略的環境アセスメント (SEA) の視点を盛り込んだ環境社会配慮調査の実施

⁴ 準送電線は、基幹変電所 (Bulk Supply Point) と一次変電所 (Primary Substation) との間、あるいは一次変電所同士の間をつなぐものであり、通常は 33kV 級 (33kV あるいは 34.5kV) の中圧線である。

マスタープラン段階から、事業に伴う環境・社会面の影響の予測と緩和策を検討し、立地や事業内容の選定に際して留意すべき事項を前倒しで検討する。その結果を、マスタープランに反映させる。また、顕著な影響が想定される事業があれば、F/Sの前の早い段階から緩和策を検討することに資する。

②F/S 段階での留意事項の明確化

マスタープランに位置づけられる事業が実施される場合に、F/S 段階での環境社会配慮に関する調査で留意すべき事項や手順を明らかにする。また、F/S 段階での環境社会配慮調査において、予備的な評価として活用することができるように留意する。

8. 3. 2 環境社会配慮調査の手法

本調査では、計画段階で想定される影響について初期環境調査（IEE）を行った。既存文献のレビュー、電力施設のサンプル調査、関係者からのヒアリング調査などを通じて、想定される影響とその回避・緩和策を検討した。サンプル調査をした施設は、次のとおりであり、環境・社会面の影響を検討する際の参考とした。

表 8-5 サンプル調査の対象施設一覧

電力施設	場所・名称	現状
基幹変電所	タマレ：Tamale BSP	操業中
一次変電所	クマシ：Station A および Station B	操業中
	テマ：Dawhenya Substation	計画中
	エルミナ：Elmina Substation	操業中
配電用変電所	アクラ、クマシ、テマ、タマレ近郊の配電用変電所	操業中
配電線	アクラ、クマシ、テマ、タマレ近郊の配電線	操業中
準送電線	テマ、タマレ近郊の準送電線	操業中

(出所) 調査団作成

調査では、ECG、VRA-NEDの担当者と協議しつつ、環境・社会面の影響のスクーピングや緩和策を検討し、その結果について環境保護庁のコメントを求めた。

また、現地ステークホルダー協議に関しては、本調査の時点では、事業により影響を受ける住民を特定することはできないため、マスタープランに位置づけられる事業によって一定の影響が想定される郡や村落で、主に住民代表から意見を聴取し、特に留意すべき影響はないか、懸念事項はないかなどを確認することにした。その調査結果は、F/Sにおける環境社会配慮に関する調査でのステークホルダー協議の際のインタビュー項目などにもフィードバックすることが可能である。

8. 4 環境・社会面の影響に関する評価

8. 4. 1 マスタープランの内容

本調査で策定されるマスタープランでは、配電網の更新・増強・延伸について定めている。

具体的には、①一次変電所の設置・増強、②配電用変電所の設置、③配電線の設置（延伸）・更新・増強、④準送電線の設置の4種類の事業がマスタープランの対象である。

①一次変電所

一次変電所については、ガーナでは50m×50m程度の敷地が一般的であるが、最大では200m四方程度になることもある。一次変電所は、需要家に近い都市部周辺に建設される。

本マスタープランでは、一次変電所の新設と増強に関する計画を定めている。新設が提言された一次変電所は次の7箇所であり、何らかの用地取得が必要になる。なお、これらの新設候補地の周辺には保護区は存在していない。

また、マスタープラン段階での立地想定地点とF/Sを経て定められる立地が数キロ程度ずれたとしても技術的には大きな問題はないことから、F/Sでは環境社会配慮上留意すべき場所を避けて立地点を選定することも十分に可能である。

表 8-6 マスタープランで新設が提言された一次変電所

州名	既設配電線	新設候補地
イースタン州	Tafo	Bunso 周辺
	Asamankese	Asamankese 周辺
	Mountains	Mountains 周辺
ボルタ州	Peki	Peki 周辺
ウェスタン州	Manganese	Atuabo 周辺
ノーザン州	28F3B	Tolon 周辺
ブロン・アハフォ州	Sunyani F8 (27F8B)	Chiraa 周辺

(出所) 調査団作成

一方、一次変電所の増強は、新設の場合と異なり、既設の変電所敷地内に変圧器を据え付けることにより対処される。現段階では、既設の変電所内に十分なスペースがあるため、一次変電所の増強に伴う新たな土地取得は不要の見込みだが、詳細は事業化段階のフィージビリティ調査(F/S)で決定される。場合によっては、既設の変電所の敷地を拡張する可能性も残されている。

②配電用変電所

配電用変電所は一般に柱上変圧器とよばれ、電柱の上に備え付けられることが一般的で、敷地はほとんど必要としない。中圧線(11kV級および33kV級)から低圧線(400V)への変換を行うものである。主な事業としては、配電線の延伸工事に伴う新設、配電網増強計画での昇圧工事に伴う取替えが想定される。

③配電線

配電線には、中圧線と低圧線の2つのタイプがある。中圧線、低圧線ともに木製の電

柱に架線されることが多いが、長距離の中圧線の場合は鉄塔に架線されることもある。配電線の両側一定の区域は維持管理のための区域（Right of Way）とされ、土地の利用が制限される。なお、ガーナの配電線の支持物の高さは、中圧線で 11m、低圧線で 9m（都市部）または 8m（郡部）である。

本マスタープランでは、配電網の更新・増強・延伸に関する計画を定めている。配電網の更新・増強は、既存の配電線の昇圧工事あるいは太線化のための張替工事であるため、環境・社会面での影響はほとんど想定されない。このため、配電線に関しては、未電化村落への延伸に伴う環境・社会影響が主な検討対象になる。

配電線の延伸計画に関しては、本調査では、人口や位置が把握できている 472 村落を対象として、配電網延伸計画に関するシミュレーションを実施した。ただし、このシミュレーションは、ガーナ全土の未電化村落に関する情報が十分でない状況下で試算的に行ったものであるため、本マスタープランでは配電線の延伸ルートは示されていない。

④ 準送電線

準送電線については、一次変電所の新設や増強に伴って必要な、最寄りの基幹変電所（Bulk Supply Point）から当該一次変電所までの間に引かれる中圧線（33kV 級）、あるいは一次変電所同士をつなぐ中圧線（33kV 級）が対象となる。準送電線は、通常、小型の鉄塔に架線されるが、一部地中化されることもある。準送電線についても管理区域（Right of Way）が設定される。

本マスタープランでは、準送電線の新設に関する計画を定めている。準送電線の新設が提言されたのは、以下の 5 地点である。

表 8-7 マスタープランで新設が提言された準送電線

都市名	位置
アクラ	基幹変電所（H）と一次変電所（E）を結ぶ準送電線
テマ	基幹変電所（H）と一次変電所（A）を結ぶ準送電線
クマシ	基幹変電所（Kumasi BSP）と一次変電所（KTI）を結ぶ準送電線
タマレ	基幹変電所（Tamale BSP）と一次変電所（新設）を結ぶ準送電線
スンヤニ	基幹変電所（Sunyani BSP）と一次変電所（新設）を結ぶ準送電線

（出所）調査団作成

マスタープランでは、これらの準送電線は、いずれも既存の準送電線・中圧配電線のルート上にさらに追加で準送電線を設置するという形での計画としていることから、これらの準送電線の新設に伴う新たな土地取得は不要の見込みである。しかし、詳細は F/S で決定されるため、既存のルートを拡幅したり、別のルートを設定する可能性はある。

8. 4. 2 代替案の検討

本マスタープランに関する代替案については、ゼロ・オプション・シナリオ（マスタープランを策定しない案）、代替立地シナリオの 2 類型が想定される。

①ゼロ・オプション・シナリオ

ゼロ・オプション・シナリオは、本調査によるマスタープランが策定されないケースである。この場合、現状の非効率・無計画な配電が継続するということであり、経済活動や国民生活への悪影響が懸念される。

環境・社会面の影響に関しては、ゼロ・オプション・シナリオの場合の環境・社会影響と、マスタープランに位置づけられる事業に伴って生ずる環境・社会影響との比較が必要になる。マスタープランの策定によって生ずることが想定される環境・社会影響は、8.4.3のスコーピングで後述するとおり、一次変電所の新設に伴う土地利用制限とラムサール条約登録湿地への影響、配電線・準送電線の管理区域内での土地利用制限の影響などである。これらの影響は小規模なものにとどまると予想され、かつ、施設の立地を変更することにより影響を緩和することができる。また、PCB廃油やCCA木製電柱の処理に伴う環境影響については、このマスタープランの策定の有無にかかわらず対処することが必要な問題である。このため、ゼロ・オプション・シナリオの場合の環境・社会影響と、マスタープランに位置づけられる事業に伴って生ずる環境・社会影響とを比較して、両者に大きな差が生じることはないと予想される。したがって、本調査では、ゼロ・オプション・シナリオとしてマスタープランを策定しない場合について検討する必要性は低いと考えられる。

②立地に関する代替案の検討

本マスタープランで位置づけられる事業による影響は、立地次第で影響の大きさが異なるものが多い。非自発的住民移転、農業などの経済活動への影響、保護区・生態系への影響、文化遺産・地域景観への影響などは、その典型である。したがって、こうした影響に関しては、立地に関する代替案を検討することが有効である。

本マスタープランに位置づけられる一次変電所の新設、準送電線の架線ルートについては地図上で大まかに示している。しかし、これらは作業の便宜上のものであり、具体的な立地地点は、事業化段階のF/Sで決定される。このため、F/Sにおいて、環境社会面で配慮すべき地域（保護区、人家密集地など）への立地をあらかじめ避けるなど、環境社会面での影響を緩和できるように立地選定をすることが必要である。その際、マスタープランで示した位置と実際の事業の立地地点が数キロ程度ずれることもあり得るが、こうした立地の移動があったとしても、技術的には大きな問題はない。このため、F/Sで新たな環境社会面の影響が判明した場合にはマスタープラン上の立地を変更することも可能である。

本マスタープランでは、計画段階での配慮として、現段階で確認できる地図情報などに基づき、保護区や文化遺産などはできるだけ避けて計画することにした。また、準送電線の新設に際しては、既設ルートを活用するという計画とし、新たな用地取得は不要になるよう配慮している。

以下では、こうした配慮を経て作成されたマスタープランを標準ケースとして、スコーピング、回避・緩和策の検討を行った。

8. 4. 3 スコーピング結果

(1) スコーピング結果

スコーピングでは、本マスタープランに含まれる可能性がある4つの事業類型（一次変電所、配電用変電所、配電線、準送電線）ごとに、想定される環境・社会影響を整理した。その結果は、次のとおりである。

表 8-8 スコーピング表

影響	影響の程度	想定される影響	一次変電所	配電用変電所	配電網	準送電線
非自発的住民移転	B	<p>【一次変電所】一次変電所は都市部周辺に建設され、通常は50m四方程度だが、最大では200m四方程度の敷地のものもある。本マスタープランでは、イースタン州（3件）、ボルタ州（1件）、ウェスタン州（1件）、ノーザン州（1件）、ブロン・アハフォ州（1件）での一次変電所の新設を提言している。これらの立地候補地周辺は、アクラなどの大都市ほどではないものの、人家や農地が密集している地域が多い。このため、規模は限定的であるものの、非自発的住民移転が起こる可能性がある。</p> <p>【準送電線】本マスタープランでは、既存の準送電線・中圧配電線のルートに準送電線を追加する形での新設を提言していることから、住民移転は想定されない。しかし、F/Sにおいて、既存ルートを拡幅したり、新たなルートを設定する必要が生じる可能性は残されており、その場合は、住民移転が発生する可能性は否定できない。</p> <p>【配電線】ガーナでは、配電線については、通常、既存の道路沿いに架設され、建造物などの障害物は迂回して建設される。このため、配電線の架設により住民移転が発生することは稀である。ただし、小型の鉄塔に架線される長距離の中圧線について、住民移転が発生する可能性は否定できない。</p>	B		C	C
少数民族／社会的弱者	C	<p>先住民居住区などの存在は、現段階では確認されていない。F/Sでは、先住民居住区などの存在にも注意を払い、その存在が確認された場合には、こうした地域に居住する住民の生活に悪影響を及ぼさないよう、施設の立地や設計に十分に留意する必要がある。</p>	C		C	C
不平等または社会的分断	C	<p>【一次変電所】一次変電所の敷地内への立ち入りは制限されるため、新設予定7ヶ所の一次変電所の立地・規模によっては、限定的ではあるものの公共施設へのアクセスが不便になるなど社会的分断が起きる可能性は否定できない。</p> <p>【準送電線】準送電線の新設に際しては既存ルートを活用する計画ではあるが、F/Sで既存ルート以外のルートを採用することになる可能性は残されており、その場合、管理区域（Right of Way）への立ち入りが制限されるなどの影響が生じる可能性は否定できない。</p> <p>【配電線】配電線については、工事中に通行が一部制限されることはあり得るが、完工後には人の通行が制限されることはほとんどないため、軽微な影響にとどまると予想される。</p>	C			C

文化遺産／地域の景観	C	<p>【一次変電所】新設予定7ヶ所の一次変電所の周辺には、指定文化遺産の存在は確認されていない。ただし、F/S段階で、地域の文化的価値の高い建造物などが見つかる可能性はある。</p> <p>【準送電線】準送電線の新設が提言されている都市のうち、アクラ、クマンには文化財が点在しているため、準送電線の鉄塔などによって景観上の問題が生じる可能性はある。F/Sで既存ルート以外のルートを採用することになった場合には、注意が必要である。</p> <p>【配電線】長距離の中圧配電線は、小型の鉄塔に架線されるため、ルート選定によっては、景観上の問題が生じる可能性はある。</p>	C		C	C
農業などの経済活動	B	<p>【一次変電所】本マスタープランでは、7件の一次変電所の新設を提言している。これらの立地候補地周辺は、アクラなどの大都市ほどではないものの、人家や農地が密集している地域が多い。このため、規模は限定的ではあるものの、農地収用などによる経済活動への影響が生じる可能性がある。</p> <p>【準送電線】準送電線の新設には既存ルートを活用する計画ではあるが、F/Sで既存ルート以外のルートを採用することになる可能性は残されており、その場合は、工事中の土地利用制限や、電線管理区域の設定に伴う農地の使用制限といった影響が生じる可能性がある。</p> <p>【配電線】配電線は通常道路沿いに架設されるため、土地利用制限などの深刻な影響を及ぼすことは想定されない。ただし、特に、長距離の中圧配電線については、農地・商業施設などの上に架設される可能性は否定できない。その場合、工事中の土地利用制限や、電線管理区域の設定に伴う農地の使用制限といった影響が生じる可能性がある。</p>	B		C	C
伝染病		配電事業に関しては大規模な工事は想定されず、また、ECGでは工事に際しては地元民を優先的に雇用するという方針を持っているため、建設労働者の流入による感染症の拡大は想定されない。また、大規模な土地造成の工事なども想定されないため、湛水による水由来の感染症の拡大も想定されない。				
事故	C	<p>【一次変電所】一次変電所への外部からの進入は制限されており、周辺住民が事故にあうことはほとんど想定されない。</p> <p>【配電線・準送電線】配電線・準送電線については、災害などによって切れたり、地上に垂れ下がることはあり得る。また、盗電の多発による二次的な危険も想定され得る。</p>			C	C
保護区	C	<p>【一次変電所】本マスタープランで一次変電所の新設が提言された7候補地の周辺には、保護区は存在しない。このため、一次変電所の建設による保護区への影響は想定されない。</p> <p>【準送電線】本マスタープランで準送電線の新設が提言された5候補地の周辺には、保護区は存在しない。このため、保護区への影響は想定されない。</p> <p>【配電線】配電線が保護区やその周辺を通過する場合には、工事や管理区域の設定に伴う樹木伐採、野生動物の電線への接触による感電など、動植物への影響が生じる可能性がある。ただし、配電線は道路沿いに架設されることが一般的なので、大規模な樹木伐採は想定されない。アクラやテマ周辺にも点在する東部海岸沿いのラムサール条約登録湿地の周辺は、一般に人口も多く電力需要が高いため、配電線の新設も想定されうるため、何らかの影響が生ずる可能性は否定できない。</p>			C	
地形・自然景観	C	【一次変電所】新設予定7ヶ所の一次変電所の周辺には、優れた自然景観や生態学的に貴重な地形・自然景観の存在は確認されていない。ただし、F/S段階で、	C		C	

		<p>配慮すべき自然景観などが見つかる可能性は否定できない。</p> <p>【準送電線】新設が提言されている準送電線のうち、アクラ、テマ、クマンの準送電線については、これらの市内において、配慮すべき地形・自然景観があることは想定されない。タマレ、スンヤニの準送電線については、市内から 20km 程度離れた一次変電所との間をつなぐ予定のものであり、ルート選定によっては、貴重な地形や自然景観への影響が生じる可能性はある。</p> <p>【配電線】長距離の中圧配電線は、小型の鉄塔に架線されるため、ルート選定によっては、貴重な地形や自然景観に関して影響が生じる可能性はある。</p>				
生態系	C	<p>【一次変電所】保護区以外の地域でも、一次変電所の建設に伴う土地の改変などにより、動物の移動経路の分断、水場などの重要な生態系への影響が生じる可能性はある。</p> <p>【準送電線】新設が提言されている準送電線のうち、アクラ、テマ、クマンに設置されるものについては、これらの市内において、配慮すべき自然生態系があることは想定されない。一方、タマレ、スンヤニの準送電線については、これらの市内から 20km 程度離れた一次変電所との間をつなぐ予定のものであり、ルート選定によっては、自然生態系への影響が生じる可能性はある。</p> <p>【配電線】配電線に関しては、管理区域の設定による樹木伐採、野生動物の電線への接触による感電などの影響が生じる可能性がある。</p>	C		C	
大気汚染 / 地球温暖化		<p>一次変電所の建設の際に、工事車両などから多少の大気汚染物質や温室効果ガスが排出されることが予想されるが、大規模な建設工事は見込まれておらず、用いられる重機や工事車両の稼働時間は短期になると見込まれるため、無視できる程度の影響である。</p>				
土壌汚染		<p>マスタープランに盛り込まれる事業の影響として、土壌汚染が生じることは想定されない。</p>				
廃棄物	B	<p>【一次変電所・配電用変電所】変電設備の更新に伴い、PCB 絶縁油を含む変圧器の廃棄が必要になる可能性がある。環境保護庁が行ったサンプル調査によれば、1045 サンプルのうち 154 (14.7%) で PCB が検出された。こうした PCB を含む変圧器の廃棄処理の際に、あるいは保管が不適正な場合には、周辺環境への影響が生じる可能性がある。</p> <p>【配電線】ガーナでは、配電線は木製電柱に架設されることが一般的である。これらの木製電柱は薬剤で防腐処理されており、毒性の高い CCA が用いられていることが多い。これらの木製電柱の更新の際に生じた廃棄物によって環境汚染が生ずる可能性がある。なお、CCA は、木材の防腐のために一般的に使用されている薬剤であり、ガーナで、代替薬剤で処理された木材を調達することは現段階では困難である。</p>	B	B	B	
騒音・振動	B	<p>【一次変電所】一次変電所内に設置される変圧器や開閉器から騒音が生じる可能性がある。また、一次変電所の建設工事に用いられる重機によって、騒音・振動問題が起きる可能性があるが、工事自体は短期間で終わるものであることから、無視できる程度の影響と考えられる。</p>	B			
化学物質	B	<p>【配電線】木製電柱の防腐処理のため、CCA が用いられている可能性がある。このため、電柱の据付けや加工作業の際に周辺環境に影響が生じる可能性がある。</p>			B	
地盤沈下・悪臭		<p>【一次変電所】一次変電所の建設のための土地の造成は、発電所などに比較すると大規模な基礎工事を必要とするわけではないことから、水路や伏流水などの流れを変えるなど、地盤に何らかの可能性を与える可能性は極めて低い。また、過去に変電所の建設により地盤沈下が起きたという事例も確認されていない。</p>				

	【配電線・準送電線】配電線・準送電線に関して、地盤沈下や悪臭が生じることは想定されない。				
電磁波 障害	【準送電線・配電線】WHOなどの国際機関の見解では、電磁波と健康被害との因果関係は立証されていない。このため、電線の管理区域内での住居建築や経済活動を制限するなどの通常の対策がとられれば電磁波からの十分な距離が確保されること、また準送電線・配電線は高圧ではないことも考慮すれば、健康面への影響が生じることは想定しにくい。				

【凡例】 A：深刻な影響が想定される B：多少の影響が想定される
C：影響不明 無印：無視できる程度の影響

(出所) 調査団作成

(2) 過去のトラブル事例

環境・社会面の影響を検討するに際しては、配電事業に関して、過去のトラブル事例を把握することも有効である。トラブルの例としては、用地取得に伴う家屋の立退きや農地収用の際の補償、変電所周辺での騒音、工事に伴う騒音・排ガスの影響などが考えられる。これらについて、ECG 本部、ECG 地方事務所、VRA-NED 本部、VRA-NED 地方事務所、複数の郡議会やチーフなどに、インタビューを通じて確認をしたが、配電事業に関して大きなトラブル事例は確認されなかった。

8. 4. 4 想定される影響に対する回避・緩和策

(1) マスタープラン段階における配慮

本マスタープランに位置づけられる事業による影響は、その大きさが施設の立地に大きく左右される影響（非自発的住民移転、文化遺産、土地収用、保護区、景観など）と、それ以外の影響（PCB 廃油、CCA 木製電柱、騒音など）に大別される。マスタープラン段階における回避・緩和策の検討としては、立地による影響が大きいものについて事前に影響がありそうな地域を避けて計画するという配慮が基本となる。具体的には、地図上の情報、ECG や VRA-NED の地域事務所で把握できる情報をベースに、何らかの影響が予想される地域をできる限り事前に把握するとともに、そうした地域を避けて立地するという方向性を確認した。

①一次変電所

一次変電所に関して、ECG と VRA-NED の担当者と協議して、立地を避けるべき地域の類型を確認した。具体的には、立地選定に際し次の地域を避けるよう配慮すべきである。

- 1) 住宅・商業施設の密集地
- 2) 農地
- 3) 保護区（特に、アクラ、テマの南部海岸沿いとクマシ北西にあるラムサール条約登録湿地に注意）
- 4) 文化遺産（特に、南部沿岸の「ボルタ州、大アクラ州、セントラル州、ウェスタン州の要塞および城」、クマシ北東の「アシャンテ伝統建築物郡」に注意）

- 5) 文化的な価値のある土地（神聖な森、神社、墓地などに注意）
- 6) 地域の景観地

本マスタープランにおいて新設予定の7ヶ所の一次変電所については、候補地の周辺には住宅や農地が多いことが想定される。このため、F/S段階では、家屋や農地への影響に注意して、新設される一次変電所の立地を決定することが必要である。

②配電線・準送電線

配電線・準送電線についても、同様に、立地を避けるべき地域の類型を確認した。

- 1) 住宅・商業施設の密集地（特に、準送電線につき既存ルート以外のルートを選択する場合に注意）
- 2) 農地
- 3) 保護区（特に、配電線の地方延伸に関して、アクラ、テマの南部海岸沿いとクマシ北西にあるラムサール条約登録湿地に注意）
- 4) 文化遺産（特に、配電線の地方延伸に関して、南部沿岸の「ボルタ州、大アクラ州、セントラル州、ウェスタン州の要塞および城」、クマシ北東の「アシャンテ伝統建築物郡」に注意する。）
- 5) 文化的な価値のある土地（神聖な森、神社、墓地などに注意する。）
- 6) 地域の景観地

本マスタープランでは、準送電線については、既存の準送電線あるいは中圧配電線のルートを活用して設置することを提案しており、現段階では、準送電線については大きな問題が生じる可能性は少ない。

配電線の地方延伸については、本調査では入手可能な情報を基にシミュレーションをしたに過ぎず、本マスタープランでは具体的な計画は定められてない。したがって、マスタープラン段階では、配電線の地方延伸について、立地に関する配慮は行っていない。

(2) 事業化段階を考慮した回避・緩和策の検討

事業化段階は、さらに、フィージビリティ調査（F/S）段階と、その後の基本設計（B/D）あるいは詳細設計（D/D）、建設・施工段階に分けることができる。環境影響評価は通常F/S段階で行われ、そこで検討された環境対策がB/DあるいはD/Dで考慮され、建設・施工段階で講じられるという流れになる。このため、本調査では、F/S段階あるいはその前までに考慮すべき環境社会配慮事項について検討し、現段階で留意すべき事項を整理した。

①一次変電所

F/Sでは、実際に一次変電所の新設候補地の現状を確認した上で、具体的な立地が特定される。同時に、設置される施設の仕様・規模が決定される。F/S段階で検討すべき回避・緩和策は、次のとおりである。

表 8-9 一次変電所に関する回避・緩和策

影響項目	F/S 段階での回避・緩和策
非自発的住民移転	<p>新設一次変電所の立地選定に際しては、非自発的住民移転を避けるために、代替地も含めた検討をする。現地調査、チーフや長老などの住民代表・郡議会議員などとの協議を通じて現地の状況を把握し、非自発的住民移転が起きる可能性が高い候補地は避けるように配慮する。</p> <p>非自発的住民移転が避けられない場合には、対象住民や住民代表と協議し、その合意を得る。補償額、移転先での生活基盤の再構築、苦情受付システム、モニタリング措置を含む移転計画を策定し、それを着実に実行する。</p>
不平等／社会的分断	<p>F/S において、住民代表・郡議会議員などと協議し、地域の実情に照らして「不平等/社会的分断」に関する懸念事項がないかを確認する。</p> <p>深刻な影響が想定される場合には、立地や設計の変更も検討する。</p>
文化遺産／地域景観	<p>立地選定に際し、現地調査や住民代表・郡議会議員などとの協議を通じて、周辺地における文化遺産や地域景観の有無を確認する。こうした文化遺産・地域景観の周辺への立地を避け、景観上の問題が起きないように配慮する。何らかの影響が避けられない場合には、施設の配色への配慮などの景観対策をとる。</p>
農業などの経済活動	<p>立地選定に際し、現地調査や住民代表・郡議会議員などとの協議を通じて、農地や商業施設の状況などの土地利用状況を把握し、それらに影響が生じないように立地を選定する。</p> <p>何らかの影響が避けられない場合には、影響を受ける住民と協議し、その合意を得る。農作物の種類や商業施設の態様に応じた適切な補償をする。</p>
保護区、生態系	<p>新設予定の一次変電所周辺には保護区は存在しないが、F/S の現地調査の際に、念のため林業委員会や環境保護庁の地域事務所との協議し、周辺の保護区や貴重な生態系に関する情報を把握した上で、これらに影響が生じないように立地を決定する。</p>
地形／自然景観	<p>F/S の際の現地調査、林業委員会や環境保護庁の地域事務所との協議を通じて、自然景観・貴重な地形の有無を確認し、それらに影響が生じないように、立地を決定する。</p> <p>また、住民代表・郡議会事務所とも協議し、配慮すべき自然景観・貴重な地形の有無を確認する。</p>
廃棄物	<p>PCB 廃油については、環境保護庁が中心になって PCB の適正処理のための体制整備と能力強化、ガイドライン策定の準備を始めたところである。このため、これらの措置が講じられるまでの間は、PCB 廃油が一般環境中に漏出することのないよう適正に保管する。</p> <p>PCB 廃油の保管に際しては、日本の廃棄物処理法では次のような基準が定められている。ECG、VRA-NED では、この基準も参考にして、PCB 廃棄物の適正保管を図るべきである。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) 容器に入れ密閉するなど、PCB の揮発防止のために必要な措置がとられ、かつ、PCB 廃棄物が高温にさらされないための措置を講ずること 2) PCB 廃棄物の容器が腐食することのないよう必要な措置を講ずること 3) 保管場所の周囲に囲いを設けること 4) 保管場所の見やすい箇所に、次の事項を記載した掲示板を設けること

	① PCB 廃棄物の保管場所である旨 ② 管理責任者の氏名又は名称、連絡先 5) 保管の場所から、PCB 廃棄物が飛散し、流出し、地下に浸透し、および悪臭が発生することを防止するために必要な措置を講ずること。 6) 保管場所には、ねずみの発生、蚊やハエなどの害虫の発生を防止するために必要な措置を講ずること
騒音・振動	一次変電所での敷地境界における騒音が環境保護庁の定めた環境基準以下となるよう、変圧器や開閉器などの変電設備から敷地境界までの距離を十分に確保するなどの設計上の配慮を行う。また、変電設備については、できるだけ低騒音型の設備を調達するようにする。

(出所) 調査団作成

②配電用変電所

配電用変電所に関しては、古い変圧器中の PCB 絶縁油の処理が問題になるのみである。一次変電所に示したのと同様、ガイドラインが策定され、処理体制が整備されるまでの間は、適正に保管することが必要である。

表 8-10 配電用変電所に関する回避・緩和策

影響項目	F/S 段階での回避・緩和策
廃棄物	PCB 廃油については、環境保護庁が中心になって PCB の適正処理のための体制整備と能力強化、ガイドライン策定の準備を始めたところである。このため、これらの措置が講じられるまでの間は、PCB 廃油が一般環境中に漏出することのないよう適正に保管する。PCB 廃油の保管に際しての留意事項は、一次変電所の項を参照のこと。

(出所) 調査団作成

③配電線・準送電線

F/S 段階では、現地踏査 (Line Route Survey) を経て、施設の仕様・設計、具体的な架線区域が確定される。F/S 段階で講ずべき回避・緩和策は、次のとおりである。

表 8-11 配電線・準送電線に関する回避・緩和策

影響項目	F/S 段階での回避・緩和策
非自発的住民移転	配電線・準送電線に関して、非自発的住民移転が発生する可能性は低い。ただし、準送電線に関して、F/S の結果として既存ルートとは異なるルートを使わざるを得なくなった場合には、非自発的住民移転ができるだけ起こらないようなルート選定をする必要がある。架線予定区域の現地踏査の際に、住宅の分布状況を調査し、住宅が確認された場合には、できる限り避ける計画にする。 配電線に関しても、特に、鉄塔に架線される長距離の中圧配電線について、準送電線と同様の措置をとる。 非自発的住民移転が避けられない場合には、対象住民や住民代表と協議し、その

	<p>合意を得る。補償額、移転先での生活基盤の再構築、苦情受付システム、モニタリング措置を含む移転計画を策定し、それを着実に実行する。</p>
不平等／社会的分断	<p>F/S において、チーフや長老などの住民代表・郡議会議員などと協議し、地域の実情に照らして「不平等/社会的分断」に関する懸念事項がないかを確認する。</p> <p>深刻な影響が想定される場合には、立地や設計の変更も検討する。</p>
文化遺産／地域景観	<p>準送電線に関して、既存ルートと異なるルートを使わざるを得ないとの結論が出た場合には、文化遺産／地域景観への影響が生じないようにルートを選定する。そのために、現地踏査、住民代表・郡議会議員などとの協議を通じて、周辺地における文化遺産・地域景観に関する情報を把握する。</p> <p>配電線に関しても、特に、鉄塔に架線される長距離の中圧配電線について、準送電線と同様の措置をとる。</p> <p>文化遺産や地域景観への何らかの影響が避けられない場合には、電線の地中化、架線される鉄塔の配色への配慮などの対策をとる。</p>
農業などの経済活動	<p>準送電線に関して、既存ルートと異なるルートを使わざるを得ないとの結論が出た場合には、農地や商業施設への影響が生じないようにルートを選定する。そのために、現地踏査、住民代表・郡議会議員などとの協議を通じて、農地・商業施設の状況などの土地利用状況を確認する。</p> <p>配電線に関しても、特に、鉄塔に架線される長距離の中圧配電線について、準送電線と同様の措置をとる。</p> <p>何らかの影響が避けられない場合には、経済活動に制限を受ける住民と協議し、その合意を得るとともに、適切な補償をする。補償に際しては、影響を受ける期間（工事中のみか、完工後も続くか）、土地利用形態（農地か、商業施設か）、農作物の種類や商業活動の種類などを考慮して、その影響の程度に応じた適切な補償をする。</p>
事故	<p>配電線の切断、盗電による二次的な危険などを避けるため、定期的な巡回の徹底などの安全対策を徹底する。</p>
保護区、生態系	<p>配電線のルート選定に際しては、予定ルート周辺の保護区や貴重な生態系の有無を確認し、その保護区や生態系を避けてルートを選定する。そのために、現地踏査、林業委員会や環境保護庁の地域事務所との協議を通じて、保護区や生態系の分布状況を把握する。</p> <p>保護区・生態系を避けられない場合には、林業委員会や環境保護庁と協議の上、土地改変、樹木の伐採などが最小になるルートを選定する。また、野生動物の感電を防止するため、野生動物の生息密度が高い地域では、被覆電線を使用することも検討する。</p>
地形／自然景観	<p>配電線のルート選定に際しては、予定ルート周辺の地形や自然景観に関する情報を事前に把握し、それらに影響が生じないようルートを選定する。そのために、現地踏査、林業委員会や環境保護庁の地域事務所との協議を通じて、予定ルート周辺の自然景観・貴重な地形の有無を確認する。また、住民代表との協議の場でも、配慮すべき自然景観・貴重な地形の有無を確認する。</p> <p>何らかの影響が避けられない場合には、架線される鉄塔に、地域の自然景観に馴染む色を塗るなどの対策をとる。</p>
廃棄物	<p>CCA 木製電柱の廃棄処理に関しては、現在、ガーナでは、明確な法規定やガイド</p>

	ラインが存在しない状況にある。このため、まずは、CCA 廃電柱の木製電柱の支柱としての再利用を図り、廃木製電柱の減量化に努める。また、安易な焼却は控え、適正処理の体制が整備されるまでの間、適正に保管する。
化学物質	ECG、VRA-NED は、CCA 防汚処理に関して環境保護庁の許可を受けた業者のみから、CCA 木製電柱を調達しているが、引き続きこれを徹底する。 電柱の据付けや加工作業の際に木屑が周辺環境に飛散しないよう、現地での加工作業を最小化する。CCA 木製電柱に頻繁に接触する作業員の暴露を防止するため、マスク、ゴーグル、手袋の使用を義務付ける。

(出所) 調査団作成

8. 4. 5 モニタリング

本マスタープランに位置づけられる事業に関して想定される影響について、回避・緩和策が適切に講じられているかを、継続的にモニタリングしていく必要がある。

①モニタリング項目

スコーピング、回避・緩和策を踏まえ、本マスタープランに位置づけられる事業に関して必要と考えられるモニタリング項目は、次のとおりである。

表 8-12 モニタリング項目

事業類型	項目	モニタリング項目
一次変電所	住民移転、土地収用	<ul style="list-style-type: none"> ・非自発的住民移転・土地収用の有無 ・合意取得プロセスの適切性 ・財産評価の適切性、補償額の適切性 ・移転プロセスの適切性 ・住民移転・土地収用の執行状況 ・移転対象住民への生活再建支援の状況
	保護区・生態系	<ul style="list-style-type: none"> ・保護区や生態系への影響の有無 ・回避・緩和策の適切性
	文化遺産・景観	<ul style="list-style-type: none"> ・文化遺産・景観への影響の有無 ・回避・緩和策の適切性
	PCB 廃油	<ul style="list-style-type: none"> ・PCB 廃油の保管状況の適切性
	騒音	<ul style="list-style-type: none"> ・運転時における敷地境界での騒音レベル
	安全対策	<ul style="list-style-type: none"> ・施設の保守・点検、火災の防止
配電用変電所	PCB 廃油	(一次変電所と同様)
配電線・準送電線	住民移転、土地収用	(一次変電所と同様)
	保護区・生態系	(一次変電所と同様)
	文化遺産・景観	(一次変電所と同様)
	CCA 廃電柱	<ul style="list-style-type: none"> ・CCA 廃電柱の支柱としての再利用 ・CCA 廃電柱の適正保管状況
	CCA 電柱	<ul style="list-style-type: none"> ・CCA 電柱の購入先 ・CCA 電柱の据付け作業時の作業員の安全対策

	安全対策	<ul style="list-style-type: none"> ・施設の保守・点検、火災の防止 ・感電防止対策
共通事項	苦情	<ul style="list-style-type: none"> ・苦情受付窓口の設置と苦情の記録 ・苦情への対応状況

(出所) 調査団作成

なお、個別事業の立地に応じてモニタリング項目も変わってくる点に留意する必要がある。例えば、ラムサール条約登録湿地の周辺で長距離の中圧配電線が架設される場合には、そこに生息する水鳥への影響もモニタリング項目に加える必要があるだろう。具体的なモニタリング項目は、想定される環境・社会影響に応じて調整されるべきである。

②モニタリング体制

実効あるモニタリングの実施のためには、モニタリング体制を整える必要がある。しかしながら、ECG、VRA-NED とともに、現段階では十分なモニタリング体制が整備されているとは言い難い。

モニタリング体制の整備については、環境管理体制の整備の一環でもあるので、次項の「8. 4. 6 環境管理計画」で現状を述べるとともに、改善に向けた提言をする。

8. 4. 6 環境管理計画

(1) 環境管理計画の策定

ガーナ環境評価規則では、環境影響評価 (EIA) と事前環境評価 (PEA) が必要な事業について、環境管理計画 (EMP) の作成を義務づけている。本マスタープランに位置づけられる事業に関していえば、現段階で EIA が義務付けられるものはないが、PEA が義務付けられる事業がいくつか想定されている。具体的には、「1 MVA 以上の変電所の建設」、「PCB 添加絶縁油を含む変圧器の解体」、「変圧器に含まれる絶縁油の保管、リサイクルおよび処理」、「CCA で処理された木製電柱の保管と処理」である。

環境保護庁のエネルギーセクターガイドラインでは、環境管理計画に関するガイドラインを定めており、次の事項を定めなければならないとしている。

- 1) 事業の目的・内容、事業立地の現状
- 2) 事業により想定される影響の特定
 - ・想定される環境負荷 (原材料、処理方法、排ガス、排水) など
- 3) 現行の環境管理体制
 - ・有害廃棄物、廃油の管理
 - ・その他の環境影響の最小化のための措置 など
- 4) 作業員の健康・安全対策
- 5) 法令順守のためのプログラム
 - ・環境管理のための組織体制 (環境担当者の指名)
 - ・環境保全に関する職員研修

- ・情報公開と住民参加 など
- 6) 環境管理計画の実施とモニタリング
 - ・規制の遵守、グッドプラクティス、未想定の影響に対する対応
 - ・自主的取り組み など
- 7) 環境管理の検査とレビュー

(2) 環境管理計画の実施体制

ECG、VRA-NED とともに、現段階では十分な環境管理体制が整備されているとは言い難い。ECG では安全・環境担当マネージャーが置かれているが、主に安全部門が業務の中心となっている。エンジニアリング局（Engineering Department）にも環境社会配慮の担当者が一名配置されており、環境社会配慮に関する業務を担当しているものの、一人では限界がある。一方、VRA-NED は、VRA の配電部門という位置づけなので、環境社会配慮の担当者が独自に配置されているわけではない。VRA 本体には環境・持続可能開発局（Environment and Sustainable Development Department）があるので、必要に応じてその支援を受けているという状況にある。

したがって、ECG、VRA-NED の環境管理体制の強化は、重要な課題といえる。配電事業では、通常は深刻な環境社会影響は想定されないとはいえ、一次変電所の建設、PCB 廃棄物や CCA 廃棄物の取り扱いなどにおいて一定の影響が想定される。このため、こうした事業に関しては、環境社会影響の回避・緩和策やモニタリングを検討し、必要な措置を講じていく必要がある。

ECG、VRA-NED では、モニタリングや環境管理に関しては、通常、外部のコンサルタントを活用している。限られた人員の中で効果的な環境対策を講じるためにはコンサルタントの活用は有効である。しかし、ECG、VRA-NED のスタッフがコンサルタントの TOR を明確に定め、その業務を適切に監督できる能力を備えていることが前提である。したがって、こうしたコンサルタントの業務を監督できる職員を育成し、よりよい環境管理体制を実現するため、環境保全に関する研修を通じた能力強化の取り組みが必要である。

また、環境管理計画は、文章としてとりまとめられるだけでは意味がなく、現場で実行されなければならない。このため、現場の技術者を含む、職員一人ひとりの意識や能力の向上も不可欠である。このため、一般の職員向けにも、環境管理計画に関する情報を提供するとともに、環境保全に関する一般的な研修の実施も検討する必要がある。

さらに、ECG や VRA-NED の地域事務所には、環境社会配慮を担当する専任の職員は置かれていない。このため、各事務所の所長が環境社会配慮に関する理解を深め、各スタッフの意識向上や能力強化を支援する環境づくり（研修への参加を励行するなど）に努めることも重要であろう。

8. 4. 7 現地ステークホルダー協議

(1) 現地ステークホルダー協議の実施方針

本調査はマスタープラン調査であり、事業の実施場所が具体的に特定されるわけではないことから、マスタープランに盛り込まれる事業によって影響を受ける住民（PAPs : Project Affected Persons）を特定することはできない。したがって、PAPs を対象とした直接的な協議は不可能であった。そこで、本調査では、代替的なステークホルダー協議を実施するとともに、事業化段階に向けてのステークホルダー協議のタイミングと内容を明らかにすることにした。

①代替的なステークホルダー協議の実施

マスタープランに位置づけられる事業の実施が想定される地域で、郡議会、農民、チーフなどのステークホルダーを対象とした代替的なステークホルダー協議を行う。この協議の中で出された意見やコメントについては、②の事業化段階でのステークホルダー協議に際して必要な視点としてフィードバックする。なお、この協議の概要は、(2)に示した。

②ステークホルダー協議のタイミングと内容の明確化

マスタープラン策定の後、PAPs が特定された段階で速やかに現地ステークホルダー協議を行う必要がある。本調査では、想定される影響を初期環境調査レベルで把握した上で、事業化に至るまでのどの段階で、どのような観点から協議を実施すべきかを明らかにする。このプロセスをカウンターパートと共有し、事業化段階での現地ステークホルダー協議が適切な形で促進されるよう配慮する。

(2) 代替的なステークホルダー協議

本マスタープラン調査では、住民意見を代表するとみなすことのできる者を対象に、次の3ヶ所で代替的なステークホルダー協議を実施した。

表 8-13 代替的なステークホルダー協議の実施場所

日程	場 所	電化状況	協議対象者	想定される主な事業
2007年 10月3日	Savelugu Nanton 郡 (ノーザン州)	一部未電化	郡議会職員（調整局長、職員3名）	配電線の延伸
2008年 2月15日	Prampram 郡 (大アクラ州)	一部未電化	郡議会議員、農民、商店経営者、砂利販売業者、学生	一次変電所と準送電線の新設、配電線の延伸
2008年 2月19日	Elmina 郡 (セントラル州)	電化済み	EDINA 伝統議会（エルミナ周辺のチーフ21名）	一次変電所と準送電線の新設

(出所) 調査団作成

これらの地域では必ずしも大きな影響が予見されているわけではない。しかし、マスタープランに位置づけられる事業によって、どのような環境・社会面の影響が起ころうか

を予測する上で、これらの住民代表の意見を聞くことは有効である。協議の場で提示された主な意見・コメントは次のとおりである。

○電化の正のインパクト

- ・住民の生活水準が大きく向上する。【Savelugu Nanton, Prampram, Elmina】
- ・経済活動が活発化し、雇用の機会が増えた。【Prampram】
- ・電化によって灌漑農業が可能になった。【Prampram】
- ・街灯ができて生活が向上し、治安がよくなった。【Prampram, Elmina】

○電化の負のインパクト

- ・工事の際に、土地利用が制限されたり、騒音、粉じんなどによる生活環境の一時的な悪化がありうる。【Prampram】
- ・夜更かしが増え、テレビばかり見るようになる。【Savelugu Nanton】

○非自発的住民移転・土地収用

- ・参加者たちは、非自発的住民移転・土地収用に関して、十分な協議と補償がなされる限りは、容認できるとの見解を示した。【Savelugu Nanton, Prampram, Elmina】
- ・住民移転・土地収用に関する協議に際しては、土地の権利者との協議はもちろんのこと、十分な時間的余裕を持ってチーフや長老（オピニオンリーダー）などと相談することも必要である。【Savelugu Nanton, Prampram, Elmina】

○立地選定に際して留意すべき土地・区域

- ・神聖な森（Sacred grove）、神社（Shrine）、墓地、文化遺産、かんがい用ダム、文化的に価値のある樹木、家屋・建物、農地、経済林などが挙げられる。【Savelugu Nanton, Prampram, Elmina】

協議では、住民生活の向上などの電化による正のインパクトに対する期待が目立った。また、土地収用や非自発的住民移転については、十分な協議と補償がなされることを前提に容認する声が多かった。ただし、土地の権利者だけではなく、チーフや長老との協議が必要との声も目立ったため、この点には注意が必要であろう。また、留意すべき土地としては、神聖な森、神社、墓地などが挙げられており、F/S では、こうした土地への配慮が不可欠である。

(3)事業化段階におけるステークホルダー協議

マスタープランの策定から事業実施段階までには、大きく次の4段階が想定される。

- ①マスタープラン段階（M/P）
- ③フィージビリティ調査（F/S）／基本設計段階（B/D）
- ③詳細設計段階（D/D）
- ④建設・施工段階

この4つの段階のそれぞれで求められる対応を整理すると、次の表のとおりである。

表 8-14 事業の各段階におけるステークホルダー協議

段階	計画の具体性	ステークホルダー協議に関して必要な対応
M/P	施設の立地場所は、具体的には特定されない。	<ol style="list-style-type: none"> 1) 事業により想定される影響を、初期環境調査（IEE）レベルで把握する。 2) 一定の範囲の地域が事業地として特定できる場合には、郡議会議員、チーフ、長老などの住民代表、林業委員会や環境保護庁の地域事務所と協議し、配慮すべき土地の有無や土地利用状況に関する情報をあらかじめ収集する。 3) 1)と 2)で把握された情報に基づき、F/S 段階でのステークホルダー協議の対象者やその協議内容をある程度特定する。なお、本調査では、特に留意すべき点として、一次変電所の建設に伴う土地収用・住民移転、文化遺産（神聖な森、神社、墓地など）への影響などが特定された。
F/S B/D	<p>現地調査などにより、事業の立地、個々の施設・設備の仕様・諸元などが確定される。</p> <p>F/S で詳細が決められない場合には、B/Dなどで補完的な調査が実施されることもある。</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) 事業の立地を決める現地調査の際に、影響を受ける可能性のある住民（PAPs）を特定し、事業実施に関する合意を得るための協議を行う。 2) 現地調査の結果、土地収用や住民移転、経済活動への影響が想定される場合には、早い段階から対象住民と協議を重ね、その合意を得る。 3) PAPs だけではなく、郡議会議員、チーフ、長老などとも協議し、事業実施に関する合意を得る。あわせて、配慮すべき土地（神聖な森、神社、墓地など）や土地利用状況についての情報を収集する。 4) 林業委員会や環境保護庁の地域事務所とも協議し、事業実施に際して配慮すべき事項がないか情報を収集する。
D/D	個々の施設・設備の仕様・諸元の詳細が決められる。	通常は、F/S 段階で事業立地や施設の詳細が定められているため、D/D でのステークホルダー協議は想定されない。しかし、土地取得に関する交渉が長引いている場合などは、引き続き、合意を得るための協議を行っていく必要がある。
施工	確定された施設などの設置	事業着工後に現地ステークホルダー協議を実施する必要性はないが、計画変更や新たな事情が生じたときには、必要に応じて協議し、合意を得る。また、モニタリングの一環として、ステークホルダー協議を実施することも有効と考えられる。

(出所) 調査団作成

なお、本マスタープランに位置づけられる事業のすべてについて、F/S 段階でのステークホルダー協議が必要になるわけではない。例えば、配電線の架設については、ほとんどのケースで環境・社会面で深刻な影響は想定されないことから、土地収用や住民移転が発生する場合を除き、ステークホルダー協議を実施する必要性がないケースが多いといえる。一方、一次変電所の新設については、何らかの形で土地取得が必要であり、環境評価規則で事前環境評価が義務づけられていることもあり、ステークホルダー協議が必要なケース

が多いと考えられる。

F/S 段階（つまり、事業の立地、個々の施設の詳細が定められた段階）において想定されるステークホルダー協議の対象者と内容は、次のとおりである。

1) ステークホルダー協議の対象者

少なくとも、次のステークホルダーとの協議を持つことが必要である。

- ・ 事業により影響を受ける住民
- ・ 土地収用・住民移転の対象住民（土地に関する権利を持たない住民を含む。）
- ・ チーフ
- ・ 長老（オピニオンリーダー）
- ・ 郡議会などの地方行政機関

特に、ガーナでは、事業により影響を受ける住民だけでなく、地域の伝統的な権威であるチーフから事業実施の同意を得ることが重要である。

このほか、林業委員会や環境保護庁の地域事務所から、地域で配慮すべき保護区や自然生態系の有無などを確認することも有効であろう。

2) ステークホルダー協議の内容

F/S 段階でのステークホルダー協議では、一定の影響が想定される次の影響に関して、ステークホルダーの意見を聴取し、その対応策を検討すべきである。

- ・ 非自発的住民移転
- ・ 土地収用などに伴う農業などの経済活動への影響

また、大きな影響は想定されないものの、地域住民から情報収集をすることが有効な次の影響についても協議対象とすることが望ましい。

- ・ 地域景観への影響
- ・ 不平等／社会的分断
- ・ 保護区・生態系
- ・ 地形・自然景観

8. 5 事業化段階での環境社会配慮調査に関する留意事項

本マスタープランでは、ガーナ全土における配電事業（一次変電所、配電用変電所、配電線・準送電線）について定めている。マスタープラン段階では、各事業の具体的な立地は特定されないことから、F/S などにより事業立地や詳細が確定した段階で、改めて環境社会配慮に関する調査を行う必要がある。ここでは、事業化段階での環境社会配慮調査に関して留意すべき事項を述べる。

(1) 法令上必要な手続きの確実な履行

ガーナ環境評価規則は、「1 MVA 以上の変電所の建設」、「PCB 添加絶縁油を含む変圧器の解体」、「変圧器に含まれる絶縁油の保管、リサイクルおよび処理」、「CCA で処理された

木製電柱の保管と処理」に関して、事前環境評価（PEA）を義務づけている。また、「11kV以上 36kV 以下の中圧線の新設・更新・増強」については、環境保護庁への登録が義務付けられている。このため、これらの事業の実施に際しては、環境保護庁と十分に協議しながら、必要な手続きを確実に履行していくことが必要である。

(2) 立地に応じた環境社会配慮調査

F/S 段階で事前環境評価（PEA）や環境社会配慮調査をする際には、改めてスコーピングをし直す必要がある。スコーピングに際しては、想定される事業立地に応じて、環境・社会面の影響をより詳細に検討し、影響を特定していく必要がある。特に、通常、一次変電所の新設予定地、準送電線・配電線の架設予定区域が特定されるため、非自発的住民移転や土地収用、保護区や生態系への影響などについて詳細な検討が可能になる。

調査に際しては、8. 4. 4に示した回避・緩和策を参考にして、立地が想定される地域の実情に応じた回避・緩和策を再検討することが必要である。また、土地収用や住民移転など、一定の影響が想定される事業については、8. 4. 7 (3)に記載した協議対象者や協議内容を参考にして、ステークホルダー協議を適切に実施する必要がある。その際、チーフや長老などの伝統的権威とも十分に協議し、その合意を得ることが重要である。

(3) 事業立地のオプションの準備

回避・緩和策の検討に際しては、まず影響を回避するための代替立地の検討を優先すべきである。回避できない場合には、影響の最小化のための措置、補償などの代償措置を検討することになる。このため、本マスタープランに位置づけられる事業については、まずは人家密集地や保護区、景観地などを避けて立地選定をすることが基本となる。このため、F/Sなどで事業立地を選定する場合には、立地に関するオプションをできる限り複数用意しておき、各オプションの環境社会面の影響も考慮した上で最終的な立地を選定すべきである。

(4) 環境管理体制

マスタープランに位置づけられた事業に関して一定の影響が想定される場合には、工事中の環境対策だけではなく、操業段階での環境対策やモニタリング措置を含めた総合的な環境管理計画を策定し、影響の回避・最小化のために取り組むことが必要である。特に、今後、PCB・CCA 廃棄物の管理体制を整えていくことも求められることから、環境管理体制の強化は重要な課題である。ECG、VRA-NED は、現段階では、十分な環境管理体制を整備できているとは言いがたい。このため、環境管理計画の策定、活動、評価に至る一連のプロセスを責任を持って実行できる人員体制を確立するとともに、環境保全に関する研修を通じた職員一人ひとりの能力強化の取り組みも必要であろう。

第9章 電気事業経営の現状と課題

9.1 人材育成

9.1.1 VRA-NED

(1) 研修制度の概要

NEDの研修はVRAの研修システムの中に組み込まれている。基本的なプログラムについては、VRAとしてすでに定型のものが用意されている。別途、NEDとして新たに要請したい研修内容については、コーディネーター¹が研修計画を作成する。NED内部から出される新たな研修の要請は、コーディネーターがとりまとめ、アクセにあるVRA研修所に送る。

NED独自の特定目的の研修については、NEDの予算で行われる。大半は必要に応じて実施される新人研修であり、コンサルタントを雇用して行われる。コンサルタントは退職した職員であることが多い。この種の独自の研修は、ほとんどが技術的な運用に関するものである。

(2) 新人研修制度

新人は強制的に研修を受けさせられる。

技能系エンジニアとして採用された者は、まず2年間の研修プログラムを受け、それを終了して初めて技能系エンジニアとしての資格が与えられる。NEDの場合は電気設備維持管理の7コースと電線維持管理の5コースを取らねばならない。

大学を卒業してエンジニアとして採用された場合は、技術部門でオンザジョブ・トレーニングを受けた後、マネジメント研修の授業を受ける。ここで会社のルール、報告書の書き方などを学ぶ。これらの研修を受けた後、各部門のマネジャーと面接し、職場を決める。

(3) 既存職員の研修制度

社内で昇級するためには、ステップごとの研修を受けなければならない。上述の技能系エンジニア向けの2年間の研修プログラムと、エンジニア向けのマネジメント研修はその第一段階である。

研修者の決定については、各部門の長は部下の評価を行い、研修に出すべき人材を決定し、それを人材部²に提出する。

もう一つの研修の決定は、会社が決めるものである。例えば、昇級あるいは上の職位に着く場合には、そのための研修を受けることが本人に指示される。

(4) アクセ研修所

アクセのVRA研修所は技術系と非技術系に分けて研修を行う。ここでは、定型のプログラムに従って研修が行われる（図9-1、表9-1参照）。

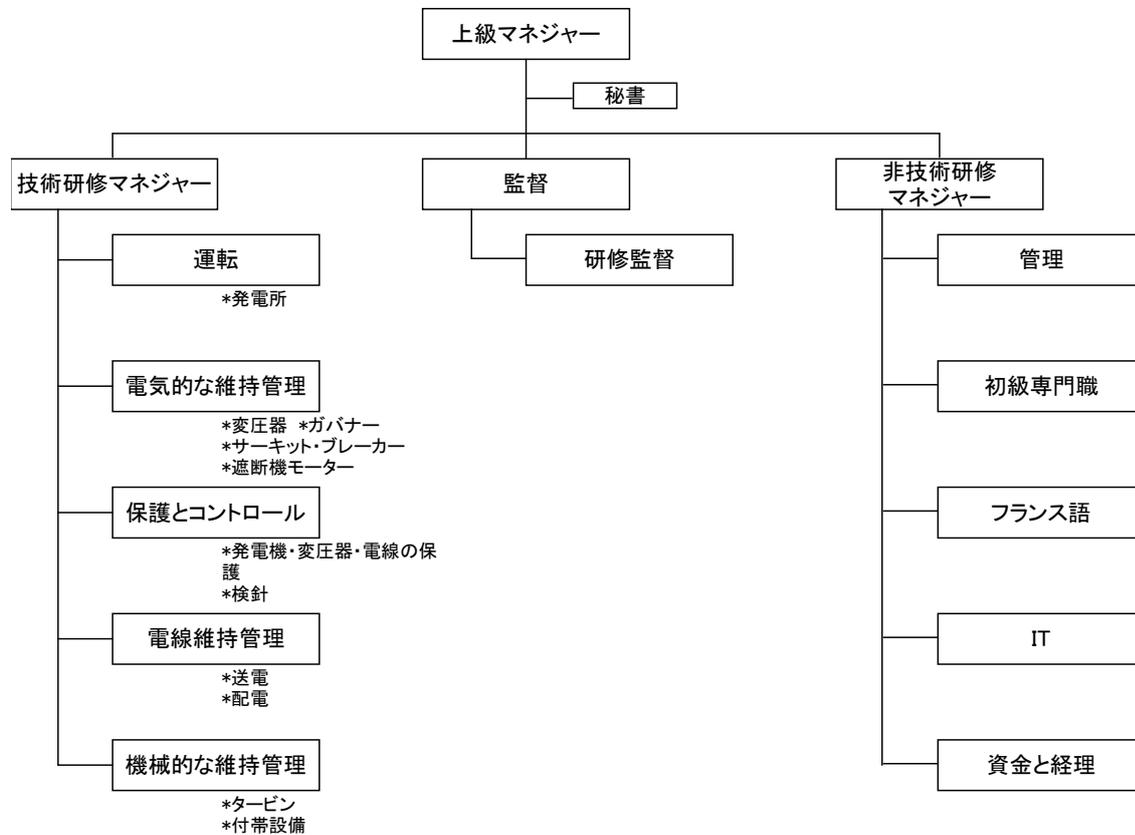
技術系研修はVRAの主業務である発電関連のプログラムが多い。NEDの配電に係わる研修は

¹ Training Coordinator

² Human Resource Department

電線維持管理のコースの中で行われる。

一方、非技術者である管理部門や一般職の研修では、管理、フランス語、コンピューター、経理・財務についてそれぞれのコースが提供される。



(出所) VRA

図 9-1 研修組織の構成

表 9-1 VRA の内部研修コース、2006

コース名	内容
技術研修コース	電気設備保守セッション、配電網運営、配電設備保守、運営セッション、Generator Statistic Exciters/Electronic Governors、火力プラント保護・制御、Numerical Protective Relays、電気メーター、光ファイバーシステム、水力基礎、アライメント・振動・バランス、潤滑、溶接基礎、材料取り扱い、配管・防火、プラント保全実習、修理工場実習、保全管理・冷凍・空調、電線維持セッション、サービスセンター技能者セッション
管理・監督コース	報告書の書き方、管理研修プログラム、監督能力、リーダーシップ能力、事業計画・予算作成、顧客管理・渉外・サービス、チーム形成・育成、効果的監督、対人関係・対話能力、成果の評価、時間管理、成果の監督と評定、上級職員オリエンテーション・プログラム、対話能力、プロジェクト管理、成果管理、対話と対人能力、研修職員の研修、変革の管理、人的関係、VRA の事業倫理と価値観、交渉と説得能力、人材管理入門、組織発展における研修終了証明
財務コース	財務システムの各論、経理基礎・非財務職員のための財務、事業計画・予算作成、財務と物品管理システム
ジュニア専門職コース	秘書養成、中級保安コース、事務職・管理コース、安全運転、警備員のための保安基礎、事務職・管理部門職育成、厚生・安全入門、記録管理、技術者向けフランス語
フランス語	技術者向けフランス語、中級グループ、ビジネス用フランス語
コンピューター・コース	コンピューター能力基礎、コンピューター能力中級、コンピューター能力上級
現地外部者コース	

(注) これらのプログラムは 2006 年の社内プログラムの 60%ほどを包括する。他に、現場の要求に基づいて、別途、研修プログラムが組まれる。

(出所) VRA

(5) 研修実績

2006 年の実績で見ると全研修対象者 3673 名のうち 1442 名が研修を受け、研修比率は 39%であった。

研修には、VRA の研修所、現場、そして海外の三つの形態がある。研修を受けた職員の数では、研修所で実施した者が 1312 名と圧倒的に多い。現場での研修が 98 名、海外が 32 名を数えた。

研修の総費用は 74 万 3000 新セディ (約 80 万ドル=約 9600 万円) であった。うち海外研修が半分を占めるが、これは言うまでもなく、国内と海外の物価の違いによるものである。研修形態を問わず全体を平均した研修コストは、一人あたり 515 新セディ (約 550 ドル=約 6 万 6000 円) であった。

表 9-2 VRA 研修実績、2006 年

形態	コース数	職員数	コスト (円)	コスト比率
研修所内	113	1,312	3,218,074,512	43%
現場	37	98	534,063,400	7%
海外	23	32	3,678,841,338	50%
合計	173	1,442	7,430,979,250	100%

研修対象者数 (2006 年 5 月現在)	3,673
2006 年の研修者数	1,442
研修比率	39%
一人当たり平均研修コスト (円)	5,153,244

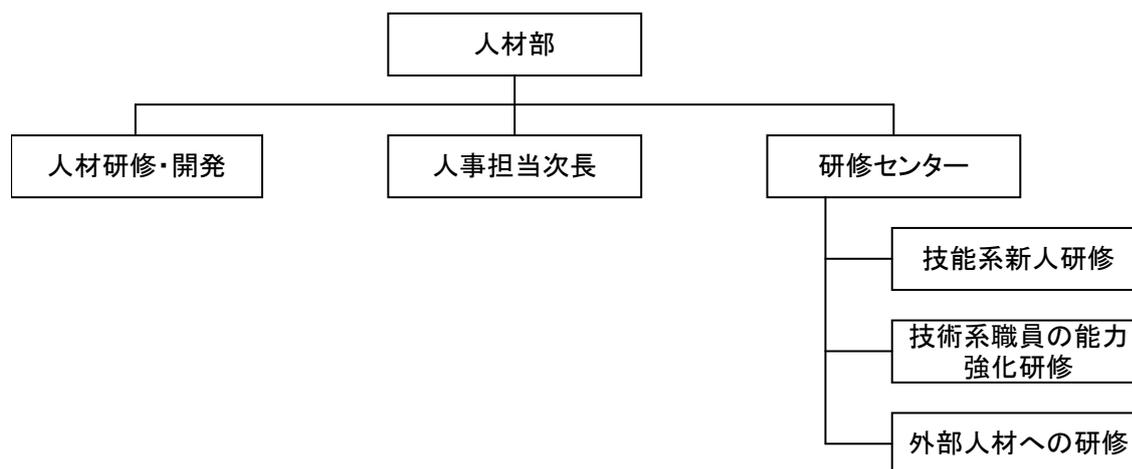
(注) 円は旧セディ。1 万旧セディ=1 新セディ

(出所) VRA

9. 1. 2 ECG

(1) 研修制度の概要

人材部長³の下に三つの部門がある。一つが技術研修を提供する研修センターである。一方、サポート職員やマネジャーの研修については、本社の人材研修・開発が行う。他に、事務局としての人事担当次長がいる。



(出所) ECG

図 9-2 ECG 人材部の構造

(2) 研修センター

技術研修にあたる職員⁴は 8 名いる。ECGは配電会社であるため、全て電気系の技術研修であり、VRAのように機械系の技術研修はない。

³ Director of Human Resources

⁴ Trainer

研修センターの最も大きな役割は技能系新人の研修であり、年間約 40 名の新人を研修する。これはあくまでも技能系職員に限定され、大学を出た技術者に対する個別研修は行わない。大卒者に対しては、一般的な社内のルールを教えるにとどまる。

新人研修以外のもう一つの重要な役割は、すでに職場に配置されているものの、新人研修を受けていない既採用の技術系職員に対する再教育である。被研修者のうち半分ほどは、このような新人研修を受けないまま現場に配置された職員である。これらの他には、さらなる能力向上のための研修を受ける者がいる。

研修センターについては、現状で幾つかの問題点を抱えている。一つは、設備が古く、質、量ともに不十分であり、施設のアップグレードが必要という点である。もう一つは、研修の対象があくまでも技能系職員に絞られており、新しい技術の習得を含めた、より高度な内容の研修を提供する体制になっていない点である。

(3) 研修実績

研修には、海外研修と研修センターで行う国内研修がある。

国内研修については、ECG新人職員に限定した内部研修⁵、外部からも研修者を受け入れるオープン・コース、そして在籍している職員を対象とする能力向上プログラム⁶の三種類がある。

なお、第三のプログラムとしてコンサルタントを使った研修サービスが別途ある。

ECGの2007年研修予算は総額で126万新セディ⁷（約135万ドル＝約1億6000万円）であった。これはVRAの予算（2006年）の74万3000新セディに比べ7割ほど高い数字であるが、ECGの従業員数も同じ程度多いことから、概ね同じ水準の予算が用意されている。

表 9-3 研修実績、2007年上半期

	プログラム数		人数	
	1Q2007	2Q2007	1Q2007	2Q2007
海外研修	9	15	40	45
マネジャー			38	13
シニア・スタッフ			2	32
国内研修			59	420
オープン・プログラム	9	7	17	9
職員強化プログラム	8	3	42	195
所内プログラム	0	3	0	216

(出所)ECG

⁵ In-House Training

⁶ Staff Facilitation Program

⁷ 126 億旧セディ

表 9-4 研修予算、2007年

研修カテゴリー	予算 (円)
海外研修	6,894,790,000
国内研修	5,222,530,000
コンサルタント・サービス	3,800,000,000
エンジニア	200,000,000
経理システム	2,700,000,000
人材部	800,000,000
監査	120,000,000
合計	12,600,000,000

(出所) ECG

9. 1. 3 研修制度に関わる今後の課題

(1) 配電会社としての研修センターの課題

ECGに比べて組織が大きく⁸、かつ財務面でも余裕のあるVRAの方がより緻密なプログラムを持っている。ただし、これはVRA全体としても見たものであり、かつVRAの事業は発電と送電が中心であることから、配電事業に携わるVRA-NEDにとって今後どのような研修体制を整えるべきかを論じるには注意を要する。

一方、現場の技能系職員を対象とした基礎研修を施すという点に絞れば、確かにECGは体制を整えている。さらに、ECGはNEDの新人研修も受け入れている。しかし、企業の研修制度の中で、新人に対する基礎研修はその一部に過ぎない。とりわけ、大学を卒業した上級技術者、あるいは管理職の能力を研修を通していかに高めていくかはより重要な課題である。新しい技術の習得、新しい経営手法の導入、さらには日進月歩で進む情報技術の取り組みは、組織として不可欠である。この点で、ECGの既存職員の能力強化の研修制度はVRAに比べて明らかに弱い⁹。マネジャーを含めた上級職員の能力強化プログラムの充実が必要である。

すでに ECG 内部においても議論が始まっているように、現在の研修センターの機能をどのように拡大するかについて、具体的に対応すべき時期に来ていると考えられる。

一つの方向としては、現在の技能系職員、とりわけ新人教育に限定している研修カリキュラムをより拡大し、上級技術者に対する研修カリキュラムを新たに設立することであろう。そのためには、現在の設備、とりわけハードウェアの老朽化が激しいこと、図書館についても蔵書の数はきわめて少なく、新刊書もほとんど入っていないといった問題点を解決しなければならない。かつ、研修を行うためのトレーナーの再教育および増員も必要である。¹⁰

(2) 予定される電力会社の再編の中での研修センターのあり方

⁸ 従業員数の比較では ECG の方が VRA よりも多い。これは、発電や送電事業に比べて、配電事業が多分に労働集約的であることに起因する。

⁹ 第二回ワークショップで意見が出されたように、既存職員に対する研修については VRA-NED では1年のプログラムがあるが、ECG では半年にすぎない。

現在、議論が進みつつある電力構造改革と配電会社の再編成の中で、研修の中核となるセンターをどのような組織とするかについても、重要な検討課題である。

VRA が所有するアクセの研修センターと ECG の研修センターを組織として独立させ、新たに再構築される発電会社、送電会社、五つの地域配電ユニット（あるいは会社）が共有して利用する研修施設とする事は可能であろう。

その際、以下の点を検討する必要がある。

- 現在 VRA の研修所が持つ電線維持管理の一部である配電線のカリキュラムと、ECG の研修プログラムをどのような形で統合するのか。
- ECG の研修センターの弱さである上級技術者やマネジャーの研修について、配電の新たなプログラムとして組み込むことが妥当であるのか。もし、配電会社としての上級職員に対する研修プログラムを新たに作るのならば、それを ECG の研修センターで行うことが、これまでの経験と実績から判断して、現実的であるのか。

(3) キャリアパスの多様化

人材育成という観点から、職員のキャリアパスの多様化が必要である。現状では、技術系職員ではラインを上がっていくことがほぼ唯一のキャリアパスである。このため、研修を受けた後、元の職場に戻るとするのが通常である。

しかし、職員を特定のラインだけで固定化するのではなく、研修により専門性を高め、専門職としての道を歩む、あるいは別の新たな任務を与えることで仕事に対する動機付けを高めるといった人材開発の方法も考えなければならない。そのようなキャリアパスの多様化という点で、専門性を高めた人材を新人あるいは中堅職員のトレーナーとして活用するといった制度の導入も望まれる。

9. 2 電気料金

電気料金の低さはガーナの電力政策における大きな問題であり、不十分な投資、ECG や VRA-NED の慢性的な原因となってきた。これに対して両者は PURC に対し大幅な料金引き上げを求めており、PURC もこうした状況に対処すべく、2006 年から段階的な料金引き上げに乗り出している。

2006 年の春における平均エンドユーザー料金は 740Cedi/KWh となっていた。PURC はこれを、二年かけて倍額近い 1277Cedi/Kwh にまで引き上げる予定としていた。この中で特に大きいのは住宅利用であり、583Cedi/KWh が倍以上の 1200Cedi/Kwh にまで引き上げられる予定となっていた。

PURC のもともとの腹づもりとしては、これを 2006 年 5 月、2006 年 8 月、2007 年 11 月の三回にわけて引き上げることとしていた。これにより、一般利用者も段階的に料金引き上げに直面することになるため、受け入れやすいただろうとの配慮である。しかしながら、2006 年の引き上げ時点で、政府が住宅利用者の値上げ分を負担するとの方針をうちだし、この結果として 2006 年の値上げ分は一般利用者には見えない形となってしまった。このため 2007 年の料金引き上げは、一般利用者にしてみれば一気に料金が倍増するものとなり、大きな抵抗が見られているためどこまで実現するかははっきりしない。

また、政策的に低く抑えられて歪みの多かったライフライン料金の適用範囲がせばめられたことで、需要の歪みはかなり抑制されたと考えられる。

全体として、料金の引き上げが必要であることは議論の余地がない。費用をカバーし、各種設備のメンテナンスや置きかえまでまかなえるだけの収益を確保できるだけの料金設定が今後必要となる。現在、PURC も料金の適性水準についての検討を行っている途中であり、今後その結果で政策にも影響があるだろうが、問題が認識されて対応が試みられている点は評価すべきであろう。

9. 3 電気料金徴収体制

9. 3. 1 VRA-NED

(1) 検針と請求の流れ

検針と請求書の発行は月一回行っている。検針作業は、地域ごとに個人ベースで外注している。ECG もこの作業を外注化しているが、個人ではなく会社に委託しており、この点が NED と異なる。

五つの拠点事務所（タマレ¹⁰、スニヤニ¹¹、ボルガ¹²、テチマン¹³、ワ¹⁴）は、それぞれその傘下に地域サービス事務所を持つ。検針員は、月初めの 1～10 日の間に需要家を 1 戸ずつ回り、メーターの読みを手書きで記録し、それを地域サービス事務所に持ち込む。地域サービス事務所は、検針員から上がってきた全ての記録を拠点事務所に持ち込む。この段階までは手書きの記録であり、電子化されていない。

拠点事務所は地域サービス事務所から上がってきた手書きの検針記録を確認し、コンピューターに入力する。ここで言う確認とは、需要家ごとの記録が前月の検針と大きな隔たりがないか、あるいは平均値から見て異常な値となっていないかを見ることである。

拠点事務所は検針記録の入力結果をもとに請求書を発行する。この請求書は地域のサービス事務所を経由して、検針員に配布される。検針員は翌月の検針の際に、この前月分の請求書を需要家に手渡す。

この検針と請求の仕組みの規模については、タマレを例に取れば、タマレの管轄区は 20 のサブ地域で構成されている。このサブ地域をサイクルと呼ぶ。各サイクルはさらに小さなルートと呼ばれる地域に分割される。一つのルートを 1 人の検針員が管轄する。1 サイクルに五つのルートがあり、一つのルートの需要家戸数は約 100 戸である。地域サービス事務所は、このタマレの例では 4～5 のサイクルを管轄することになる。

検針員に対する報酬は、検針した需要家の数に対して支払われる。検針にミスがある場合、3 回ミスを犯すと、次から報酬額が減じられる。

NED が ECG のように、検針と請求作業を別会社に一括委託するのではなく、個人ごとに契約

¹⁰ Tamale

¹¹ Sunyani

¹² Bolga

¹³ Techiman

¹⁴ Wa

する理由は、この方が安いこと、および直接管理できるという利点があるからであるという。この各検針員のとの契約は、地域サービス事務所が行う。

(2) 集金体制

集金は、検針員とは別に個人契約するボンデッド・キャシャー¹⁵と呼ばれる集金員が行う。彼らに対する報酬は、集金額に応じて支払われる。

集金員の作業は、検針員と異なり、土日を除いて、毎日行われる。これは料金未納者に対して、できる限り督促を促すためである。

集金員は3枚(2枚がカーボン落とし)綴りの請求書を記入し、1枚を需要家、1枚をNED、1枚を手元に残す。

集金した料金は毎週1回、地域サービス事務所を集められ、お金とともに領収書が集金人からNEDに手渡される。この領収書は拠点事務所で集計され、その情報は翌月の請求書に記入される(前回の支払いの履歴が次の月に配られる請求書に記入される)。

各サービス事務所を集められた金は、そこで銀行の口座に振り込まれるが、集金の情報(領収書)は手書きのまま拠点事務所へ送られる。

(3) 支払いの遅れと未収金の現状

需要家の支払いは必ず遅れ、その月の請求額に対してその月に支払われた金額(料金回収額)の割合は、2000年と2006年を除けば、その間は70~80%にとどまった。2006年にこの数字が100%を超えているのは、大口の需要家がこれまでの未払い債務をまとめて支払ったことによるものと思われる。

一方、この支払いの遅れが累積したものが未収金額である。売上に対する未収金の比率は非常に高い。2000年から2006年を通して200分日を超える多額の料金支払いが滞っている。

この支払い遅れと未収金の状況は、後述のECGに比べても悪く、統計から見て、特に改善しているとは言い難い。

かつては政府や政府系企業の支払いが滞っていたが、現在は支払うようになっている。ただし、その支払いは四半期ごとにまとめて行われる¹⁶。現状で支払いが滞る需要家は民生と産業用を含めた民間部門である。

(4) 未収金対策

需要家の支払いが遅れた場合、30日間の猶予期間を与えた後、それでも支払わなければ供給を止めるというルールがある。しかし、大口の企業では、喻え供給を止めても、政府を通して再開させるといった政治的な手段を使うため、原則通りにはなかなか進まない。

今後の未収金対策として、VRA-NEDは以下のような対策を進める。

- クレジット・メーターをプリペイメント・メーターに置き換える。促進策として、現在クレジット・メーターを使っているがプリペイメント・メーターに置き換える意思のある顧客に対しては、それまでに累積した未払い料金を向こう6カ月の延べ払いにする。
- プリペイメント・メーターに置き換えて回収したクレジット・メーターは、現在メーターが付いていない地方部の需要家に取り付ける。これによりメーターが足りないためにフラ

¹⁵ Bonded Casher

¹⁶ ECG へのインタビューによる。

ット・レートを適用している需要家を削減する。

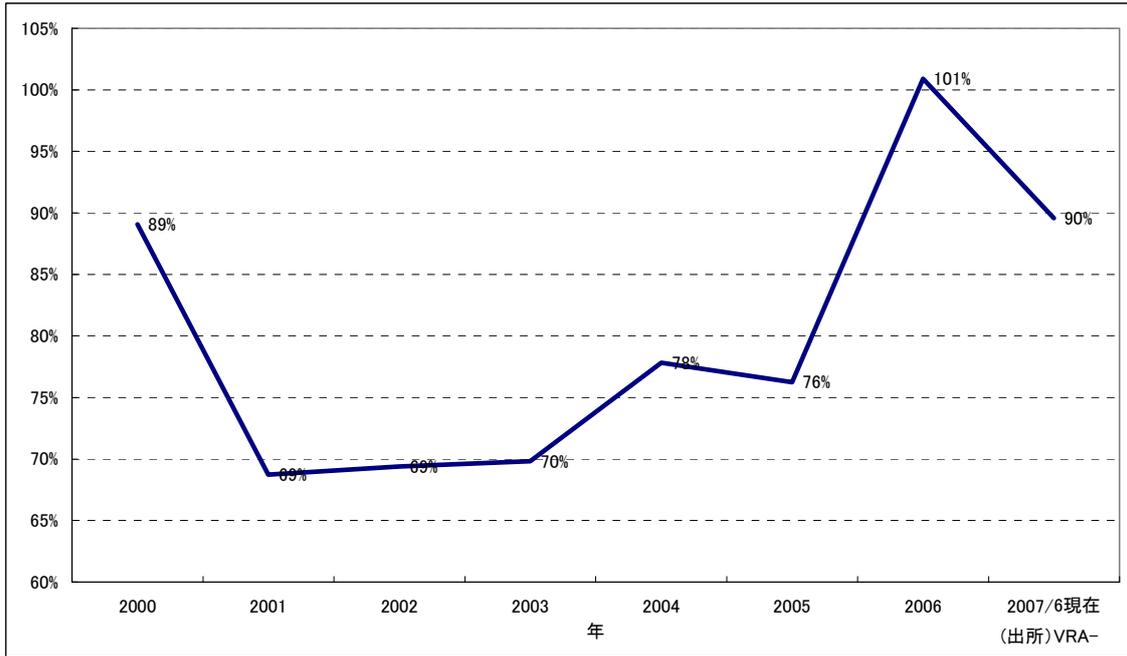


図 9-3 : VRA-NED の料金回収額／売上比率

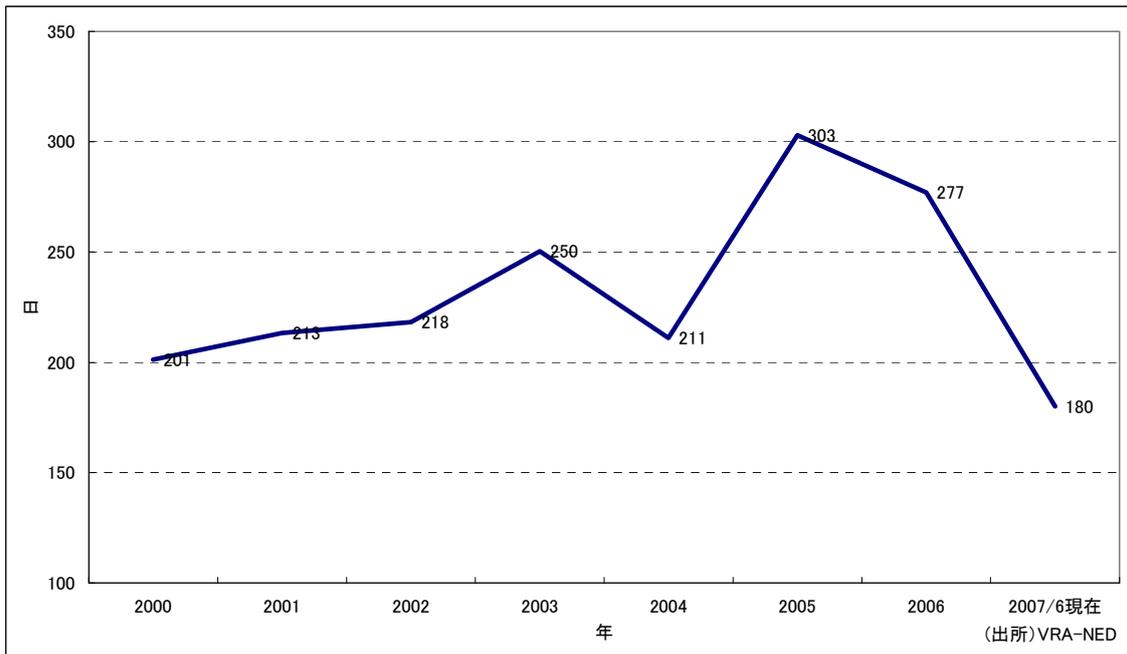


図 9-4 : VRA-NED の売上に対する未収金比率の推移

表 9-5 : VRA-NED の売上金額と未収金額の状況

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007年6月 (GH¢)
売上げ金額 (¢ mil)	44,624	81,002	128,930	203,476	259,732	279,347	289,568	15,580,885
料金回収額 ((¢ mil))	39,751	55,675	89,476	142,056	202,106	212,989	292,191	13,956,120
料金回収額/売上金比率	89%	69%	69%	70%	78%	76%	101%	90%
未収金残額 (¢ mil)	24,602	47,344	77,064	139,594	204,356	231,834	219,759	234,028
未収金比率 (日)	201	213	218	250	211	303	277	180

(出所) VRA-NED

9. 3. 2 ECG

(1) 検針、請求、支払いの流れ

全ての需要家に対して、クレジット・メーターあるいはプリペイメント・メーターが取り付けられている。

検針と請求書の発行については、ECG 自社ではなく、外注している。検針は毎月行われ、その2週間後に請求書が発行される。請求書を受け取った需要家は、近くのサービス事務所で料金を支払う。料金の支払いに際して、ECG は需要家が持ってきた請求金額を前月の消費量と比べることで、内容を確認する。

請求書を受け取った需要家は、2週間以内に支払わねばならない。その期間を超えると、電気が止められる。さらにその後1カ月以内に支払いが行われなければ、メーターが取り外される。

請求書の発行情報、支払い状況はコンピューターで管理されている。支払いが行われた2日後には、その情報はコンピューターに登録される。未払いの需要家に対する接続の停止は、この登録情報に基づいて行われる。

(2) 支払いの遅れと未収金の現状

実態として、需要家の支払いは2~3カ月ほど遅れる。月の請求額に対してその月に支払われた金額(料金回収額)の割合は80~90%の範囲にある。VRA-NED に比べれば、ましではあるが、10%を超える料金の支払いが常に遅延する。

売上額に対する累積未収金額の比率は高い。2000~2007年6月現在に至る未収金の状況から明らかなように、130日から180日分に相当する請求金額が未収金として残っている。ただし、ここ数年は未収金の比率は減少する傾向が見られる。

未収金の需要家別構成を見ると、最も多いのは民生部門の需要家であり、およそ三分の二を占める。これに民間の産業用需要家、水道会社、公官庁が続く。

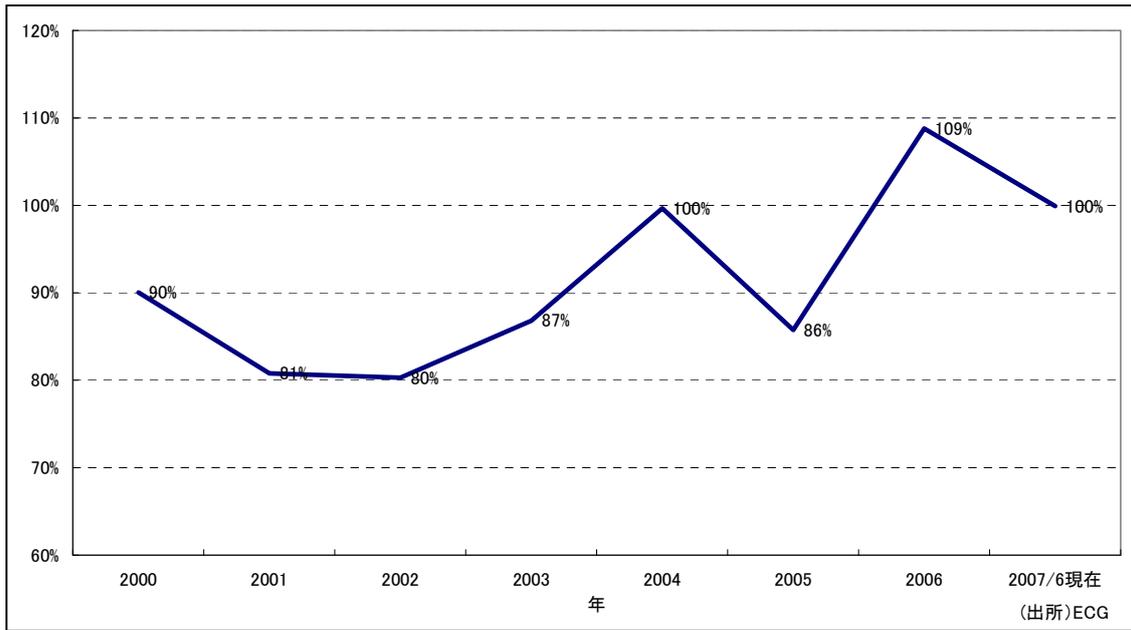


図 9-5 ECG の料金回収額／売上比率

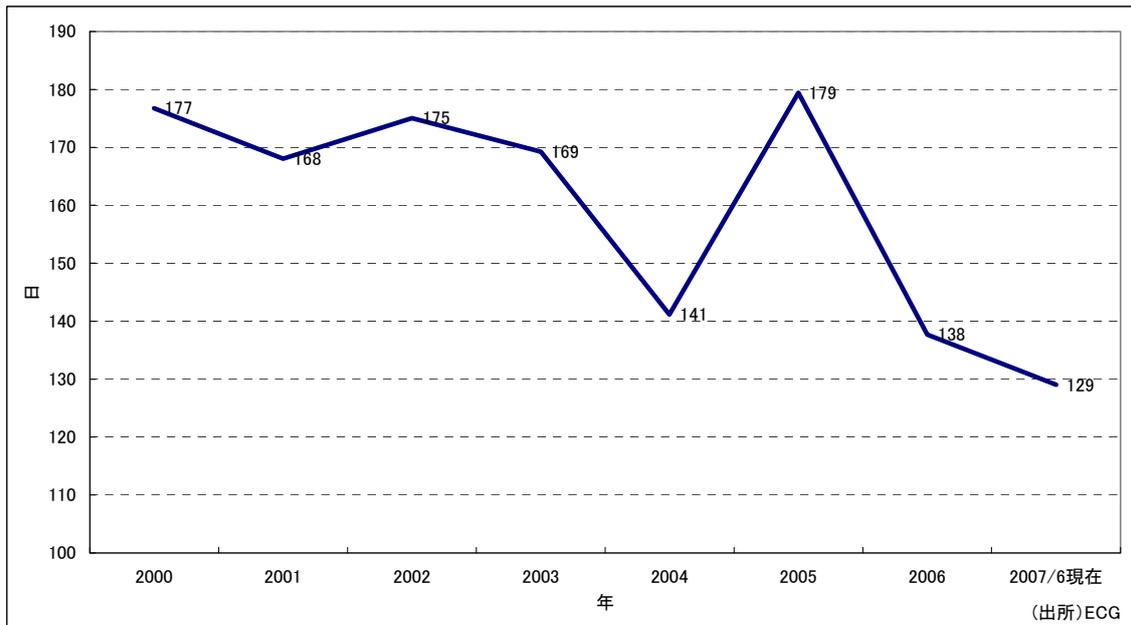


図 9-6 ECG の売上に対する未収金比率の推移

表 9-6 : ECG の売上金額と未収金額の状況

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007年6月 (GH¢)
売上金額 (¢ mil)	591,236	1,089,148	1,675,212	2,433,726	2,746,519	2,963,897	3,112,799	158,239,952
料金回収額 ((¢ mil))	532,499	880,055	1,345,347	2,113,367	2,737,553	2,542,233	3,386,689	158,094,846
料金回収額／売上金比率	90%	81%	80%	87%	100%	86%	109%	100%
未収金残額 (¢ mil)	286,270	501,339	803,286	1,128,690	1,061,936	1,457,133	1,174,200	112,783,018
未収金比率 (日)	177	168	175	169	141	179	138	129

(出所) ECG

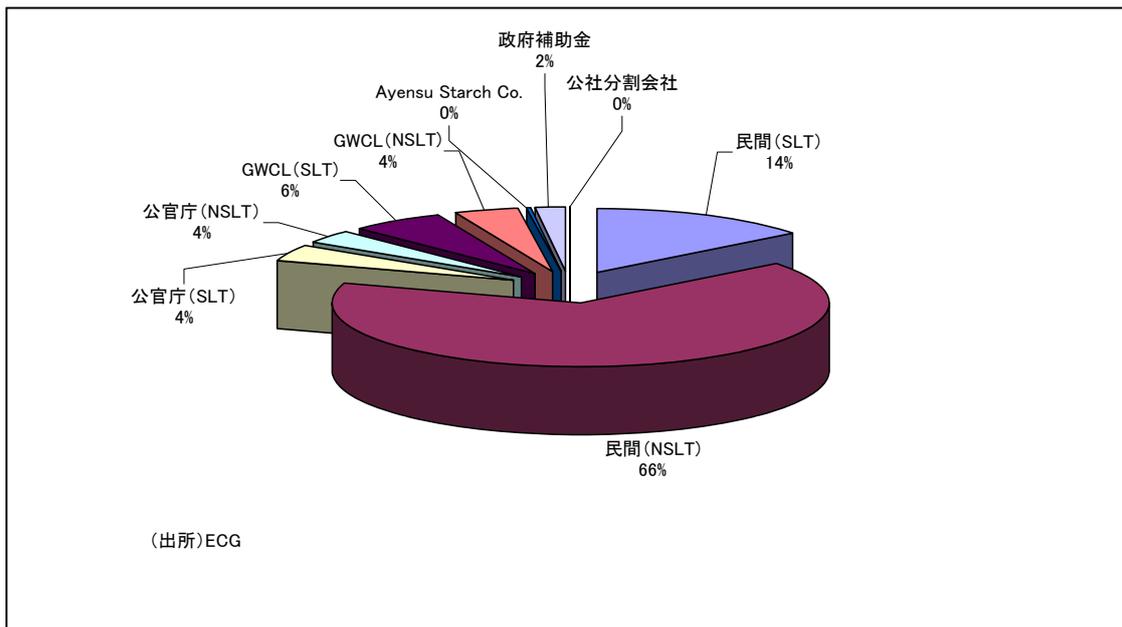


図 9-7 ECG の未収金の需要家別構成

(3) 未収金対策

ECG は未収金の減少を目指して、今後、以下のような対策を導入する。

- 検針作業を素早く行うために、データ・ロガーを導入し、機械化する。
- プリペイメント・システムを拡大する。来年末までには、家庭用需要家のメーターは、全てプリペイメント・システムに変換する。
- 請求書の未払いを減らすために、収入保護部¹⁷を新設する。料金支払い状況、接続の停止の情報と活動をよりネットワーク化し、実効を上げる。そのためにカスタマーサービスセンターの数も増やす。

9. 3. 3 今後の課題

ECG と VRA-NED とともに未収金対策として、プリペイメント・システムの導入で現状を改善しようとしている。プリペイメント・システムは南アフリカで実効をあげており、基本的に望ましい対応策である。

導入実施にあたり、システムの故障などの新たな問題も出てくることも想定されるが、これはシステムの設置を進めながら対応していくことになる。

9. 4 財務体質改善

VRA-NED、 ECG の財務体質改善においては、まず料金設定の適正化、つまりは引き上げが大きな課題となる。現在では料金が発電コスト割れしている状態であり、このままでは大きな財

¹⁷ Revenue Protection Division

務的改善は期待できない。

VRA-NED も ECG も、慢性的な赤字ではある。しかしながら ECG の赤字幅は売上に比べて比較的低い水準であり、2006 年以降の料金引き上げがかなり大きなインパクトを持っていた可能性はある。

また両者のオペレーションの範囲を見ると、きわめて大きな努力が行われていることは明らかである。特に顕著なのは、プリペイドメーターの大幅な導入であり、これを通じて VRA-NED は料金未収の相当部分をなくした。また需要家を訪問して見直すことにより、盗電などの問題にも対処し、システムロスを大きく低下させるなどの成果を上げている。

今後、VRA-NED の大きな課題は、SHEP への対処となる。特に選挙前の無計画な SHEP によって VRA-NED は収益性のない需要家と資産を大量に背負わされる状況となっており、これが近年顕著となっている人件費の高騰を招いている。SHEP 制度の見直しと計画的な運用により、VRA-NED の状況はかなりの改善が見込まれる。また ECG では、システムロスの低減も課題となる。これは需要家の密集した都市部では困難ではあるものの、定期的な見回りやメーターのプリペイド化で今後の地道な対応が求められる。

9. 5 配電モニタリング（諸測定）

9. 5. 1 推奨すべき配電モニタリング項目

(1) 電力需要計測

配電設備の増強を検討するためには電力需要のモニタリングを行う必要がある。

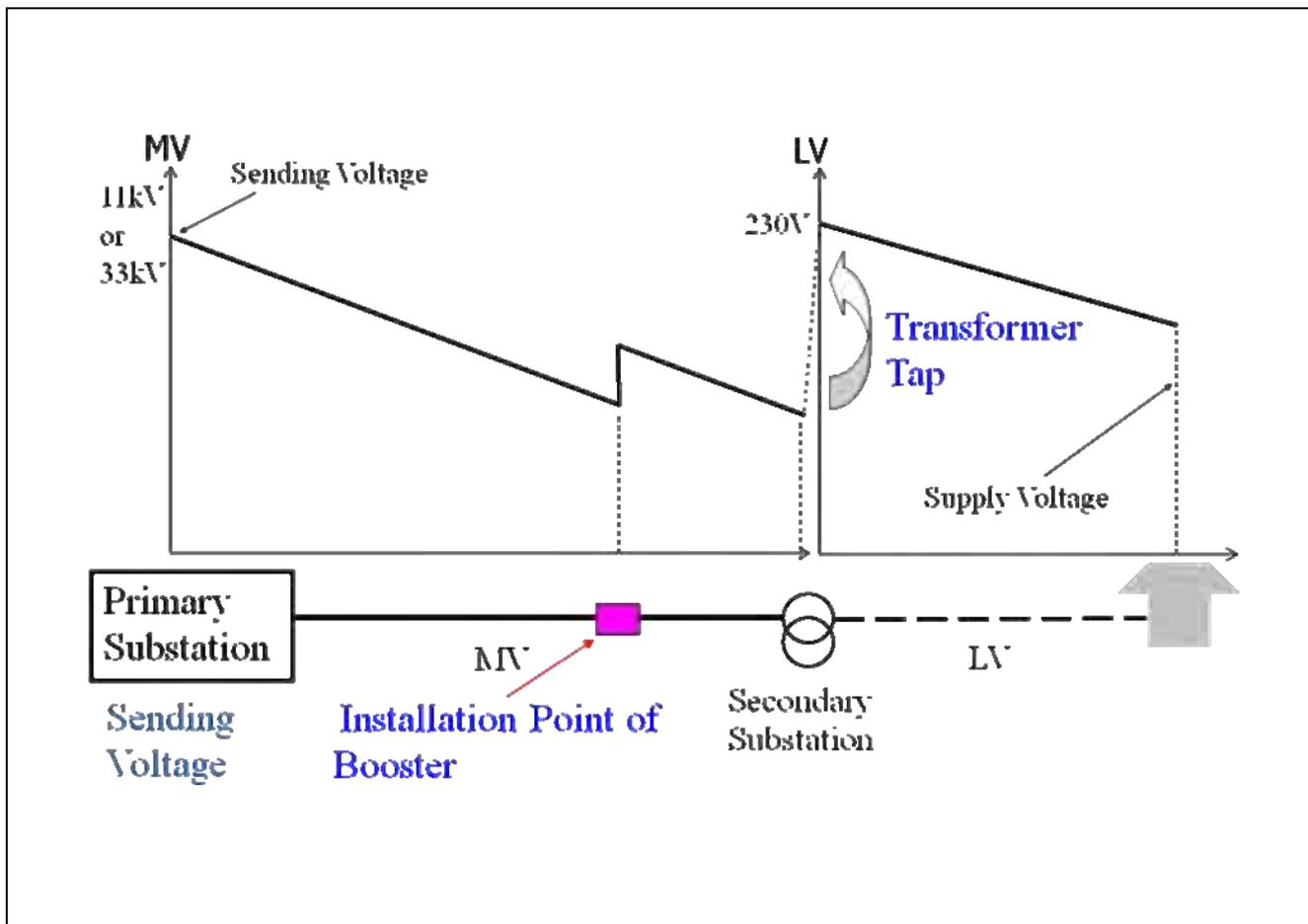
一般的には一次変電所において、変圧器にかかる負荷や、中圧配電線ごとの電流値が計測される。これにより一次変電所の増強計画や中圧配電線の増強計画が検討される。

また配電用変電所の変圧器の増強や低圧配電線の増強を検討するためには配電用変電所における電流計測が必要となる。ただし、配電用変電所は多数存在し、個々に計測を行うことは多大な労力がかかるため、配電用変電所あるいは低圧配電線に接続されている需要家の情報等を活用して、論理的に電流値を算定することで対応する方法も考えられる。ただしこの手法を用いる場合は、ICT 技術を活用した統計的な解析が必要となる。

(2) 電圧計測

高品質な電力供給を行うためには、電圧管理は重要である。一般的に電気事業者は低圧の受電点における電圧の基準を定めており、ガーナ国の場合は、最高電圧が 438/253V、最低電圧が 358/207V となっている。したがって電気事業者受電点における電圧がこの範囲に収まるよう電圧管理を行わなければならない。低圧電圧については電圧の範囲が基準で定められていることから、本来、基準への適合性を確認する必要がある。ただし受電点の到達電圧を全て計測することは、需要家の数を考えた場合には現実的ではない。このため受電点における電流計測は一律に実施するのではなく、ルールを決めて効率的に実施することが重要である。

低圧電圧を基準内に納めるためには、中圧配電線の電圧降下についても目標値を定めて管理する必要がある。電圧管理の考え方を図 9-8 に示す。



(出所) 調査団作成

図 9-8 電圧管理の考え方

この目標値については、ECG が 7%以内、VRA-NED が 10%以内となっている。この数値はあくまでも目標値であり、たとえ中圧電圧がこの目標値から外れた場合でも、配電用変圧器のタップを調整することで低圧電圧が基準以内に収まれば問題は生じない。ただし一定の管理を行うためには、一次変電所における送り出しの電圧については計測、管理すべきである。

9. 5. 2 現状および課題

(1) 電力需要計測

ECG および VRA-NED とも有人の一次変電所における電力需要計測は実施されている。

配電用変電所においては、新設負荷の申し込みがあった場合には、その負荷の接続の可否を判断するため既存の需要の計測を実施しているようである。ただし、既存の需要家の電力需要の増加や、生活パターンの変化による不等率の変化により変圧器にかかる負荷は変化するため、なんらかの負荷管理が必要であると考えられる。定期的な負荷計測や論理計算による負荷管理等が考えられる。

(2) 電圧計測

ECG および VRA-NED とも、有人の一次変電所では、配電線単位での送出電圧は1時間ごとに計測し記録している。また無人の一次変電所については計測器は備えられているが、定期的な計測は行われていないようである。

中圧線の末端電圧については、一般的には計測は行われていない。今回の調査では、簡易ソフトにより配電線の末端電圧を算定し、その結果に基づき増強計画を立案している。この解析はあくまでも簡易計算であり、必ずしも実際の電圧を表すものではない。したがって、工事のための詳細設計を行う場合には、適正な投資を行うために実際の電圧を計測することも考える必要がある。

低圧の受電電圧については、需要家から苦情があった場合等に計測が行われている。前述のとおり、全ての需要家について定期的に電圧を確認することは非現実的ではあるが、かといって管理しなくても良いというものではない。ECG では FACIPLUS により低圧設備と需要データに基づく管理が進められていることから、これによる管理が可能と考えられる。また例えば新設の需要家を低圧配電線に接続する場合などの機会において受電電圧を測定するなどして、電圧の確認を行うことも一案である。

9. 6 配電設備保守体制

9. 6. 1 設備保全体制

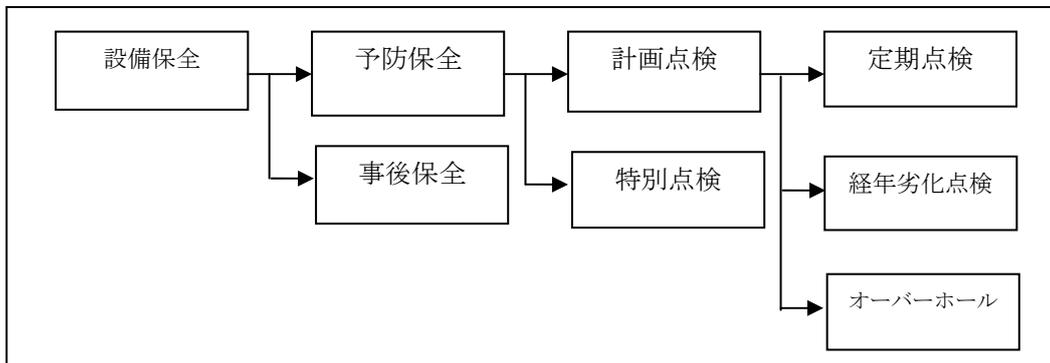
9. 6. 1. 1 設備保全体制のあり方

一般的な設備保全の体系を（出所）調査団作成

図 9-9 に示す。配電設備の保守についても、配電線故障を未然に防ぐための「予防保全」と故障が発生した場合に速やかに修理を行う「事後保全」に分けられ、さらに「予防保全」は、定期的実施する「計画点検」と自然災害が発生した場合にポイントを絞って実施する「特別点検」に分類される。点検の実施方法については、個別の設備について必要に応じて工具、測定器を使用して調査と処置を行う点検と目視により外観点検を行う「巡視（Patrol）」に分けられる。また「事後保全」の観点では、故障・不具合が発生した際に迅速に対応し、不具合の設備を取り替えるといった体制が重要である。

(1) 予防保全

個々の設備について検査、巡視を行い予防保全に努めることは、公衆保安の確保や供給信頼度の確保の観点からは重要であるものの、過度な予防保全を行った場合、そのための費用がかかり事業経営に影響を与えることも考えられる。故障が供給信頼度に著しい影響を与える一次変電所については予防保全を主体とするものの、設備量が膨大な中圧配電設備については、公衆保安に直接関わる設備を除いては、事後保全が主体となっており、予防保全としては、巡視を基本とするのが一般的である。こうした考え方を適用した場合、ガーナ国においても、巡視による外観点検を基本として、絶縁破壊により公衆保安に著しい影響を及ぼすおそれのある配電用変圧器については絶縁油の分析を行い、絶縁劣化に関する点検を行うことが望ましいと考えられる。



(出所) 調査団作成

図 9-9 設備保全内容の分類

(2) 事後保全

事後保全を基本とした保守体制を取る場合、早期に復旧できる体制を構築する必要がある。体制を考える上では昼夜を問わず対応でき体制について検討するとともに、故障現場への到達時間についても検討を行う必要がある。

9. 6. 1. 2 現状および課題

(1) 予防保全

ECG、VRA-NEDで実施が規定されている内容は表 9-7のとおりであり、配電用変電所は点検、動作試験およびオーバーホールによる保守であるのに対し、配電線路については巡視を主としており、適切な保全体制であると考えられる。また巡視項目についても十分満足のいく内容となっている。

ガーナの現状では点検頻度が高く、設備保全の基準としては満足いくものであると考えられるが、巡視により発見された劣化カ所が早期に改修されていないというのが実情のようである。劣化の度合いにより必ずしも早期に改修を必要としない設備もあると考えられるが、発見された劣化設備が改修されずに残されることは巡視員の意欲の低下にもつながることから、発見された劣化カ所の管理とタイムリーな改修が望まれる。

また、将来的に地方電化の推進により、需要が分散した地域に設備が構築された場合、現行の巡視基準に基づき全ての設備の巡視を行った場合、多大な労力を要することから、こうした地域については、影響を考慮した上での巡視周期の延伸や、コミュニティへの巡視の委託などの費用削減策についても検討を行う必要がある。

なお、ガーナにおいては、アクラ、タコラディおよびテマ等、海岸沿いに重要都市があるが、ECG は海岸沿いで配電設備に塩害が想定されるエリアにおいても、特に一般地域と区別した資材の使用・運用は実施していない。資材面において特別な措置を実施しないのであれば、塩害地域に関しては、一般地域よりも巡視・点検を強化して実施すべきであると考えられる。

表 9-7 配電設備に対する現行の保守実施項目

保守対象		ECG		VRA-NED	
		実施内容	周期	実施内容	周期
一次変電所 (33kV,11kV)	安全表示等	点検	1回/1年	<変電所全体として > 点検： 2回/1年 除草： 4回/1年 機器の補修 ： 1回/1年	
		見直し	1回/6年		
	遮断器	点検	1回/1年		
		動作試験	1回/2年		
		オーバーホール	1回/6年		
	開閉装置、断路器	点検	1回/1年		
		オーバーホール	1回/6年		
	ブスバー	点検	1回/1年		
		オーバーホール	1回/12年		
	変圧器、キャパシタ	点検、 動作試験	1回/1年		
	蓄電池	試験、点検、 オーバーホール	1回/1年		
	圧縮空気システム	点検	1回/1年		
		オーバーホール	1回/2年		
消火器	点検	1回/1年			
	消火剤充填	1回/6年			
	CO ₂ 取替	1回/12年			
接地	必要な メンテナンス	1回/1年			
建築物	必要な メンテナンス	1回/1年			
配電盤	点検	1回/1年			
ヒューズ	点検	1回/1年			
	オーバーホール	1回/6,12年			
電線路 (ケーブルを含む)	支持物 (木柱、コンクリート柱、鉄塔)	巡視	4回/年	現段階の収集資料では規定なし。 ただし、 木柱の周囲伐採、ヘリコプター巡視および接地抵抗測定(1回/4年)は実施。	
	樹木接近	巡視	4回/年		
	電線径、弛度	巡視	4回/年		
	線間隔離、接地線との 隔離	巡視	4回/年		
	配電用変圧器	巡視	4回/年		
	がいし	巡視	4回/年		

(出所) 調査団作成

これ以外に、月1回の定期巡視を実施している。

(2) 事後保全（配電線故障に対する対応体制）

配電保守に関して事後保全を実施する場合、故障停電時間を極力少なくし供給信頼度の低下を防止するために、配電線故障が発生した場合に迅速に復旧処理ができるような体制をとること、および故障復旧用の予備資材を確保・備蓄しておくことが重要である。

①故障復旧体制

ECG および VRA-NED とも拠点の地方事業所は、営業時間外でも迅速な故障復旧体制がとれるよう当直体制が敷かれており、休日時等も含めて迅速に対応可能な連絡体制を取っている。夜間の配電線故障については、作業安全を考慮して都市部の重要なエリア以外は基本的に翌日に対応することになっており、拠点事業所から架空線復旧班やケーブル復旧班等を派遣して対応している。現状で要求されている供給信頼度では体制については十分である。ただし、雨季にアクセスが困難となるエリアについては長期間の停電を余儀なくされるケースもあり、将来的な課題といえる。

②故障復旧用の予備資材

各事業所において、支持物（木柱）、架空電線、変圧器およびがいし等については、予備資材として備蓄がある。ただし、雨ざらしとなっているものがほとんどであり、これらの保管の適正化および在庫数管理が今後の課題である。

③故障発生時の報告について

故障発生時の報告書については、ECG、VRA-NED とも決まったフォームがあり、それに基づいた報告がなされている。しかし、それらの報告された故障データを分析して防止対策を講じるのに必要な情報は反映されておらず、故障データの分析までには至っていない。今後は以下の項目を反映した書式とすることが望ましい。

- ・ 停電発生時刻
- ・ 停電時間（再閉路成功、永久故障の区別）
- ・ 故障発生部位（原因となった配電設備、電線、変圧器等）
- ・ 故障原因（劣化、器物衝突、自然災害等）
- ・ 故障対応の経緯、復旧方法

9. 6. 2 配電設備保守に必要な情報管理

配電設備保守に必要な情報としては、単線結線図、中圧配電線の地図情報など中圧配電線に関する系統情報と支持物、変圧器等の配電設備に関する属性情報などが考えられる。こうした情報は、近年 ICT の普及にともない電子化されて管理される場合が多いが、未だに紙や台帳で管理している国も多い。

9. 6. 2. 1 中圧配電線の系統情報管理

中圧配電線の系統情報は、設備計画を立案する場合や、設備の運転、保守を行う上において、基本となるデータでありその整備は極めて重要である。

情報管理の方法としては、単線結線図が用いられるが、面的な広がりをもつ配電系統について

は、系統情報を地図上に反映した地図情報も必要となる。単線結線図から配電線の線種、距離および二次変電所の位置と容量が把握できれば、その情報を基に概算の潮流計算を行い電流や電圧降下値を求めることができ、電気回路としての情報は十分であるといえる。しかし、机上で配電計画を策定したり、事務所から配電線故障の復旧を指示するような場合には、系統情報が地図上に反映されていないと支障をきたすことある¹⁸。したがって、配電設備の保守を行う上では、単線結線図と系統の地図情報の双方を保有することが望ましい。

(1) 単線結線図

配電系統は面的な広がりをもつものであり、配電保守のみならず配電業務全般において 11kV もしくは 33kV(34.5kV)配電線の正確なデータを図面管理することは極めて重要なことである。ECG および VRA-NED とも現状の 11kV、33kV(34.5kV)配電線の単線結線図については Auto-CAD 等で作成し、整備管理されている。ただし、以下のような課題も散見されたことから、管理の充実が求められる。

①分岐線までの確実な反映

一部の配電線においては単線結線図に末端の分岐線が反映されていないようなケースがあった。設備管理や拡充計画を策定する上では末端までの配電線情報が必要であるため確実な反映が求められる。今後は、中圧配電線の延伸工事が完了した都度、新しい情報を単線結線図に反映するといったルール化が必要である。

②距離に関する情報の相違

一部において単線結線図に示された距離と実際の距離が大きく乖離しているケースがあった。また線種が反映されていなかったり線種が異なっていたりするものもあった。配電線の巡視に同調して、単線結線図の情報と現場の実際の配電設備とが違ってないか確認するとともに、誤りを発見したら速やかに修正を行うことことで、正確な情報として管理していくことが重要である。

③情報のタイムリーな更新

中圧配電線の増強あるいは延伸工事が実施された場合、その結果が単線結線図に反映されていないケースがあった。情報管理を行う上では、設備の更新が成された場合は速やかにデータも更新する必要がある。

(2) 配電線の地図情報

ECG、VRA-NED とも中圧配電線に関する地図情報は管理されていない。こうした情報は設備の増強、延伸計画を検討する場合のみならず、配電設備の保守を行ううえにおいても重要な情報である。

例えば、複雑な配電線の巡視を行う場合や、配電設備の異常に関して通報があった場合に場所を特定するためにもこうした情報は有益である。

情報の管理、更新を考えた場合、こうした情報は電子データで管理することが効率的であり、今後、ガーナでも配電系統が複雑化することが想定されることから、早急この作業に取り組むべ

¹⁸ 現状では、それぞれの拠点事業所の配電技術者が、どの配電線のどの部分がどのエリアにあるのかを、大まかに記憶しており、その記憶をもとに現場出向している。

きであるとする。なお作業を進める上では GIS（Geographic Information System）等のシステムを活用し、ICT 利用計画と関連して情報整備について検討を行う必要がある。

9. 6. 2. 2 設備に関する属性情報

需要に対する設備の容量を確認したり、設備の更新計画を策定したりするような場合に、配電設備の属性情報（設備の仕様、製造年月等）を管理することは重要であるが、ガーナの現状では電線の太さ、二次変電所の容量等は単相結線図上に反映されているが、そのほか多くの情報については事業所では把握しておらず、必要な情報があれば現場出向して確認を行っている。しかし、今後、配電系統が拡大し保守・管理する物量が増えた場合、現場出向に依る現在の業務のやり方では莫大な労力が必要になることが予想されるため、設備情報を事務所で管理することについても検討を行う必要がある。この管理については煩雑なカードや台帳管理ではなく、ICT に基づいたコンピュータシステムによる管理が望ましい。また、システム管理とすることで、将来的には設備情報データと設備保全結果を一元的に管理することで、保守業務の効率化が図られると考えられる。

配電設備は、変圧器や開閉器といった機器は、ほとんどの場合、支持物上に設置されることから、支持物に固有の番号を付けて支持物単位で管理することは効率的な管理手法である。

表 9-8 管理対象となる配電設備情報（例）

設備	管理対象情報（例）
支持物	材質（鉄筋コンクリート柱、鉄柱、鉄塔、木柱等） 仕様（丈尺、設計荷重等） 製造年月
中圧電線	フィーダー名 種別（AAAC, ACSR, CVT ケーブル等） サイズ 長さ
中圧ケーブル	フィーダー名 種別（XLPE 等） サイズ 長さ 製造年
変圧器	フィーダー名 種別（単相変圧器、三相変圧器等） 容量 使用タップ 製造年月
開閉器	フィーダー名 種別（気中開閉器、真空開閉器等） 製造年月

（出所）調査団作成

9. 7 ICT利用計画

配電事業では多くの需要家、設備を管理する必要があることから、業務で ICT（Information Communication Technology）を活用することは、業務効率化に大きく貢献する。具体的な ICT

活用のメニューとしては、需要家管理、負荷管理(変圧器、電線等)、配電設備データ管理、SCADA、および配電線自動化システムがあげられる。

9. 7. 1 ICT活用メニュー

(1) 需要家管理

需要家管理のために必要な情報は、契約内容、月々の電気使用量あるいは月々の電気料金である。電気使用量は現地における検針により確認され、この結果を基にコンピュータシステムで電気料金を算定して、料金徴収を行う。こうした情報を複数の事業所において共有することは需要家サービスの観点からも有効である。

近年、検針データをハンディターミナルにより記録して、コンピュータにデータ転送を行うことや、電気料金の徴収をクレジットカードにより決済することで、業務効率を進めている国もある。

(2) 負荷管理

設備量が膨大であることが一つの特徴である配電事業においては、必要となる負荷電流を全て計測によりもとめることは極めて困難である。このため負荷管理においては、需要家の契約あるいは電気使用量と不等率などから最大負荷電流を想定する手法が広く使われている。もちろん電気の使用量は刻一刻と変化しているため想定値と実際の電流値に乖離はあるものの、配電設備の管理を行う上ではこうした手法で十分であるといえる。なお負荷管理は需要家管理とあわせて実施することが効率的である。

(3) 配電設備情報管理

前述のとおり、配電設備情報を管理することは、配電計画、配電保守の観点から重要であるが、膨大な量の設備を管理していくためには、ICTの活用が不可欠である。設備の管理をICTで行うことにより、配電設備情報を現場に出向くことなく、容易に手に入れることが可能になり、業務効率化に繋がる。

(4) SCADA(Supervisory control and data acquisition)

一次変電所あるいは中圧配電線の潮流情報や機器の開閉状態など各設備状況をリアルタイムに監視するために、各国においてSCADAの導入が進められている。SCADAを導入することにより、常時もしくは緊急時における業務対応を迅速かつ効率的に実施することができ、停電時間の短縮など電気の質の向上に寄与することができる。

(5)配電線自動化システム

SCADAと同様に配電線自動化システムの導入も、業務効率化や配電線故障の早期復旧のために有効な手段である。

一般的に配電線自動化システムの定義としては、

- ・配電線事故が発生した場合に一度開放した変電所の遮断機を一定時間後再度投入するオートリクローザー機能システムのこと
- ・配電線路途中にある開閉器の設備状態や計測情報をリアルタイムで監視・制御できるシステム

ムのこと

の2種類がある。どちらの機能も配電線事故発生時の停電時間短縮には特に有効である。

9. 7. 2 ICTの現状と課題

(1) 需要家データ管理

現在 ECG では、CBIS (Customer based information system) という需要家データ管理システムを構築済みであり、需要家の住所や電気料金を管理しており、随時閲覧が可能である。今後これらのシステムを VRA-NED でも構築することにより、電力の使用状況を統計的に把握することが可能になり、より効果的な電気料金のプラン等を策定することに役立てることができる。

(2) 配電設備情報管理

現在 ECG では、低圧設備に限定しているが設備情報を管理できるよう Faci-Plus というシステム構築しネットに接続している。設備情報については、現在80%が入力済みであり、残りについては2008年末までに入力を完了する予定である。中圧設備についての情報はその後に入力する予定である。システムとして情報を管理する上では、全ての設備の情報が入力されていることが必要であり、早期の情報入力完了が望まれる。

(3) 負荷管理

前述の需要家データ管理で述べた各需要家の電気使用状況を配電設備情報にリンクさせることにより各変圧器の負荷を管理することができる。これにより設備の変更や需要家の電気使用状況変更により、変圧器にどの程度余力があるかを随時確認できるようになり、効果的な設備投資に繋げることができる。

(4) 電圧管理

前述の負荷管理のデータを各配電線毎に集約すると、配電線の電圧降下を計算することができる。これにより全ての需要家に適正な電圧の電気が送られているか確認できるようになり、負荷管理と同様に効果的な設備投資に繋げることができる。

(5) お客さま対応

コールセンターを2007年末までにアクラに設置予定である。スタッフ人数は25人程度であり、24時間の勤務態勢とする。お客さまからの要望や停電等に関する苦情受け付けなどを実施する。

(6) SCADA

アクラにコントロールセンターを設置済みであり、23箇所ある一次変電所のうち、21箇所を遠隔で監視制御できるようシステムを構築済みである。スタッフ人数は5人で、3交代制としている。今後クマシとタコラディに同様のコントロールセンターを設置予定である。

(7) 配電線自動化システム

配電線自動化システムについては、アクラの12箇所の変電所においてオートリクローザー機能や線路途中の開閉器の常時監視・遠隔操作などが実用化されている。今後アクラ以外のエリア

に同様のシステムを拡大するために、約 10 億円 (8.05 million USD、TTS レート = 118.84JPY/USD) の費用が必要である。この金額は現在自動化システムが導入されている変電所数とその導入費用から 1 変電所あたりの導入費用を算出し、未導入変電所数を乗じることによって算定した。

第10章 低圧配電ロス計測

ガーナ国における送配電ロスは、ガーナ大学統計社会経済研究所（Institute of Statistical, Social and Economic Research, University of Ghana）が発行している Guide to Electric Power in Ghana (July 2005)によれば、2001年時点で14%（送電ロス3%、配電ロス11%）と推定されており、それ以外に14%程度のノンテクニカルロスがあると考えられている。また ECG のアニュアルレポート（2006）では、ECG のシステムロスは24.26%とであり前年度から1.18%改善されたとされている。

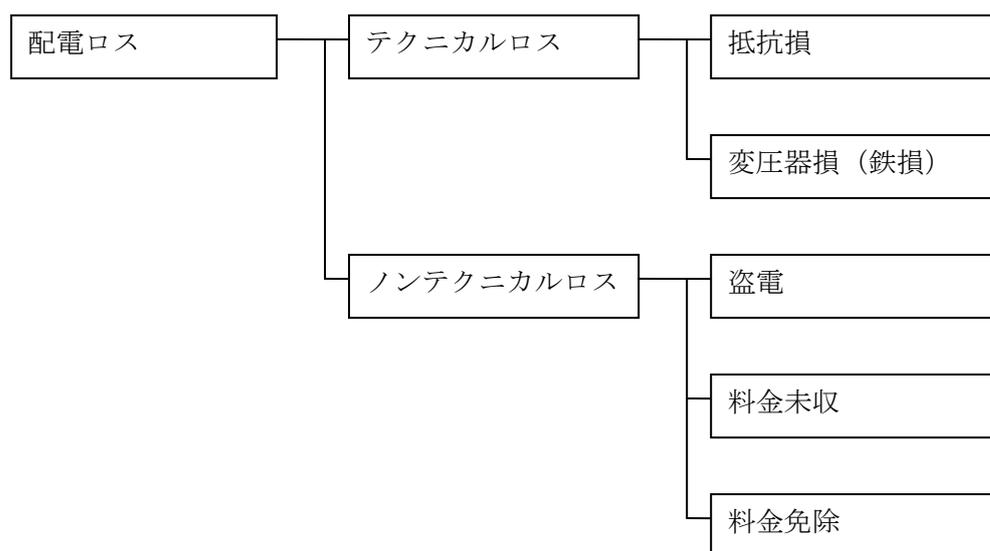
このような状況から、配電ロスを改善することは ECG および VRA-NED の財務体質の改善に寄与するものと考えられるが、その実態は必ずしも明確になっていない。ガーナ国の低圧配電線形態の特徴は、負荷中心に大容量の配電用変圧器を設置し、長距離にわたり低圧配電線を延伸するというもので、典型的な低負荷分散型の負荷供給形態となっており、多大な電圧降下による電力品質の低下とともに、多くの配電ロスを生み出す原因にもなっていると考えられる。また、負荷電流に比べて相対的にサイズの小さい電線が使用されていることも電力ロス発生の要因であると考えられる。

こうした状況を背景として、実際の低圧配電系統において配電線ロスを実測するとともに、テクニカルロスを計算により推定することで、ノンテクニカルロスとテクニカルロスの実態を明らかにする。さらに、将来の低圧配電線形態のあり方について提言を行うことを目的としている。

10.1 配電ロスの概要および低減策

10.1.1 配電ロスの分類

配電ロスは以下のように分類される。



（出所）調査団作成

図 10-1 配電ロスの分類

(1) テクニカルロス

抵抗損は電線の電気抵抗により生じる損失で、電流の二乗に比例する。途上国においては、需要が増加しても送配電線の増強を行わず過負荷状態で電力供給を行うことや、電化コストをおさえるために不用意に配電線を延伸することが多いため、多くの抵抗損が生じていると考えられる。

また変圧器損（鉄損）は変圧器の鉄心により生じる損失であり、変圧器の容量に比例するが負荷の大小には関係しない。なお同じ容量の変圧器でも30年以上前のものにくらべると近年の製品では鉄損は減っており、アモルファスを鉄心に使った低ロス型の変圧器も製造されている。

(2) ノンテクニカルロス

ノンテクニカルロスの定義は国によって異なるが、盗電、料金未収、料金免除の3つが考えられる。

盗電は、需要家がメーターを経由させずに違法に電気を使用するものでありメーターで計測する販売電力量には表れてこない。また料金未収にはメーターで計量した使用電力に対して電気事業者が料金を回収できないもの（料金未払い）や、メーターの不良による誤計量に起因するものがある。料金免除については、官庁やストリートライトなど公共施設のための電気料金を無料にしているもので、国によってはロスにカウントしない場合もあるが、電気事業者からみれば料金回収ができないことにかわりがないためロスと同じであり、国によっては電気事業者の経営を圧迫する要因の一つになっていることもある。

10. 1. 2 送配電ロスの低減策

(1) テクニカルロス

下表に具体的な配電系統におけるテクニカルロスの低減策を示す。配電ロスに関しては、多大なロス低減効果を期するためには、対策を面的に実施する必要がある。したがってコストメリットを考えた場合にはロス低減のみを目的とした工事実施は非経済的であるため、他の工事に同調して実施するのが一般的である。このためテクニカルロスの低減対策は短期間というよりは10年ぐらいのスパンで考えるのが現実的である。

以下の表は、本開発調査において、ガーナ国の配電ロスについて分析・考察したものである。

表 10-1 配電ロスの原因と問題点

配電ロスの分類		原因	問題点
抵抗損	33kV, 11kV 配電線	小さい 需要密度	ECG の地方部および VRA-NED のエリアでは、小容量の負荷が広範囲に分散しているため、BSP から遠距離のエリア（100km 以上）でも 33kV の配電線を使用しており、抵抗損の増大を招いている。
		不適切な 電圧	配電線長や電流値からみても電圧を 33kV とすべき配電線についても 11kV のままで対策が講じられていない。
		不適切な 導体サイズ	配電線の幹線部分に 25mm ² , 50mm ² といった細径の電線が使用されており、（逆に配電線末端部分で 120mm ² といった太径が使用。）その結果、幹線（電流集中部分）での抵抗損がかなり生じていると考えられる。
		三相不平衡	一次変電所での送出電流を見る限りでは、三相不平衡率が 80% 以下のフィーダーが少なからずあり、電流のアンバランスによって抵抗損の増大が生じていると考えられる。
	低圧配電線	長距離 低圧系統	相当な需要家がある村落の場合でも、配電用変電所（二次変圧器）が 1 箇所のみで、あとは延々と低圧線のみで数百 m～1km 程度まで延伸しているケースがあり、それが大きな抵抗損を生じていると考えられる。
変圧器損 （鉄損）	変圧器 （二次変圧器）	大容量 変圧器	地方電化として電化したエリア等、需要規模が小さく、また将来的にも需要増加の見込みが著しくないエリアについても、総需要量に比べて極めて大容量な変圧器が取り付けられているケースが多いと考えられる。（例えば、将来にわたっても負荷が 20～30kVA を超えない低圧系統に対して、100～200kVA の容量の変圧器が取り付けられている等）

(出所) 調査団作成

(2) ノンテクニカルロス

ノンテクニカルロスについては、原因を特定しながら対策を検討する必要がある。盗電対策としては低圧線を裸電線から被覆電線に替えることで盗電をしにくい状況を作ることや電気事業者による確認を強化するとともに盗電に対する罰則を強化するなど体制面での対応が必要となる。また料金未収については、不良メーターの取替による計量の適正化や、料金徴収の強化（料金を払わない場合には送電をストップする）などが考えられる。なおアフリカでは料金未払い対策としてプリペイドメーターの導入を行っており、こうした対策もノンテクニカルロス低減の一助になると考えられる。いずれにしても、こうした対策の即効性については各国の事情により大きく左右される。

10.2 低圧配電線ロス計測

10.2.1 低圧配電ロス計測手法

(1) 配電ロスの計測方法

低圧配電線の送電端にメーターを設置し、送電量を計測するとともに、各需要家のメーターにより消費電力量を計測することで、その差をもって電力ロスとする。この電力ロスにはテクニカルロスとノンテクニカルロスが含まれる。また、ノンテクニカルロスのうち需要家の料金未払いによるものについては含まれない。なお、メーターが取り付けられていない需要家については、その消費電力量が計測値に含まれてしまうことから、新たにメーターを設置することとするが、それが困難な場合はデータの補正を行う必要がある。

$$\text{計測値} - \text{需要家の消費電力} = \text{テクニカルロス} + \text{ノンテクニカルロス (盗電)}$$

計測は料金徴収のための検針のタイミングに合わせて1カ月に1回実施し、測定誤差を少なくするために2回の計測を実施する。

なお、メーターの計測を同時に実施することは困難であるため、今回の計測方法では計測時間の差による誤差が含まれることは避けられない。したがって同一日に計測することで、これは無視することとした。

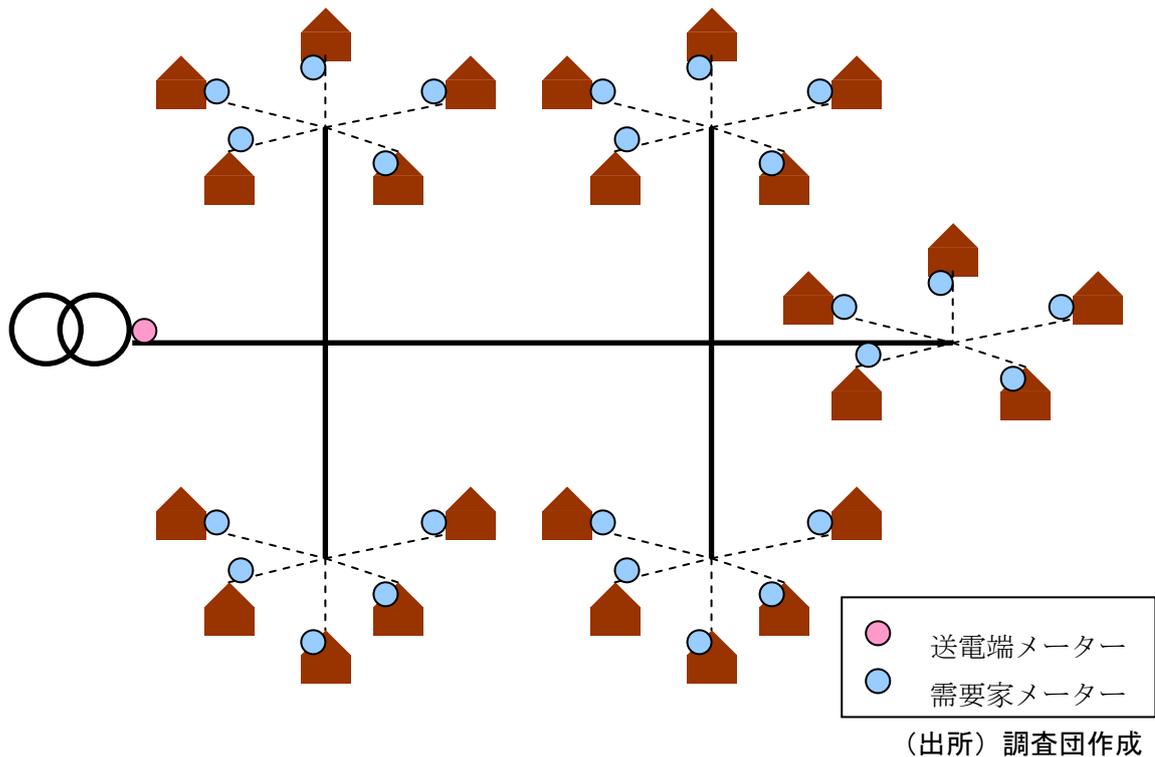


図 10-2 配電ロス計測の模式図

(2) テクニカルロスの推定

テクニカルロスを把握する最も正確かつ安易な方法は、盗電がない状態において、前項に示した方法で低圧配電ロスを計測することであるが、盗電の有無については確認のしようがないため、テクニカルロスの把握については計算により推定することとした。

ECG については、低圧配電システムを配電線管理ソフト Faci-Plus に入力するプロジェクトを進めていることから、そのプロジェクトに同調することでテクニカルロスの解析を実施した。

一方、VRA-NED ではこうしたソフトは持ち合わせていないため、低圧配電系統図と測定による電流結果からロスを計算することとした。なお計算によりテクニカルロスを求める場合、区間を流れる電流を把握する必要があるが、精度を高めるためにはこの区間を多く取る必要があり、数カ所の計測では不十分である。加えて電流は刻一刻と変化するため、各区間に記録電流計を設置して電流を計測することとなる。今回の調査では、VRA-NED とも十分な計測機材の保有状況と低圧ロス計測のためにかける労力を考慮して、配電用変電所からの送り出し電流を基に、簡易な計算を行うことでテクニカルロスを推定した。このため精度としては必ずしも十分なものとはいえない。

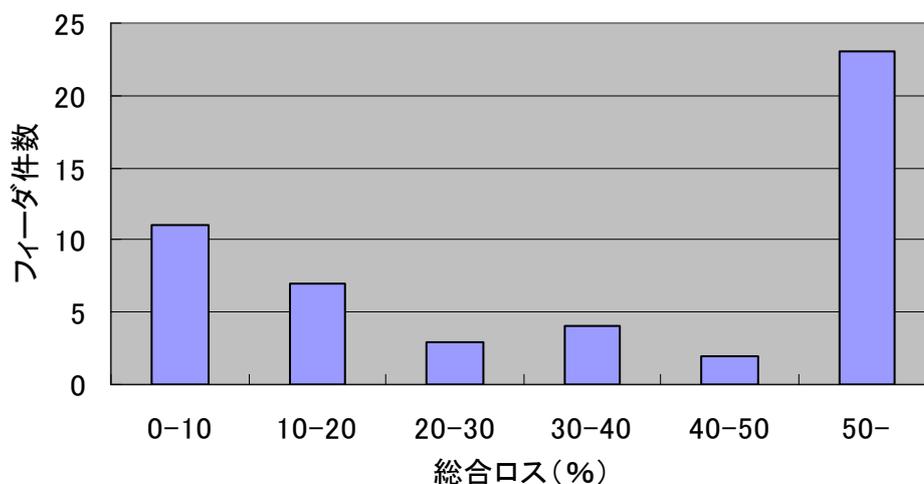
(3) ノンテクニカルロスの推定

ノンテクニカルロスは(1)の式で示したとおり、計測値から需要家の消費電力とテクニカルロスを差し引いた形で表され、この値が大きいきにはノンテクニカルロス低減のための対策を考慮に入れる必要がある。

10.3 低圧配電線ロス計測結果および考察

(1) 低圧配電線における総合ロスの計測

ECG、VRA-NEDの低圧配電ロスの実態を把握するため、低圧配電線を対象としてECG 39フィーダー、VRA-NED 15フィーダー、合計54フィーダーについて総合ロスの計測を実施した。その結果を図10-3に示す。54フィーダー中23フィーダーについては総合ロスが50%を超えるような測定結果となっており、ある特定の短期間中に計測器類の数値を読めなかった事による誤差、もしくは計測器類の読み取りミス等があったのではないかと推定され、正確なロス計測の難しさが分かる。これら23フィーダーのデータを除いたところ、低圧配電線における総合ロスの平均値は17.1%となった。この値は、低圧配電線のテクニカルロスおよびノンテクニカルロスの中の盗電等、計器にカウントされないロスの合計である。



(出所) 調査団作成

図 10-3 低圧配電線における総合ロスの分布

(2) テクニカルロスの算定

次に測定を行った低圧配電線について簡易計算によりテクニカルロスを算定した。テクニカルロスは低圧配電線各 span における抵抗損の合計値を用いており、下記の計算式により試算した。

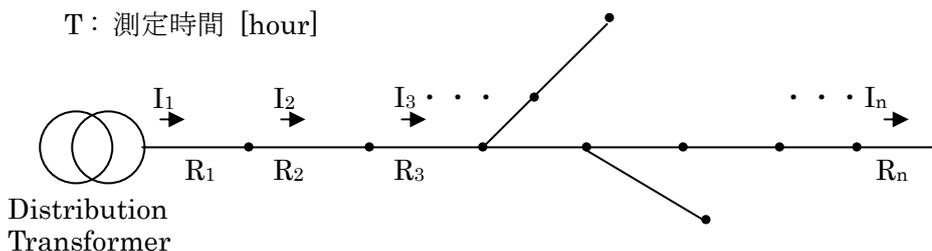
$$L = (I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2 + I_3^2 R_3 + \dots + I_n^2 R_n) \times T$$

L: テクニカルロス (抵抗損) [Wh]

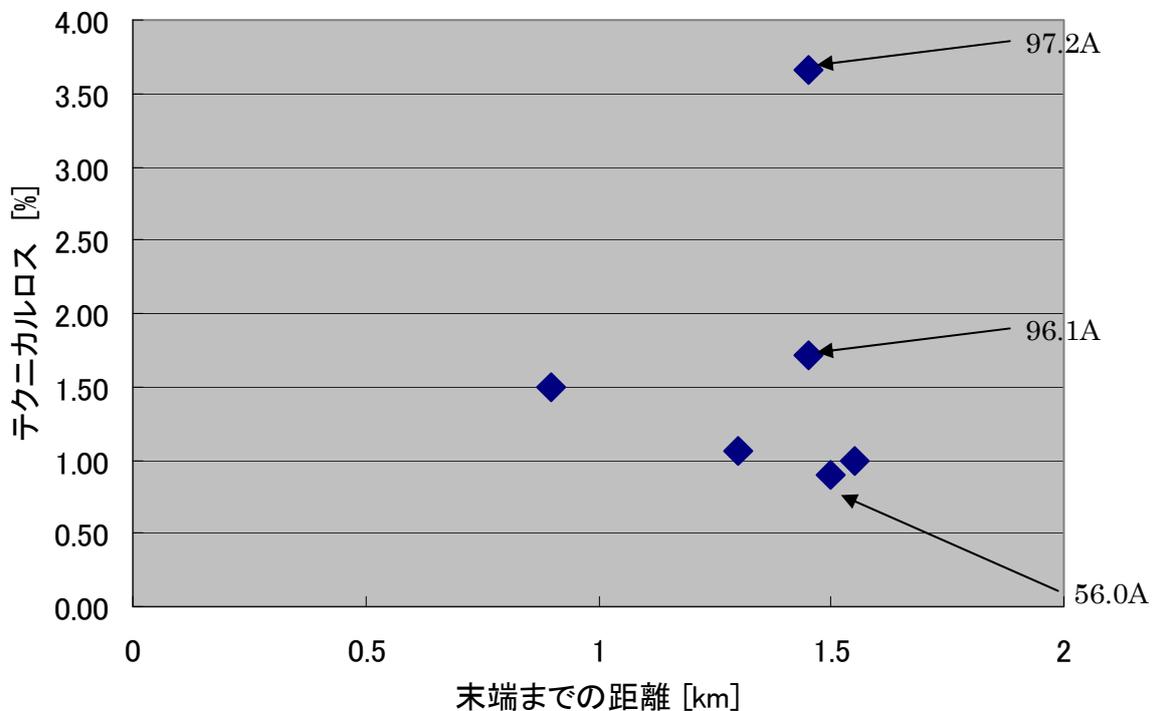
I_n : 各 span における電流値 (配電用変圧器 2 次側の平均電流 I_t を各 span にて供給している需要家数で按分) [A]

R_n : 各 span における抵抗値 [ohm]

T: 測定時間 [hour]



この計算式により算定したテクニカルロスの値をグラフにしたものを図 10-4 に示す。このグラフから末端までの長さがほぼ同じの低圧配電線であっても、電流の大小あるいはネットワークの構成によりロス率は大きく異なることから、ロス低減のために一概に低圧配電線の距離を定めることの難しさが分かる。



(出所) 調査団作成

図 10-4 テクニカルロスと低圧線末端までの距離との相関

次に、電圧降下とテクニカルロスの関係に着目した。ガーナの低圧電圧は公称電圧が 433/250V、最高電圧が 438/253V、最低電圧が 358/207V となっている。これは IEC で規定されている低圧電圧が $400/230 \pm 10\%$ となっており、これにあわせる形で最高電圧、最低電圧が定められているものと考えられる。このことは低圧電圧の電圧降下が 17% まで認められることとなり、電圧降下に関する基準が他国よりも緩やかであることを示している。

ロス計測を実施した低圧配電線について、電圧降下とテクニカルロスの関係を表したグラフが図 10-5 である。最も電圧降下が大きいと推定される配電線の電圧降下は 25V であり、送出電圧が公称電圧だとすれば基準上は問題がないこととなるが、テクニカルロスは 7.5% にも達する。したがって電圧降下を適切に管理することで、テクニカルロスの低減を図ることができることが分かる。例えば電圧降下を 6% (15V) で管理した場合において、全低圧配電線の電圧降下の平均値が 7.5V であると仮定すれば、低圧配電ロス は 2.5% 程度にまで削減することが可能となる。

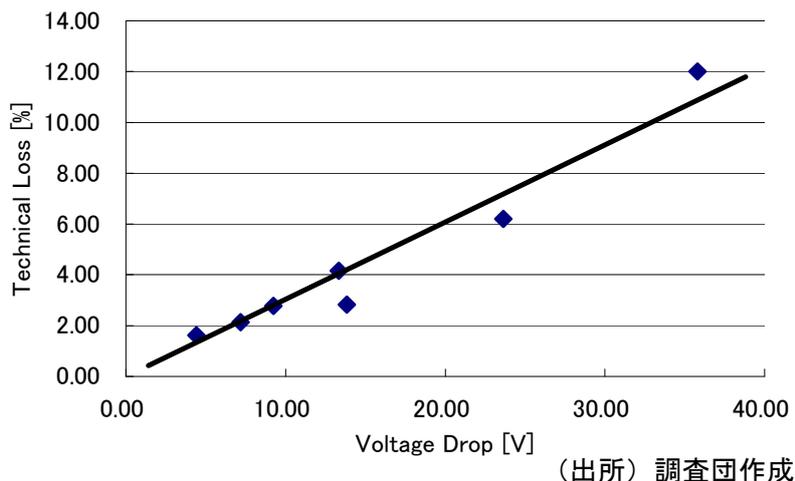


図 10-5 電圧降下値とテクニカルロスの相関

(3) ノンテクニカルロスの推定

計測した低圧配電線総合ロスと、(2)で求めたテクニカルロスとの差から需要家の計器で計測されないノンテクニカルロスの推定を行った。その分布を図 10-6 に示す。殆どの配電線においてノンテクニカルロスの値は0~10%であり、その平均値は約9.1%であった。ただし総合ロス計測における読み取り誤差やテクニカルロスの精度を考えた場合、必ずしもこの数値が示すようにノンテクニカルロスが小さいとは断定できない。なお、全体のノンテクニカルロスには計量の誤りや、料金未収も含まれるため、全体としては10%を上回るノンテクニカルロスが発生しているものと推定される

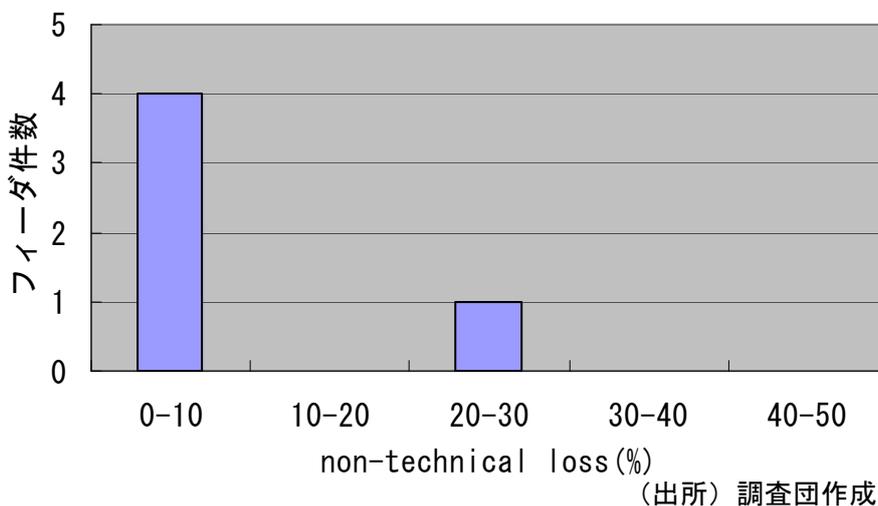


図 10-6 ノンテクニカルロスの分布

本調査における計測結果から、ガーナにおいては推定されているような10%を超えるノンテクニカルロスが存在していると考えられるため、このロスを低減させることは事業経営の改善のために急務と考えられる。これを実現するためには、電力量計の検針時に盗電の有無を確認したり、盗電防止のパトロールを実施したり、料金未収の需要家に対する督促など地道な活動が必要となる。

またテクニカルロスの低減については、低圧配電線の電圧降下管理を確実に行うことで達成が可能となると考えられる。電圧降下の基準を 6%以内に抑えることでテクニカルロス は 2%程度まで低減することが可能と考えられる。ただし、既存の配電線系統について系統構成を変更することは資金面においても有効な手段とはいえない。低圧配電線系統の変更については設計基準を明確にし、低圧配電線の変更が必要となった都度、ロス低減を意識した系統に変更していくのが望ましいと考える。

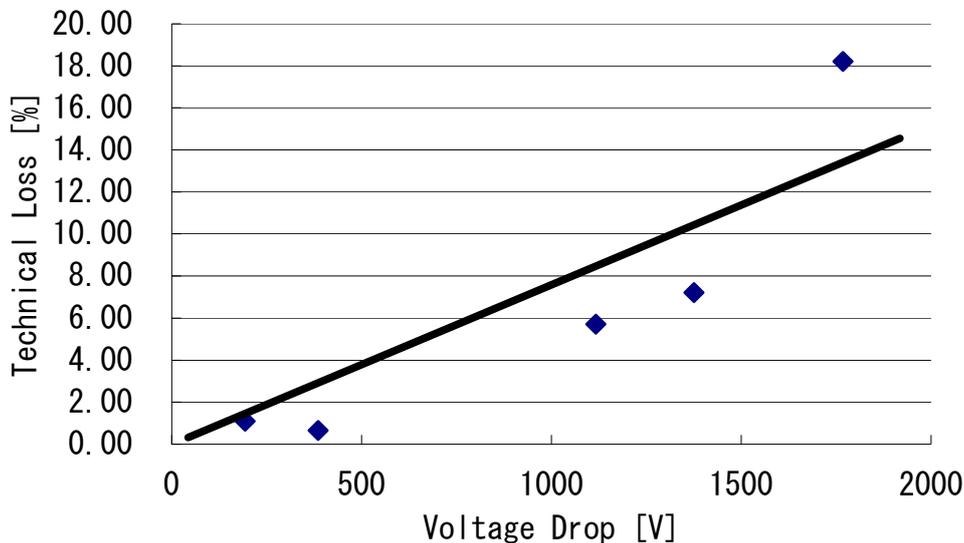
10.4 その他ロスに関する考察

(1) 中圧配電線

本件調査で実施したケーススタディのサイトを対象として、中圧配電線ロスに関する検討を実施した。

中圧配電線の太線化によるロス低減効果は、1%から 10%と幅がある。これは配電線を通る電流値のロス低減が図られるという結果が得られた。特に電流対策でこのように増強工事によるロス低減効果は、配電線ごとに大きく差がある。また中圧電圧を 11kV から 33kV に変更した場合のロス低減効果についてケーススタディ対象カ所 1カ所において試算した結果は、約 5.7%から 0.6%と大幅に削減できる結果となった。このようにロス低減の観点から考えると、昇圧による増強対策の効果は大きいと考えられる。

次に低圧配電系統と同様に、中圧配電線ロスと電圧降下の関係について検討を実施した（図 10-7 参照）。データ数が乏しいため正確な分析はできないが、中圧配電線の電圧降下を 7%（平均の電圧降下が 3.5%）で管理することで、ロスは 3%程度まで低減できるのではないかと考えられる。



(出所) 調査団作成

図 10-7 中圧配電線における電圧降下値とテクニカルロスの相関

(2) 準送電線

準送電線に関して ECG の系統を対象としてロスの検討を行った。その結果、現状の系統構成において、平均で 4%程度のテクニカルロスが発生していることが分かった。一次変電所・準

送電計画工事を実施した場合のロスの推移について検討を行った。その結果、需要は増加するものの対策工事を実施することで、大半の計画工事が完了する 2012 年時点では、ロスは 3.5% まで低減するが、その後の需要増加にともない 2017 年時点では現状と同じ 4% となると推定される。なお、準送電線の平均電流は許容電流の 30~40% 程度である。この結果から、現状の準送電線形態のもとではロス低減の余地は 0.5% 程度と考えられる。

(3) 結論

現在のガーナ国における配電ロスは 24% 程度と推定され、その半分の 12% 程度はテクニカルロスであると考えられる。その内訳は、準送電線、中圧配電線、低圧配電線でそれぞれ 3~5% 程度と推定できる。上記結果から、12% のテクニカルロスがどの程度低減できるか考察した。その結果、各設備において以下のとおりロスの低減が達成できる可能性があるとして推定した。

- ① 準送電線の運用電流を許容電流の 30% 以下で運用することで 3.5% 程度まで低減できる可能性はある。
- ② 中圧配電線の電圧降下を 7% (平均の電圧降下が 3.5%) で管理することで 3% 程度まで低減可能と推定できる。
- ③ 低圧配電線の電圧降下を 6% (平均の電圧降下が 3%) で管理することで 2% 程度まで低減可能と推定できる。

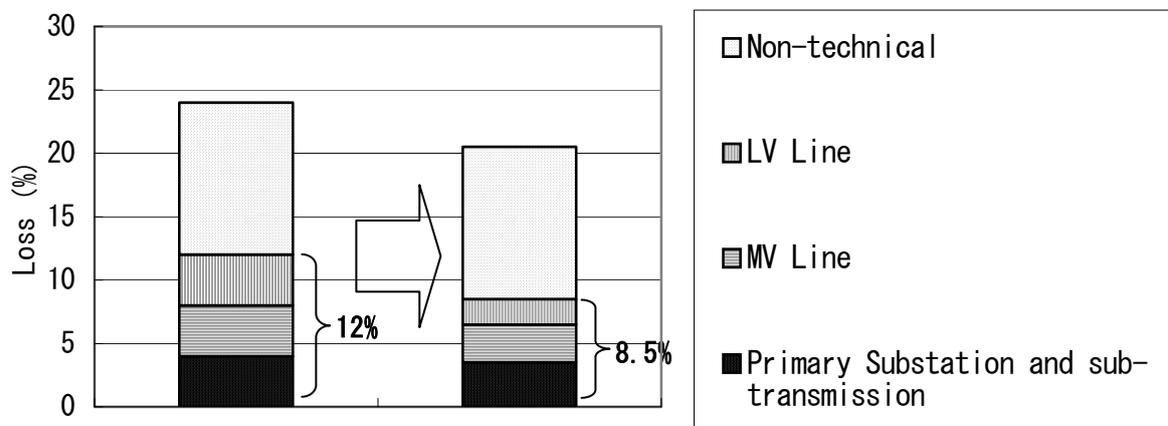


図 10-8 テクニカルロス減少の可能性

このように 12% のテクニカルロスは 8.5% 程度まで低減できる可能性がある。なお上記検討は限られた数量のサンプル結果によるものであり考察の域を超えない。

第 1 1 章 ケーススタディの実施と結果

1 1. 1 ケーススタディの実施

C/P への技術移転を目的として、C/P から提出された配電網更新・増強・延伸計画（案）から抽出されたサイトおよびまとまった数の未電化村落が点在しているサイトを対象として配電網更新・増強・延伸に関するケーススタディを実施した。実施箇所数は当初全体で 6 箇所を予定していたが、C/P 側からの要請もあり ECG、VRA-NED の拠点事業所ごとに 1 箇所以上実施することにした。

実施にあたっては、C/P 側で保有している既設配電線の単線結線図で系統を確認しながら GPS を活用して、既設もしくは新設する配電線の位置の特定を行った。ガーナの現状では、一般的な詳細地図（縮尺 1:2000 等）が普及していないため、既設配電線のルートが地形図上に反映されておらず、また配電線路が道路に沿いに建設されていない場合も多いため、デジタルメジャーを用いて支持物ごとに支持物径間を測定する作業を行うことが不可能あるいは無効である場合が多い。したがってガーナでは多くの場合、おおよその配電網更新・増強・延伸ルートを調査し、おおよその投入資機材や人工を概算するのに GPS 等を活用することが必要不可欠である。

また、配電線の設計図面については、以下のように統一したルールをもとに描き、現場出向者以外の者が見ても計画内容がわかるようにするのが望ましい。

< 図面作成ルールの例 >

- ① 北を紙面の上にして描く。もし北が上でない場合は方角を明示する。
- ② 既設設備、新設・取替設備および撤去設備ごとに別の色で記入する。
- ③ 支持物、変圧器、開閉器等の設備ごとにシンボルを記入する。
- ④ 配電線路の経過地の状況も合わせて記入する。（道路、森林、送電線路の通過の有無等）

1 1. 2 ケーススタディの結果

表 1 1-1 に示す。また設計図と工事費用の積算結果は添付資料 1 1. 2 に示す。

表 11-1 ケーススタディ実施結果

配電会社	地方事務所 (CP参加者数)	実施概要	
ECG	Accra East (2名)	配電線更新・増強を目的とした11kV配電線の太線化	当該配電線は、現時点で電圧降下が20%程度発生していることから、配電線の太線化を実施する予定である。
	Accra West (1名)	既設変電所の負荷軽減を目的とした1次変電所新設	New Dansoman 変電所を新設することにより、V10配電線の負荷を取りこみ、Dansoman 変電所の負荷を軽減する。
	Tema (1名)	既設変電所の負荷軽減を目的とした1次変電所新設	Dawhenya に変電所を新設することにより、Steel Works 配電線の負荷を取り込み、Steel Works 変電所の負荷を軽減する。
	Central (4名)	既設変電所の負荷軽減を目的とした1次変電所新設	変電所を新設することにより、Elmina 配電線の負荷を取り込み、Cape Coast 変電所の負荷を軽減する。
	Western (2名)	配電線更新・増強を目的とした33kV配電線の太線化	当該配電線は、現時点で電圧降下が大きいため、配電線の太線化を実施する予定である。あわせて強度不足の電柱を鉄塔に建替する。
	Volta (2名)	配電線更新・増強を目的とした11kV配電線の太線化	当該配電線は、現時点で既に電圧降下が18%程度発生していることから、配電線の太線化を実施する予定である。 なお、ケーススタディの結果、一部の配電設備が入り江の中に建設されていることが判明した。このため海水によるコンクリート柱の腐食および断線時の災害が懸念されることから配電線ルートの変更を行う設計とした。
	Eastern (3名)	配電線増強を目的とした11kV配電線の昇圧（11kV→33kV）	Akwatia BSP の Asamankese Feeder については、末端部に多くの地方電化による延伸計画があり電圧降下値が著しくなることから、変電所から途中の分岐近傍までを 11kV から 33kV に増強する。 （代替案として途中までのバイパス用 33kV 線を新設する案についても検討）
	Ashanti East (3名)	配電網延伸計画 (未電化村落への延伸)	Ashanti 東部の町 Konongo から南部の方面の未電化村落を対象として、Konongo Substation の Konongo Feeder の既設線から 30km 程度の中圧配電線を延伸する。
		配電線増強を目的とした配電線の太線化	Nsuta および Manpong (Kumasi から北方向へ 35km ほどの町) のエリアにおいて、配電線の線種が 16mm ² の箇所が多く、電圧降下が著しい箇所を 120mm ² の電線に張り替える。
Ashanti West (2名)	配電網延伸計画 (未電化村落への延伸)	Manso のエリア (Kumasi から南西方向へ 30km ほどの町) において、最も近い既設配電線である Main B 変電所の Manso Nkwanra フィーダーから中圧配電線を延伸する。	
	供給信頼度向上を目的とした配電線の新設	Bekwai Substation の Kokofu Feeder については、負荷が多いことから変電所から 1 フィーダー増設して、負荷の一部をそちらのフィーダーにつなぎかえる。	

		配電線ルート変更 (地中ケーブル→ 架空線)	Obuasi Substation の Tutuka Feeder については道路に地中ケーブルが直埋方式で敷設されているが、支障となるため、それを架空線にルート変更する。
VRA -NED	Tamale (2名)	新設の砂糖プランテーションへの配電線延伸	契約電力 15MW の大規模な砂糖きび栽培用の灌漑設備の新設計画があるため、タマレ変電所 (BSP) から 33kV 配電線を延伸するとともに、工場付近に一次変電所を新設し、電力供給を行う。なお、延伸については2通りの延伸ルートを考えており、得失について議論を交わした。
	Sunyani (3名)	配電線更新。増強を目的とした 11kV 配電線の太線化	当該配電線は、現時点で既に電圧降下が 37%程度発生していることから、配電線の太線化を実施する予定である。 なお、力率が 80%程度と悪いため追加の対策についてディスカッションを行った。
		供給信頼度向上を目的とした連系線新設 (Sunyani 34.5kV 系統のループ化)	Sunyani の B.S.P から環状に伸びている 34.5kV 配電系統 ^(※1) が、2箇所 (Gambia No.1 付近および Tapa 付近) で現在つながっていないため、この2箇所において、34.5kV 配電線の新設を行う。
	Techiman (3名)	配電線増強を目的とした配電線の太線化	Techiman 市内の 11kV の配電線 F1B および F2B について、おもに幹線部分の 50mm ² の電線を 120mm ² に張り替える。
Bolgatanga (2名 ^(※))	配電線増強を目的とした配電線の太線化	Bolgatanga 市内の 11kV の配電線 F1B、F4B および F6B について、おもに幹線部分の 50mm ² の電線を 120mm ² に張り替える。	

(※1)当初、VRA-NED は5事業所全てで実施する予定であったが、ワのエリアで適当なサイトがなかったためワでの実施は取りやめ、VRA-NED の Wa 事業所の C/P 1 名が、ボルガタンガで実施したケーススタディに参加。