ベナン共和国
エネルギー省
ベナンエネルギー電力公社

ベナン国
電力セクターにかかる
情報収集・確認調査

ファイナルレポート

平成 31 年 3 月
（2019 年）

独立行政法人 国際協力機構
(JICA)

株式会社ニュージェック
関西電力株式会社

産公
ＪＲ
19-018

ベナン国電力セクターにかかる情報収集・確認調査

ファイナルレポート

目　次

第 1 章 調査の概要 1
1.1 調査の背景・経緯 1
1.2 調査の概要 1
1.2.1 調査の目的 1
1.2.2 調査対象地域 2
1.3 調査団と調査工程 2
1.3.1 調査団の構成 2
1.3.2 調査スケジュール 3
1.4 調査の方針他 4
1.4.1 調査の方針 4
1.4.2 コンサルタントの要員計画 6
1.4.3 調査実施体制 6

第 2 章 ベナン国の概況 7
2.1 社会、経済の概況 7
2.1.1 政治 7
2.1.2 経済情勢 7
2.1.3 社会情勢 8
2.2 地理と気候 9
2.2.1 地理 9
2.2.2 気候 9

第 3 章 ベナン国電力セクター基礎情報 10
3.1 ベナン国電力セクター 概況 10
3.1.1 電力需給状況 10
3.1.2 電力開発計画 12
3.1.3 電力セクター関連の基本法・関連法 13
3.1.4 電気事業体制 13
3.1.5 系統運用 体制・能力 14
3.1.6 電力価格の構造 15
3.1.7 電力セクターに関する財務状況 16
3.1.8 民間事業者（IPP 等）の参入状況 17
3.1.9 固定価格買取制度（FIT）等再エネ投資促進策の導入状況 20
3.1.10 国際系統連系の現状及び将来計画 23
3.1.11他ドナーの動向 25
3.2 需要予測及び系統解析 28
3.2.1 対象地域における将来需要予測 28

3.2.2 対象地域における系統解析（潮流計算、短絡容量安定度） 30

3.3 変電および配電網整備計画 32
3.3.1 既存設備のレビュー 32
3.3.2 開発計画のレビュー 39
3.3.3 変電および配電網整備計画に係る課題分析 43

3.4 太陽光 IPP 48
3.4.1 ベナン国電力セクター 民間参入 実績 及びストラクチャーのレビュー 48
3.4.2 電力売電契約（PPA） 51
3.4.3 候補スポンサー・レンダー等のプレイヤー確認 53
3.4.4 現地スポンサーへのヒアリング 54
3.4.5 オフテイカーの財務分析・政府保証の供与実績有無 56
3.4.6 事業権付与のプロセスの確認・政府担当機関の確認 57
3.4.7 民間参入体制及び事業実施における主要課題 58
3.4.8 本邦企業の関心 59

第 4 章 協力対象事業候補検討 60

4.1 変電および配電網整備に係る 協力対象事業候補の比較検討 60
4.1.1 変電設備 60
4.1.2 配電設備 68
4.1.3 まとめ 71
4.1.4 本邦技術の活用 72
4.1.5 協力対象事業候補の効果 77

4.2 太陽光 IPP 協力対象事業 の比較検討 79
4.2.1 検討概要 79
4.2.2 検討条件 80
4.2.3 比較検討結果 81

第 5 章 課税項目および免税手続きに係る調査 82

5.1 課税項目および免税手続きに係る調査 82
5.1.1 本邦企業の法人所得税 82
5.1.2 業務従事者の個人所得税 82
5.1.3 付加価値税等（間接税） 83
5.1.4 関税 83
5.1.5 その他 83

添付資料

添付資料－1　関係者（面会者）リスト
添付資料－2　収集資料リスト
添付資料－3　テクニカルノート
添付資料－4　売電価格
添付資料－5　接続料他
添付資料－6　主要変圧器の製造年・製造会社名一覧
添付資料－7　配電ロス低減プログラム
添付資料－8　巡視・点検・改修計画
添付資料－9　SBEE 開発計画一覧
添付資料－10　空気絶縁型開閉ユニットの取替対象一覧
添付資料－11　土地所有者確認書（Godomey 変電所）

図リスト

図 1-1 調査対象地域 2
図 1-2 調査フロー図 3
図 1-3 コンサルタントの要員計画 6
図 1-4 調査実施体制 6
図 2-1 Cotonou における平均気温と降水量の推移 9
図 3-1 ベナンの電力需要の推移と見通し 10
図 3-2 ベナン電力の系統概要図 (全体) 11
図 3-3 SBEE 売り上げの年度別推移 16
図 3-4 Mariagreta プロジェクトの位置図 17
図 3-5 Mariagreta プロジェクト（フェーズ 1）のストラクチャー 18
図 3-6 Mariagreta プロジェクト（フェーズ 2）のストラクチャー 19
図 3-7 再生可能エネルギーの導入量の推移 20
図 3-8 標準家庭月額負担額と FIT 買取費用の推移 21
図 3-9 世界の事業用太陽光発電の発電コスト 21
図 3-10 北部系統 23
図 3-11 南部系統 24
図 3-12 対象地域の既設ならびに将来の送電設備 28
図 3-13 日負荷曲線（Cotonou、Porto Novo 地域　2019 年 2 月 1 日（金）） 29
図 3-14 現状系統の潮流（2015 年） 30
図 3-15 将来系統の潮流（2035 年） 30
図 3-16 安定度計算結果（系統事故後の周波数ならびに電圧の時間推移） 31
図 3-17 既設送変電設備の位置図(上：対象地域、下：拡大図) 33
図 3-18 2018 年 配電線事故原因内訳（原因不明、分類なしを除く） 37
図 3-19 各エリア別の配電線供給支障事故発生内訳 37
図 3-20 送変電開発計画の位置図(上：対象地域、下：拡大図) 40
図 3-21 ベナン国－トーゴ国の現状系統 44
図 3-22 対象地域における送変電設備の現状と課題 44
図 3-23 対象地域における送変電設備の増強案 45
図 3-24 ベナン国の大型太陽光発電計画 49
図 3-25 太陽光日射量データ 50
図 3-26 MCC が検討を進めているプロジェクトの位置図と航空写真 56
図 4-1 Allada 変電所建設予定地の状況 63
図 4-2 Godomey 変電所の状況 64
図 4-3 SEME KPODJI 変電所拡張用地 66

図 4-4 TANZOUN 変電所拡張用地 66
図 4-5 SEME KPODJI 変電所～TANZOUN 変電所間の 161kV 送電線 67
図 4-6 Atlantique 県、Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強計画概略図 70
図 4-7 候補案件の概略位置図 71
図 4-8 Allada 変電所および関連工事の裨益効果エリア図 77

表リスト

表 1-1 JICA 調査団 3
表 1-2 本邦技術適用の可能性 5
表 2-1 ベナン国の経済指標の推移 7
表 2-2 ベナン国の県別人口および人口密度 8
表 3-1 現状の電源リスト 12
表 3-2 将来の電源リスト 12
表 3-3 将来の供給力状況（2015 年～2035 年） 12
表 3-4 SBEE と CEB の役割分担 14
表 3-5 2015 年 CEB の調達価格ならびに売電価格 15
表 3-6 SBEE の低圧売電価格 15
表 3-7 SBEE の中圧売電価格 15
表 3-8 SBEE の売り上げおよび純利益 16
表 3-9 各国ドナーによる主な開発活動 25
表 3-10 MCA が開発に取り組んでいる分野 26
表 3-11 AFD が開発に取り組んでいる分野 27
表 3-12 調査対象地域の変電所一覧 32
表 3-13 調査対象地域の送電線一覧 32
表 3-14 基準電圧及び周波数 34
表 3-15 中圧配電電圧使用区分 34
表 3-16 主な各配電資機材の概要 34
表 3-17 SBEE の主な配電設備数 35
表 3-18 SBEE 配電ロス 36
表 3-19 2017 年～2018 年の停電発生状況 36
表 3-20 対象地域の変電所の開発計画一覧 39
表 3-21 SBEE 配電開発計画（本調査対象 4 県） 41
表 3-22 対象地域の送変電設備の課題と対策（まとめ） 46
表 3-23 2025 年断面での SBEE 電化率目標 47

表 3-24 ベナン国の大型太陽光発電計画 49
表 3-25 ベナン国電力セクターにおける民間参入実績 51
表 3-26 開発が進められている太陽光 IPP プロジェクト 51
表 3-27 PPA 契約が過去締結されたプロジェクト 52
表 3-28 候補スポンサー 53
表 3-29 候補レンダー 53
表 3-30 現地スポンサーへのヒアリング結果 54
表 3-31 MCA が開発に取り組んでいる分野 54
表 3-32 MCC が検討を進めている太陽光 IPP プロジェクト 55
表 3-33 SBEE の財務状況 56
表 3-34 各政府機関と業務概要 58
表 3-35 95MW の太陽光開発計画の内訳 58
表 4-1 候補案件一覧 60
表 4-2 評価基準一覧 61
表 4-3 候補案件の比較検討 62
表 4-4 Allada 変電所の設備一覧 63
表 4-5 Godomay 変電所の設備一覧 64
表 4-6 SEME KPODJI 2 変電所の設備一覧 65
表 4-7 SBEE 開発計画分類の比較検討と優先順位の検討 68
表 4-8 協力事業対象候補の比較検討結果 70
表 4-9 事業素案のまとめ 71
表 4-10 本邦技術の活用候補 74
表 4-11 2018 年配電事故原因内訳に対する本邦技術活用の可能性 75
表 4-12 協力対象候補への本邦技術の活用の可能性 76
表 4-13 ALLADA 変電所新設および関連工事の裨益人口 77
表 4-14 95MW の太陽光開発計画内容と参画可能性 79
表 4-15 PPP スキームの基本条件 80
表 4-16 各案件の比較検討結果 81

略　語　表

略語	正式名称	日本語
ABERME	The Benin Agency for Rural Electrification and Energy Control	地方電化庁
ADF	African Development Fund	アフリカ開発基金
AFD	AGEnce Frangaise de Developpement	フランス開発庁
AfDB	African Development Bank	アフリカ開発銀行
ALSF	African Legal Support Facility	アフリカ法的支援ファシリティ
AMT	Amorphous Transformer	アモルファス変圧器
BOT	Build Operate Transfer	建設、運営および引き渡し
CEB	Communaute Electrique du Benin	ベナン送電公社
CIE	La Compagnie Ivoirienne d'Electricité	コートジボワール電力会社
E/N	Exchange of Notes	交換公文
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIB	European Investment Bank	欧州投資銀行
EPC	Engineering, Procurement and Construction	設計、調達および建設
EU	European Union	欧州連合
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
IDA	International Development Association	国際開発協会
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JBIC	Japan Bank for International Cooperation	株式会社国際協力銀行
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
JIS	Japanese Industrial Standard	日本工業規格

略語	正式名称	日本語
M/P	Plan directeur de développement du sous-secteur de l'énergie électrique au Bénin	ベナン国電力マスタープラン
MCA	Millennium Challenge Account	ミレニアム・チャレンジ・アカウント
MCC	Millennium Challenge Corporation	ミレニアム・チャレンジ・コーポレーション
ME	Ministère de l'Energie	ベナン国　エネルギー省
MEF	Ministère de l'Economie et des Finances	財務省
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency	多数国間投資保証機関
OJT	On-the-Job Training	オン・ザ・ジョブ・トレーニング
PAG	Programme d'Actions du Gouvernement2016－2021	政府行動計画
PPA	Power Purchase Agreement	電力売買契約
PPP	Public Private Partnership	パブリックプライベートパートナーシップ
PSW	Private Sector Window	民間セクター・ウィンドウ
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	需要家 1 軒当たりの平均停電時間
SAIFI	System Average Interruption. Frequency Index	需要家 1 軒当たりの平均停電回数
SBEE	Société Béninoise d'Energie Électrique	ベナンエネルギー電力公社
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	監視制御とデータ取得
SiT	Silicon Transformer	けい素鋼板変圧器
TCN	Transmission Company of Nigeria	ナイジェリア送電公社
VRA	Volta River Authority	ボルタ川開発公社
WB	World Bank	世界銀行

第 1 章　調査の概要

1.1　調査の背景・経緯

ベナン共和国（以下、「ベナン」という）は西アフリカに位置し、国土 112,622 平方キロ、人口 1,113 万人、1 人当たり GNI 830 米ドル（2018 年、国際通貨基金（以下、IMF））であり、2012 年から 2014 年は年平均 6.12%で順調に成長し、2018 年以降も 6%台（2018 年、IMF）を維持する見込みである。首都は Porto-Novo であるが、ベナンの多くの省庁は経済的な中心都市である Cotonou に集約されている。ベナンの経済は、主要輸出品目である綿花及びコトヌ港での港湾サービス業に依存している。域内に向けた港湾サービスの提供、サービスの拡張がベナン経済を下支えしており、ナイジェリア及び近隣内陸国の物流に大きく貢献している。
ベナンは 2016 年に 40%の電化率を 2021 年までに 100%とする目標を掲げ、電力セクター開発を促進している。また、年平均 2.8%の人口増加（2018 年：IMF）を背景に同国の電力需要は 2010 年の 326MW が 2016 年には 434MW と増加しており、今後も順調に電力需要の増加が見込まれている。
他方、ベナンには、周辺国から国際連系線により電力需要の 85%が供給されているが、送配電設備の不足により電力需要に見合った電力供給ができていない状況である。そのため、送配電設備の改善を通じた電力の安定供給は、同国の電力セクター改革の喫緊の課題の一つとなっている。係る状況下、ベナンでは「ベナン国電力マスタープラン（以下電力 M/P）」(2015 年)を策定し、効果的な電力開発に取り組んでいる。
加えて、2015 年から 2017 年にかけて JICA は「西アフリカ成長リング回廊整備戦略的マスタープラン策定プロジェクト」を実施し、West Africa Growth Ring Corridor Development Master Plan for 2040 を策定した。その中でも電力・道路を中心としたインフラ整備は成長シナリオに必要な重要戦略に位置づけられている。

1.2　調査の概要

1.2.1　調査の目的

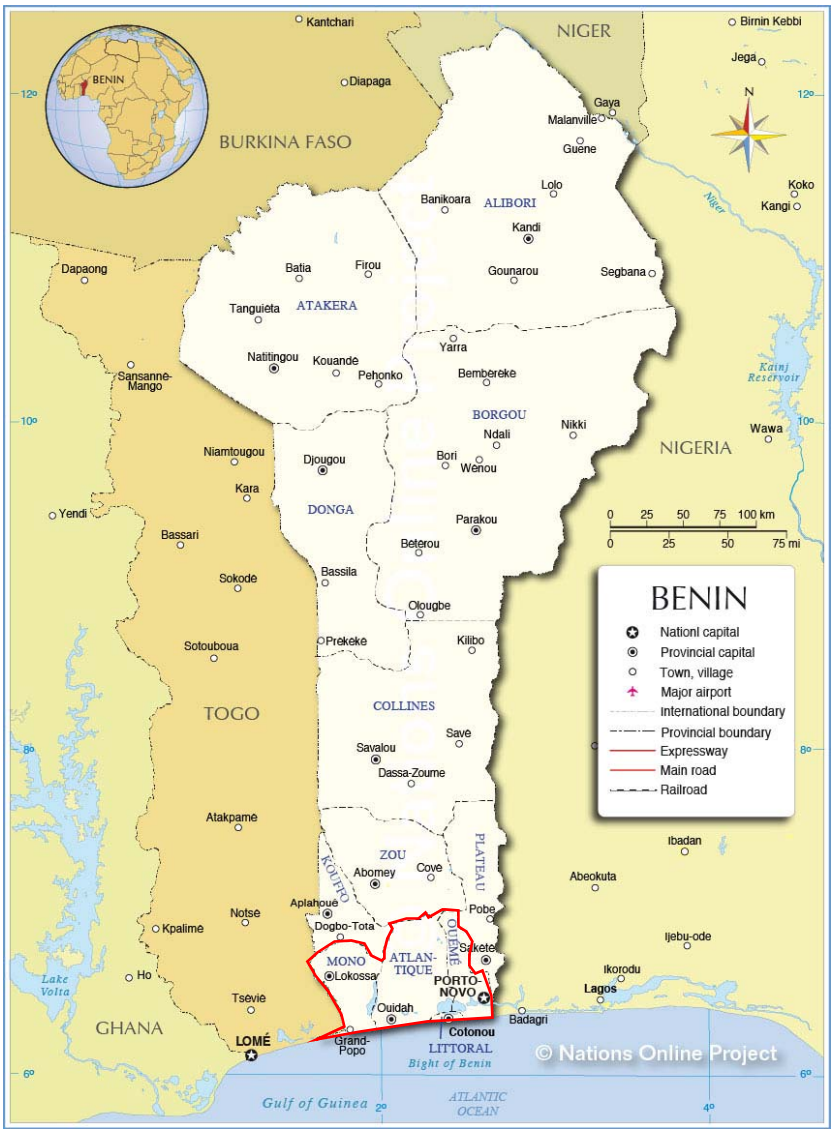
本調査は、現在進行中である PAG およびベナン国電力 M/P において重点課題とされた電力セクター開発（主として変電/配電/太陽光 IPP）にかかる情報収集および課題分析を実施し、ベナンの持続的成長の促進に向け、我が国の優れた技術力を生かしつつ、電力インフラ整備における JICA の今後の具体的な支援策の策定に必要な基礎資料をとりまとめ、想定される協力事業の素案を検討・策定することを目的とする。

1.2.2 調査対象地域

・ベナン国

変電/配電調査：Mono 県、Atlantique 県、Littoral 県、Ouémé 県

太陽光 IPP 調査：本調査の中で有望サイトを確認する。



：変電・配電の調査対象地域（太陽光 IPP は本調査の中で有望サイトを確認）

図 1-1 調査対象地域

出典：JICA 調査団

1.3 調査団と調査工程

1.3.1 調査団の構成

本調査は、下記調査団メンバー（JICA 調査団）により実施された。

表 1-1　JICA 調査団

氏名	担当業務	所属先
八木 建一郎	総括／送変電計画	ニュージェック
和田 光央	配電計画 1	関西電力
上野 清隆	需要予測／系統解析	ニュージェック
濱田 陽一	太陽光 IPP 1	関西電力
森松 昂志	太陽光 IPP 2	関西電力
星野 晴郁	配電設備 2	関西電力
村山 博紀	日 ー 仏通訳	関西電力（補強）

出典：JICA 調査団

1.3.2　調査スケジュール

本調査では、１度の現地調査と２度の国内作業で検討を行った。

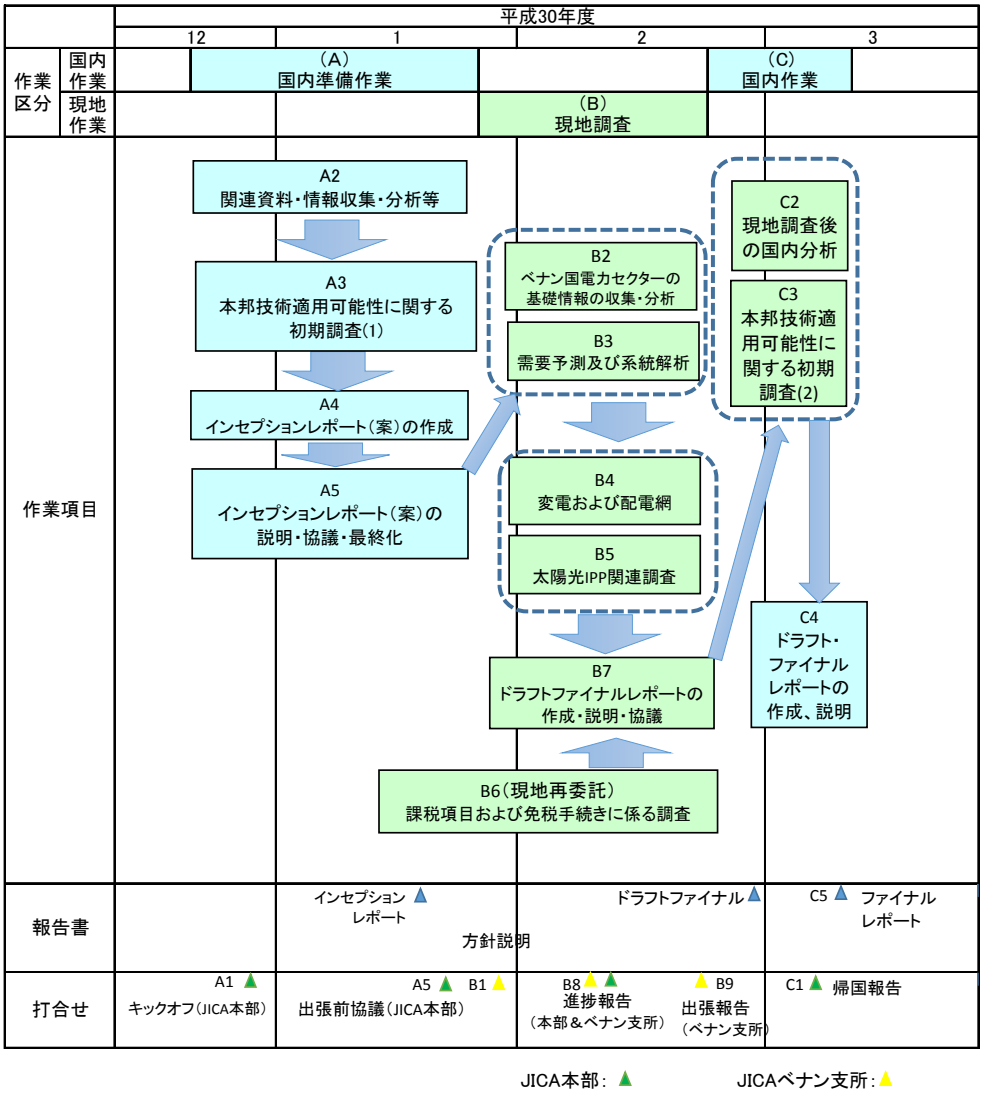


図 1-2　調査フロー図

出典：JICA 調査団

1.4　調査の方針他

1.4.1　調査の方針

(1) 効率的なクライテリアの設定

本調査では、ベナン国の持続的成長の促進に向け、日本の優れた技術力を生かしつつ、PAG およびベナン国電力 M/P を踏まえた電力インフラ整備に係る JICA 協力案件の検討を行う必要がある。

更に、同国の最新電力事情・将来計画に基づき、クライテリアを設定し、優先案件を抽出、その後、変電および配電については本邦技術の活用を考慮し、事業素案として取りまとめる必要がある。

クライテリアの例：
・ベナン国電力 M/P との整合性および最新電力事情・将来計画からの妥当性
・無償資金援助としての妥当性（緊急性・裨益効果・実績のある技術等を総合的に検討）
・本邦技術が活用できるかの見極め　（表 1-2 参照）
・他ドナーによる支援との重複がない
・十分なメンテナンス体制を構築しているか、また構築できそうかの見極め
・適用規格の確認（IEC,JIS）

(2) 質の高いインフラ

協力事業検討においては「質の高いインフラ」に資する本邦技術の活用およびライフサイクル(例えば 30 年)での高い経済性はクライテリアの中で高い優先順位であると認識することが肝要である。WB によると①電力ロスが 24%と高い、②公共設備を含め電気料金収入の約 4 割が集金できていない、③設備の高経年化や対象 4 県が海岸沿いであることが原因で用品不良事故が多発している、④保護システムの動作不良が頻繁に発生している、といった問題が報告されており、既設設備のリハビリが相当数必要と認識する。また、非合法な引き込み線が放置されている一方で、供給用資材が常備されていないため新しい顧客は何か月も電力供給を待たされており、経営面からも早急な設備改善・業務改善を図る必要性が高いと言える。

そのため、これらの問題に対し、①メンテナンスが容易で長寿命が期待できる技術（変電所向け GIS、低損失機器）、②重塩害対策資材、碍子洗浄などの保全技術 および③停電時間短縮のための系統システムなど多くの本邦技術の導入が期待される。それらと現地ニーズを勘案し、ベナンの電力セクターにおける問題の解決に資する提案を心掛ける。

具体的な例として、表 1-2 に示す機材・システムを挙げる。

表 1-2　本邦技術適用の可能性

適用対象		検討機材	本邦技術の優位点
変電機材	変電所屋外開閉器	GIS（ガス絶縁開閉装置）	設置スペースの極小化、ガス漏れ量の極小化、メンテナンスフリーについての優位点がある。本邦メーカーの GIS は屋外設置を意図して製作されており、海外での納入実績も多い。海外メーカーも屋外設置型の製造を始めつつあるが、屋外設置 GIS の納入実績では大きな差がある。
	変圧器接続機器	変圧器直結型 GIS	変圧器（油絶縁）と GIS（ガス絶縁）を直結する設備であり、日本特有の技術である。高価であるが、充電部の露出がないため事故の可能性が低いこと、非常に狭隘な場所にも設置できる、メンテナンスフリーという特徴がある。
	電力用コンデンサ	タンク型電力用コンデンサ	従来型の缶型コンデンサに比べ、高価であるものの、メンテナンスフリー、耐震性の優位点がある、日本特有の技術である。
配電機材	配電用変圧器	アモルファス変圧器（AMT）	従来型（ケイ素鋼板）変圧器（SiT）に比較し高い効率特性を持ち、配電ロス低減効果が期待できる。
	中圧線用がいし	ピンポストがいし	配電用に一般的に使われているピンがいしと異なり、磁器内部にピン部分がないため、内部貫通や、ひび割れ故障の大幅な削減が期待できる。また耐汚損性に優れている。
	開閉器操作の自動化（配電自動化システム）	時限順送式開閉器	変電所の再閉路機能と組み合わせることで配電線事故時の事故区間の縮小、復旧時間の短縮が図れる。

出典：JICA 調査団

1.4.2 コンサルタントの要員計画

コンサルタントの要員計画を図 1-3 に示す。

図 1-3 コンサルタントの要員計画

出典：JICA 調査団

1.4.3 調査実施体制

調査実施体制を図 1-4 に示す。

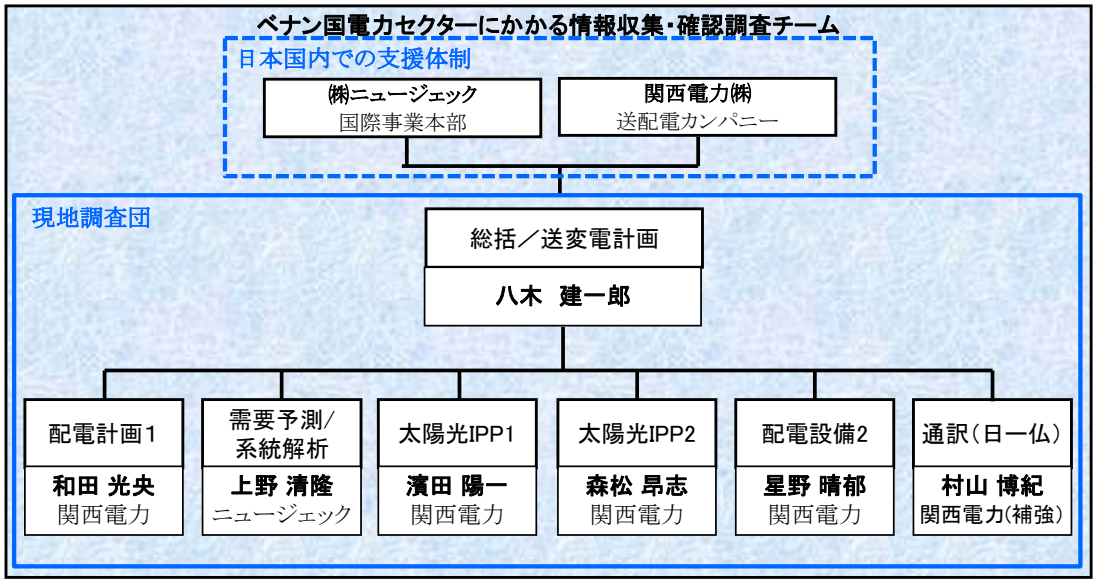


図 1-4 調査実施体制

出典：JICA 調査団

第 2 章　ベナン国の概況

2.1　社会、経済の概況

2.1.1　政治

ベナンの歴史は、1972 年にケレク政権が成立し、1975 年に国名を「ベナン人民共和国」に変更した。その後、1990 年に、国名を「ベナン共和国」に変更し、大統領制・三権分立・複数政党制および議会制民主主義を定めた新憲法（「ベナン共和国憲法」）を制定し民主化が実現している。1991 年に大統領選挙を実施し、元世界銀行理事のソグロ氏が当選。その後、憲法に従った大統領選挙および平和的政権交代が行われている民主国家である。2006 年の大統領選挙では，ヤイ・ボニ前西アフリカ開発銀行総裁が当選。2016 年の大統領選挙では，実業家のタロン氏が当選した。タロン大統領は今後 5 年間の政府の戦略方針である PAG を発表，政府要人に対する取り締まりや大統領権限の縮小を含めた汚職対策を政権の最重要課題とし，持続可能な経済・社会的成長を目指している。

国家体制は、大統領を元首とする共和制であり、行政は大統領が担い、民主的な選挙によって選出される。また、ベナンは複数政党制が認められている。立法権はベナン政府と国民議会が担当し、司法権は行政と立法から独立している。

2.1.2　経済情勢

ベナンの実質 GDP 成長率は、2009 年から 2011 年までは緩やかであったが、2012 年から 2014 年は年平均 6.12％と順調に成長し、2018 年以降も 6％台[1]の成長が期待されている。

輸出商品の主力である綿花を含む農業[2]は、GDP の約 25％、労働人口の 51％を占めている。近年はコトヌ港における大幅な運営改善と、主要な輸出品である綿花を始めとした農産物の増産により堅調な経済成長を実現している。

表 2-1　ベナン国の経済指標の推移

項目	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
実質 GDP 成長率(%)	4.9	2.3	2.1	3.0	4.8	7.2	6.4	2.1	4.0	5.6
名目 GDP 総額 (Billion USD)	7.2	7.1	7.0	7.8	8.2	9.2	9.7	8.3	8.6	9.2
一人当たりの名目 GDP (USD)	824.0	795.5	759.1	826.7	838.4	916.1	946.5	786.2	791.5	830.4
消費者物価上昇率:期末(%)	8.4	-0.5	4.0	1.8	6.8	-1.8	-0.8	2.3	-2.7	3.0
人口（百万人）	8.7	8.9	9.2	9.5	9.7	10.0	10.3	10.6	10.8	11.1

：IMF による想定
出典：International Monetary Fund, World Economic Outlook Database

[1] International Monetary Fund, World Economic Outlook Database
[2] IMF Country Report No. 18/2　(January 2018)

2.1.3　社会情勢

首都は南部海岸に位置する Porto-Novo であるが、多くの政府機関は Porto-Novo の西にある最大都市 Cotonou に設置されている。Cotonou にはベナン最大の港湾が存在し、ベナンの貿易の大部分を担っているほか、鉄道および道路を利用して内陸国であるニジェールの貿易においても大きな役割を果たしている。
表 2-2 に県別の人口及び人口密度を示す。人口密度が最も高いのは Cotonou を含む Littoral 県で次いで、首都 PortoNovo を含む Queme 県である。人口が一番多いのは、Littoral 県および Queme 県に隣接する Atlantique 県である。上記 3 県に Mono 県を加えると、本調査の変電・配電対象地域である。変電・配電の調査対象地域は、人口密度が高い上位 4 県である。

民族[3]は、フォン人が 38.4%、アジャ人が 15.1%、ヨルバ人が 12%、バリバ人が 9.6%、フラニ人が 8.6%等 40 以上の民族が居住している。本調査(変電・配電)対象地域がある南部は、フォン人とヨルバ人が多い。
宗教[4]は、人口の 27.7%がイスラム教徒、25.5%がローマカトリック教徒、13.5%がプロテスタント（Celestial 6.7%、Methodist 3.4%、other Protestant 3.4%含）、11.6%がブードゥーに加え、他のキリスト教宗派 9.5、その他伝統宗教・無宗教等がある。キリスト教徒は南部、特に Cotonou で多い。
言語[5]は、フランス語が公用語で、南部地域ではフォン語、ヨルバ語などそれぞれの民族の言葉も一般的に話されている。

表 2-2　ベナン国の県別人口および人口密度

県	人口（人）	比率	面積（km²）	人口密度（人/km²）	備考
ALIBORI	846,889	8%	26,242	32	
ATACORA	892,922	8%	20,499	44	
ATLANTIQUE	**1,302,909**	**12%**	**3,233**	**403**	**調査対象地域**
BORGOU	1,176,935	11%	25,856	46	
COLLINES	870,991	8%	13,931	63	
KOUFFO	852,566	8%	2,404	355	
DONGA	568,927	5%	11,126	51	
LITTORAL	**1,080,932**	**10%**	**79**	**13,683**	**Cotonou 含：調査対象地域**
MONO	**585,138**	**5%**	**1,605**	**365**	**調査対象地域**
OUEME	**1,187,663**	**11%**	**1,281**	**927**	**首都 Porto-Novo 含：調査対象地域**
PLATEAU	661,652	6%	3,264	203	
ZOU	975,055	9%	5,243	186	
ベナン国	11,002,578	100%	114,763	96	

出典：ベナン国　国立統計・経済分析研究所（人口は 2017 年）[6]

[3] https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/400.html#BN
[4] https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/401.html#BN
[5] https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/fields/402.html#BN
[6] https://www.insae-bj.org/

2.2　地理と気候

2.2.1　地理

ベナンは、西アフリカに位置する南北に長い国であり、西にトーゴ、北西にブルキナファソ、北東にニジェール、東にナイジェリアに囲まれ、南は大西洋ギニア湾（ベニン湾）に面している。北にニジェール川、南にはギニア湾（ベニン湾）があり、南部の海岸平野部から北部にかけて徐々に標高が高くなるが、北西部のアタコラ山塊を除き全般に平坦な地形である。ほとんどの人口は南の海岸平野地帯に集中しており、特に Porto-Novo と Cotonou がベナン最大の都市である

2.2.2　気候

ベナンは南北に長く、南のベナン湾に面する地域は高温多湿の熱帯雨林の気候である。同国最大の経済都市である Cotonou の年間平均気温は 27.5℃、年間平均降水量は 108mm である。月平均最高気温は 33℃から 28℃を推移し、月平均最低気温は 28℃から 24℃を推移する。雨期は 4 月から 6 月の大雨期と 9 月下旬から 10 月下旬の小雨期の 2 回であり、その内 6 月の月間平均降水量は 340mm にも及ぶ。またベナン沿岸部である南部は熱帯雨林気候及び熱帯サバナ気候であり、内陸部である北部はステップ気候である。
以下、図 2-1 で Cotonou における平均気温と降水量の推移を示すが、一部観測値のない月を含む。

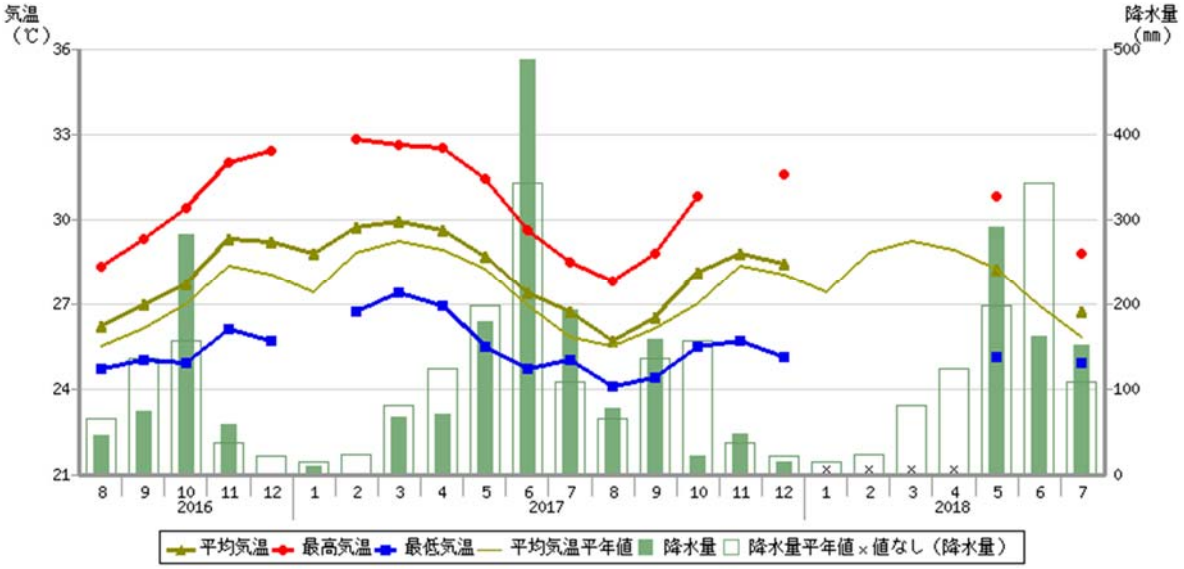


図 2-1　Cotonou における平均気温と降水量の推移

出典：気象庁ホームページ

第 3 章　ベナン国電力セクター基礎情報

3.1　ベナン国電力セクター 概況

3.1.1　電力需給状況

ベナンの電化率は 2016 年で約 40%にとどまっており、2021 年までに 100%とする目標を掲げている。同国の電力需要は 2010 年の 326MW から 2016 年には 434MW と増加しており、今後も順調に電力需要の増加が見込まれている。

電力 M/P では 2015 年時点でベナン国内には 3,817 の区域があり、そのうち 1,654 の区域が SBEE の電力ネットワークに接続され、全人口の約 60%がカバーされている。また 2035 年の電力需要や電化率を 3 ケースに分けて図 3-1 のように想定している。

ベナンは図 3-1 に示す通り、2014 年の約 1,000GWh から 2035 年には 4,000GWh～7,000GWh と電力需要の増加が見込まれる。MCC によると現在の電力需要の内訳は 40%が家庭用、30%が店舗・ホテルなど商業用である。

電力 M/P によると、161kV Malia-Gleta 変電所は、電力を十分に供給するための設備容量が不足しており、設備増強が急務であることが報告されている。これに加え、送電網が未整備である地域の電力需要が高まっていることから、161kV 以下の送配電網の増強も推奨されている。

以上のように、大きな需要増が見込まれているものの、送配電設備の不足により、電力需給に見合った電力供給ができていない。このことから、需要に対応した送・変・配電の合理的な設備形成を実現するため、最新の開発情報に基づく需要想定レビュー、特に変電および配電調査の対象地域 4 県については将来の需要予測や潮流状態等の分析が必要と認識する。

項目	2015年	2035年需要		
	現状	ハイケース	標準ケース	ローケース
年需要増加率(%)		9.30%	7.70%	6.30%
最大ピーク(MW)	200MW	1402MW	1014MW	768MW
電化率(%)	約50%	92%	86%	79%
GDP成長率（%）	5%程度	6.50%	5.40%	4.50%

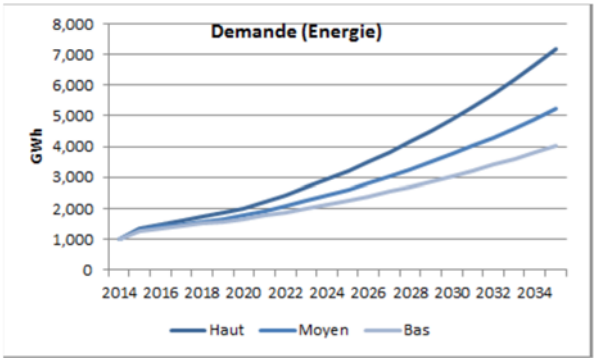


図 3-1　ベナンの電力需要の推移と見通し

出典：電力 M/P

電力供給側の現状を見ると、前述の通り 85%をナイジェリア、ガーナ、トーゴ、コートジボワールの火力及び水力発電所に頼り（2016 年：CEB）、信頼度、経済性ともに安定的であるとは言えない。WB によるとナイジェリアからのガス供給の抑制と送電系統の問題により 2015 年の 3 月～12 月には一日 16 時間、2016 年には一日 10 時間の負荷制限が行われたとあ

る。そのため、自国電源の開発が喫緊の課題であり、Cotonou 近郊の Maria Gleta 発電所建設が進められているが、その燃料は輸入に頼る。

一方、ベナンは電化率を 2021 年までに 100%とするという目標を掲げており、2016 年時点での電化率は 40%と、1996 年の 13%と比較して徐々に進展している。しかし、都市部の電化率 53%に対し農村部はわずか 2%と格差がある。農村部の電化率の改善のために 2004 年に地方電化庁（ABERME）が設立され、AFD が 2006 年に国を 15 の地域に分けて地方電化を進めている。

現在の地方電化は主にディーゼル発電に依存し、供給コストが販売価格を上回ることから SBEE の財務状況を悪化させており、電源の転換が必要であるといえる。したがって、ベナンのエネルギーセキュリティーを向上するためには、新たな電源の中でも、燃料輸入費が削減できる、初期投資が比較的小額である、設置箇所の自由度が高いといったメリットを持つ太陽光 IPP を含めた、分散型エネルギーの普及推進が極めて有効な対策である。

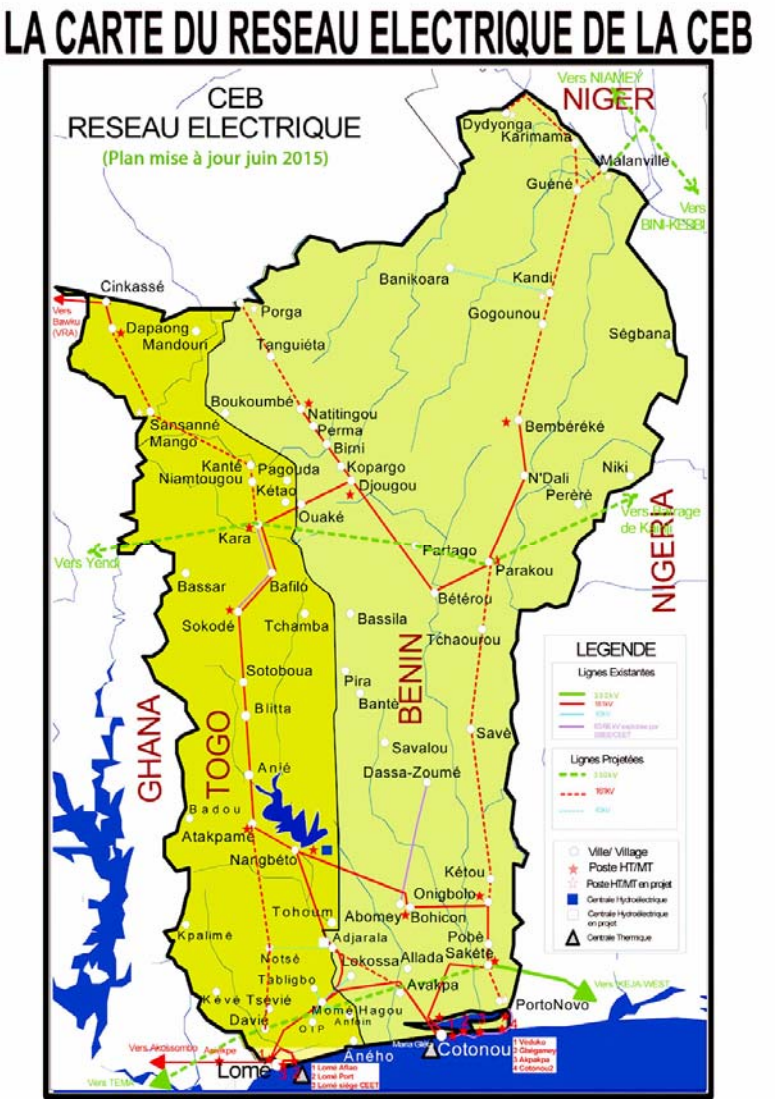


図 3-2　ベナン電力の系統概要図（全体）

出典：CEB ホームページ http://www.cebnet.org/transport/carte-du-reseau-ceb

3.1.2　電力開発計画

現状ならびに将来の電源リストを表 3-1、表 3-2 に示す。また、需要増加に対応した供給力状況を表 3-3 に示す。Maria Gleta 発電所の IPP 開発により、将来の需要（2035 年標準ケース：1014MW）に対応した供給力があり、これに加えて、太陽光 IPP の開発計画もある（第 3 章 4 節 太陽光 IPP）ため、供給力は確保されていることがわかる。将来的に供給力が十分ある場合には、国際連系による供給力の調整の可能性も示唆される。

表 3-1　現状の電源リスト

場所	タイプ	定格出力	有効出力 (MW)	燃料	備考
Maria Gleta	ディーゼル	20	20	天然ガス(NG) 軽油(DDO)	TAG* CEB
Akpakpa	ディーゼル	30	0	重油(HFO)	DI SEEB
Natitingou	ディーゼル	12	4	軽油(DDO)	DI SEEB
Parakou	ディーゼル	25.3	4	軽油(DDO)	DI SEEB
Porto Novo	ディーゼル	12	6	軽油(DDO)	DI SEEB
Parakou	ディーゼル	17	5	軽油(DDO)	DI MRI**
Vedocko	ディーゼル	26	20	軽油(DDO)	DI MRI
Akpakpa	ディーゼル	35	35	軽油(DDO)	DI AGGREKO
Gbegamey	ディーゼル	16	15	軽油(DDO)	DI AGGREKO
Maria Gleta	ディーゼル	57	50	軽油(DDO)	DI AGGREKO
Yeripao	水力	0.5	0.5	-	G1

*TAG:Trade African Group: ** MRI: Material de Reseau Imternational
出典：WAPP MP Volume 2

表 3-2　将来の電源リスト

場所	タイプ	定格出力 (MW)	燃料	備考
Maria Gleta	ガスタービン	450	天然ガス (NG)	2019年3月120MW運開予定 2019年夏130MW着工予定

出典：JICA 調査団

表 3-3　将来の供給力状況（2015 年～2035 年）

供給力(MW)						
		2015	2020	2025	2030	2035
Maria Gleta		70	190	320	520	520
Seme Kopdji						300
Diesel SBEE		89	89	89		
Import	Nigeria	200	200	200	200	200
合計		359	479	609	720	1020

出典：電力 M/P　から編集

3.1.3 電力セクター関連の基本法・関連法

ベナン政府は 2016 年 10 月に PAG を閣議決定し、ベナンの社会経済の再建、再活性化を通した持続的な開発に取り組んでいる。電力セクター開発は PAG においても優先分野に位置づけられている。2015 年には IDA の協力の下電力 M/P を策定し、効果的な電力開発に取り組んでいる。

ベナンでは、電気事業に係る規約として、1968 年 7 月 27 日にベナン－トーゴ間で締結された電気事業に係る規約が制定されており、その中で電力セグメントは 2 つに区分され、発電送電事業者の CEB、配電小売事業者として SBEE が電気事業を担う政府保有機関として規定されている。

ベナン国内での電力セクター関係法令としては、①電気事業に係る法律（Code de l'électricité）と②PPP に係る法律（cadre juridique du partenariat public-privé en République du Bénin）の二つの法令が存在する。

IPP 事業については、その 2 つの法律にそれぞれ記載があるが、事業を開始する上で明確なルールが記載されておらず新規 IPP 事業者にとって全容を把握しづらくなっているため、現在その 2 つの法律の見直しが進められており、併せて記載内容を具体的に明確化すべくガイドラインの整備が進められている。ガイドライン制定は省令として位置づけられる予定で、現在記載内容の最終レビューが進められている。具体的な制定日は不明であるものの、MCA が開発を進める太陽光 IPP プロジェクトの事業者を決める入札が間もなく実施（2019 年 4 月予定）される予定であるため、その前後には公表されると想定される。

3.1.4 電気事業体制

ベナンの電気事業は ME（エネルギー省）が管轄し、事業体制は発送電部門と配電小売部門が分離されている。配電小売部門は 1975 年に公的部門としてベナン電力エネルギー会社（Societe Beninoise d'Energie Electrique）が発足し、その後 2004 年に民間企業として改組されたベナンエネルギー電力会社（SBEE）が実施している。また同年、農村部の電化率の改善のために地方電化庁（ABERME : The Benin Agency for Rural Electrification and Energy Control）が設立されており、同庁は国を 15 の地域に分けて地方電化を進めている。

発送電部門は隣国トーゴ共和国と共同で設立したベナン電力公社(CEB)が担う。同社はトーゴにあるナンベト水力発電所（6 万 6,000kW）と、各 2 万 kW のガスタービン 2 台を有するのみで、必要な電力の 85%をナイジェリア、ガーナ、コートジボワールといった周辺国から、ナイジェリア送電公社(TCN)、ボルタ川開発公社（VRA）やコートジボワール電力会社（CIE）等を通じて調達し、SBEE へ卸供給している。CEB は基本的に小売供給を実施しないが、特例として仏ラファジ社系のセメント製造工場に対してのみ、直接電力を供給する。国際連系線の運用業務は CEB がトーゴを含めた広域で行っている。

3.1.5　系統運用 体制・能力

送配電設備についての、CEB と SBEE の役割分担は表 3-4 の通りである。基本的には、161kV 以上の送変電設備は CEB が所管し、20kV 以下の配電設備は SBEE が所管している。63kV の送変電設備については、CEB が基幹系統（Vedocko 変電所、Lokossa 変電所）を所管、SBEE が市内系統（Akpakpa 変電所、Gbegamey 変電所、Porto Novo 変電所、Seme Kpodji 変電所）を所管している。

表 3-4　SBEE と CEB の役割分担

電圧区分	設備所有	設備保守	系統運用
高圧設備 （161kV 以上）	CEB	CEB	CEB
63kV 設備	CEB（基幹系統） SBEE（市内系）	所有者	CEB
配電設備 (20kV 以下)	SBEE	SBEE	SBEE

出典：JICA 調査団

設備保守については、設備所有者が実施している。Vedocko 変電所には、CEB の設備保守員が集約されており、ベナン全国の送変電設備の保守を実施している。系統運用については、63kV 以上の送変電設備の運用は、トーゴ国の CEB の指令所からの電話による指令で実施されている。各変電所は、有人であり、当直体制により、監視、操作、記録といった運転業務を実施している。例えば、Vedocko 変電所は、運転員として、主任 1 名、昼間 1 名、夜間休日 2 名が配置されている。また、20kV 以下の配電設備の運用は、各変電所からの指令で運用されている。市内系統の Gbegamey 変電所では、配電設備を遠隔監視・操作するシステムが導入されている。

現地調査時に、Vedocko 変電所、Tanzoun 変電所の運転員とインタビューを行った結果、変電所の運転員は、常時の記録・監視から、点検時の停止操作や異常時の対応操作まで基本的に習熟しているものとみられた。
ところで、2018 年 11 月に行われた、ベナン、トーゴの大統領間で CEB についての協議では、隣国からの電力の輸入に関して、以前は CEB が、唯一の引き取り先となっていたのに対して、必要な電力のみを輸入できる等の方針が出された。今後、CEB は、隣国との電力取引業務に関連する国際連系設備の運用や発電設備の運用に方に主をおいた体制に向かっている状況であり、SBEE と CEB の役割分担も見直される可能性がある。
具体的には、一部の 161kV 変電所の設備所有を SBEE が担う可能性[7]がある。

[7] SBEE ヒヤリング

3.1.6　電力価格の構造

ベナン国は必要な電力の 85%をナイジェリア、ガーナ、コートジボワールといった周辺国から CEB が調達し、SBEE へ売電している。
以下、表 3-5 に 2015 年 CEB の調達価格ならびに売電価格を示す。

表 3-5　2015 年 CEB の調達価格ならびに売電価格

	価格（FCFA/kWh）
調達価格	58 ～ 75
売電価格	70 ～ 73

出典：JICA 調査団

また、SBEE は CEB より電力を調達し、需要家へ配電を行っている。SBEE 需要家への売電価格は以下の表 3-6、表 3-7 のとおりである。

表 3-6　SBEE の低圧売電価格

電圧	契約種別	月間使用電力量（kWh）	価格（FCFA/kWh）
低圧	一般電灯電力	0 から 20 以下	78
		20 を超え 250 以下	109
		250 を超える	250kWh 以下は 109 251kWh 以上は 115
	商業用電力	―	111
	公共用電力	―	122

出典：JICA 調査団

表 3-7　SBEE の中圧売電価格

電圧	契約種別	契約電力（VA）	価格（FCFA/kWh）	備考
中圧	中圧電力 顧客①	40 を超え 400 より小さい	109	低圧受電
	中圧電力　顧客②	200 を超え 400 より小さい	94	15、20、33kV 受電
	中圧電力 顧客③	400 以上	94	ピーク時カットなし 4,500FCFA/kVA
	中圧電力 産業用①	―	78	ピーク時カットあり
	中圧電力 産業用②	―	78	ピーク時カットなし 7,000FCFA/kVA

出典：JICA 調査団

この電気料金に加えて需要家は、電気の申し込み時に接続料として引込み線施設料 31,177～44,678FCFA、ブレーカ施設料 22,500FCFA～450,000FCFA（添付資料 5）を、また毎月、設置されたメーターの kVA に応じてメーター維持費（添付資料 4）を負担している。

3.1.7 電力セクターに関する財務状況

2013 年～2017 年の SBEE の売り上げおよび純利益を表 3-8 に、売り上げの年度別推移を図 3-3 に示す。SBEE の売上げは年平均 9.0%伸びており、安定的に成長している。また、純利益も 5 年連続確保されており、経営は安定している。また、政府から SBEE への補助金は無い。

表 3-8 SBEE の売り上げおよび純利益

年度	SBEE 売上 (M FCFA)	純利益 (M FCFA)	参考	
			売上（億円）	純利益（億円）
2013	88,959	1,825	169.0	3.5
2014	91,366	4,441	173.6	8.4
2015	90,403	2,361	171.8	4.5
2016	95,667	1,071	181.8	2.0
2017	104,959	1,735	199.4	3.3

出典：SBEE 資料を調査団が編集
為替レート：0.19 FCFA/円、2019 年 2 月 8 日の為替

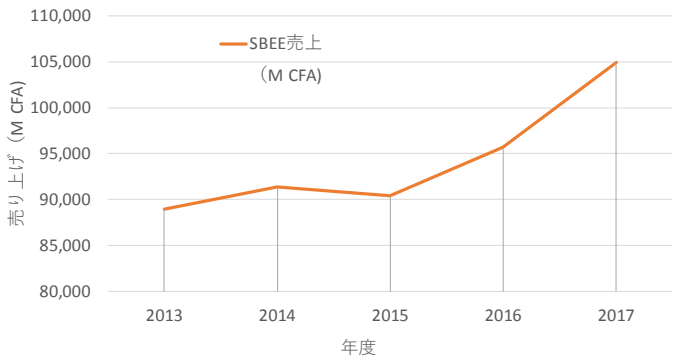


図 3-3 SBEE 売り上げの年度別推移

出典：SBEE 資料を調査団が編集

3.1.8 民間事業者（IPP 等）の参入状況

(1) 民間参入実績

ベナン電力セクターにおける発電分野（IPP 事業）での民間事業者の参入実績としては、現在建設中の MARIA-GLETA プロジェクト 1 件のみである。MARIA-GLETA プロジェクトはガス-重油併用型ガスエンジン火力発電所で、最終発電出力は 450MW を計画している西アフリカ地域での最高効率レベルの火力発電所となる予定である。MARIA-GLETA プロジェクトの位置図を図 3-4 に示す。

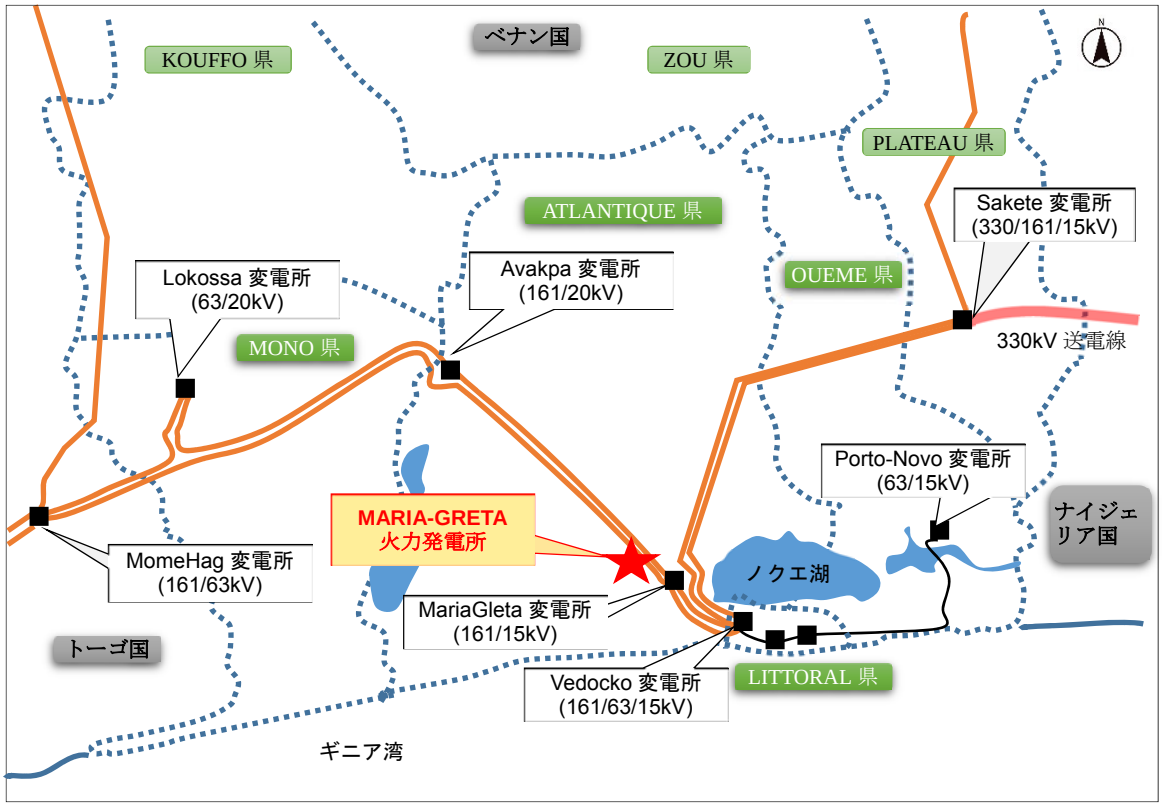


図 3-4 Mariagreta プロジェクトの位置図

出典：JICA 調査団

(2) MARIA-GLETA 火力発電所概要

現在は、フェーズ 1 として、総発電出力 120MW のガスエンジン火力発電所[8]が EPC 契約により建設が進められている。本事業は総事業費 EUR 125M の借款（ローン）プロジェクトで、本事業の実施機関（事業主）は SBEE、技術コンサルタントはコートジボワールの Groupe Defis & Strategies 社とスイスの ECG 社（The Energy Consulting Group）の JV、コントラクターはデンマークの BWSC 社（Burmeister & Wain Scandinavian Contractor A/S）とドイツの MAN 社（MAN DESEL & TURBO SE）のコンソーシアムが EPC 契約を締結し建設を進めている。

[8] 定格容量 18.9MW×7 基のガスエンジンを装備。ガス炊きの場合で最大出力 127MW。発電機からの出力電圧 15kV を変電所で 161kV に昇圧し、CEB の 161kV 送電線に連系する。

融資団はサウジアラビアのイスラム開発銀行（IsDB）がメジャーとなり、セネガルに拠点を置く ECOWAS 銀行 （EBID）、トーゴに拠点を置く西アフリカ開発銀行（BOAD）が続き、その融資比率はそれぞれ、78%、14%、8%である。詳細なストラクチャーは図 3-5 の通り。

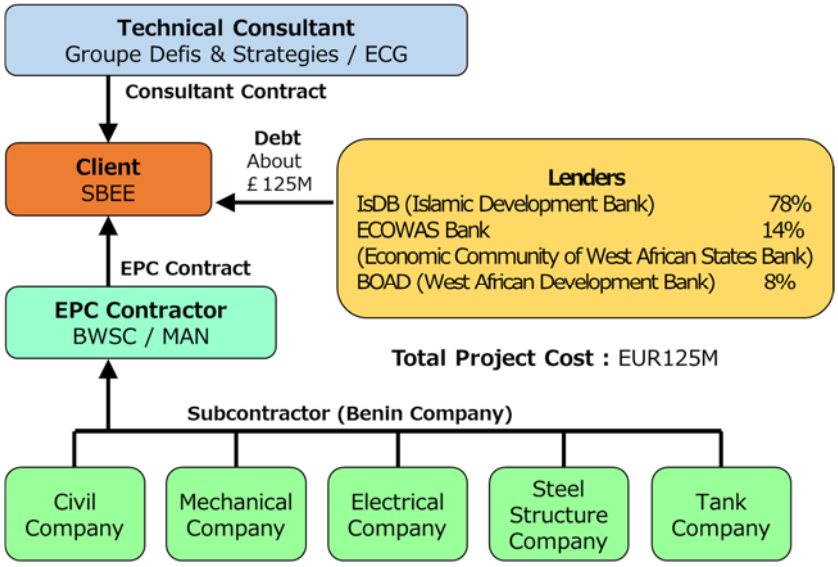


図 3-5 Mariagreta プロジェクト（フェーズ 1）のストラクチャー

出典：JICA 調査団

2019 年 2 月の時点で建設プロセスの 85%が完了し、2019 年 3 月中旬にも始動テストを開始する予定である。発電所竣工後、所有権は SBEE に移管（Transfer）される。

第 2 フェーズは、IPP 事業を想定しており、総発電出力 130MW（ベナン総電力需要の 30%）のガス-重油を使用するコンバインドサイクル式火力発電所事業の予定である。総事業費は EUR 150 M である。

スポンサーには、南アフリカ共和国に本社を置く EN Power、アフリカ開発基金（AIIM）、デンマークの IFU 社、さらにフェーズ 1 に引き続き BWSC 社の 4 社が参画する。出資割合は確認できなかった。コンサルタントは Ernst & Young 社、GOPA international Energy Consultant 社、Mayer Brown International 社である。融資は総事業費の 70%であり、レンダーは、IFC がリーダーとなりアフリカ開発銀行（AfDB）、南アフリカ銀行、デンマーク銀行が続く。

発電所の事業期間は 15 年間の BOT 契約であり、事業終了後には政府に譲渡される。また、SBEE と 15 年間の売電契約（PPA）を締結済であり、安定的な収益が見込まれる。

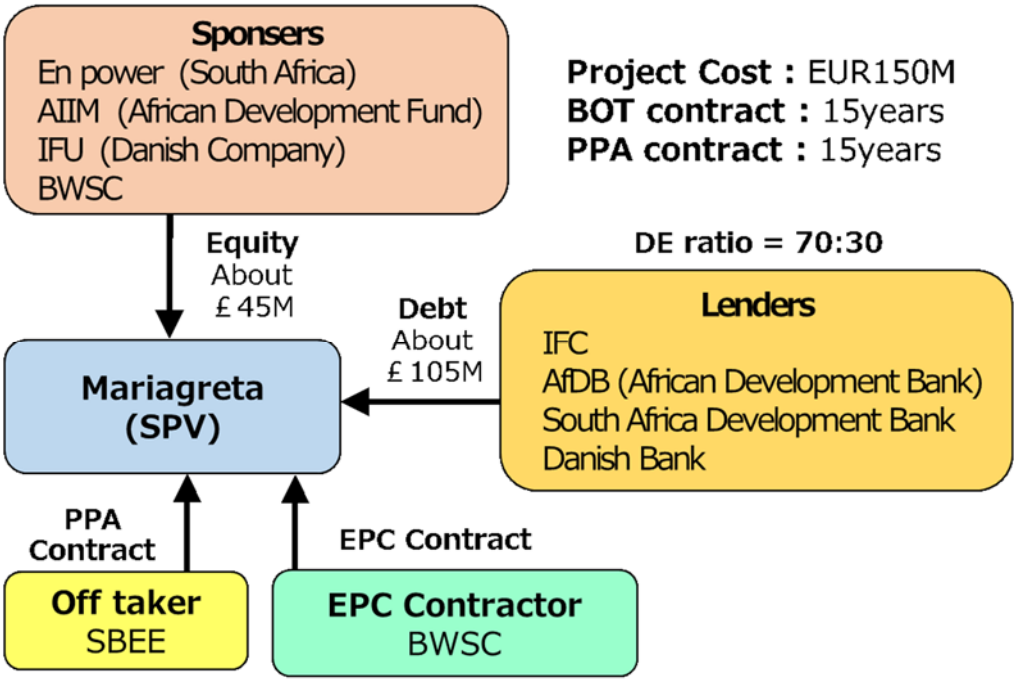


図 3-6 Mariagreta プロジェクト(フェーズ 2)のストラクチャー

出典：JICA 調査団

本案件は EIA の承認が下りており、2019 年夏に工事を開始する予定である。

3.1.9 固定価格買取制度（FIT）等再エネ投資促進策の導入状況

再エネ電力の導入促進策は、直接的支援策（量による対策：Renewable Obligation、価格による対策：Feed in Tarif、入札制度）と間接的支援策（補助金、税の減免、低利融資、グリーンマーケティング[9]）に分けられる。実際の政策遂行には、これらの組合せで行われる。望ましい政策手段の組合せは、当該技術の成熟段階や市場への浸透状況によって異なる。

(1) 日本での固定価格買取制度（FIT）の動向と評価

2012 年 7 月、日本政府は再生可能エネルギー（太陽光、風力、水力、バイオマス、地熱）の導入促進を目的に、固定価格買取制度（FIT）を導入した。この FIT 制度に基づき、発電コストが高い再生可能エネルギーの電力を、電力会社が固定価格で一定期間買い取る仕組みを導入することによって、発電事業者の投資改修の予見性を高め、その普及を後押しした。制度開始以来約 5 年で対象となる再エネの導入量が概ね 2.9 倍となった（図 3-7 参照）。

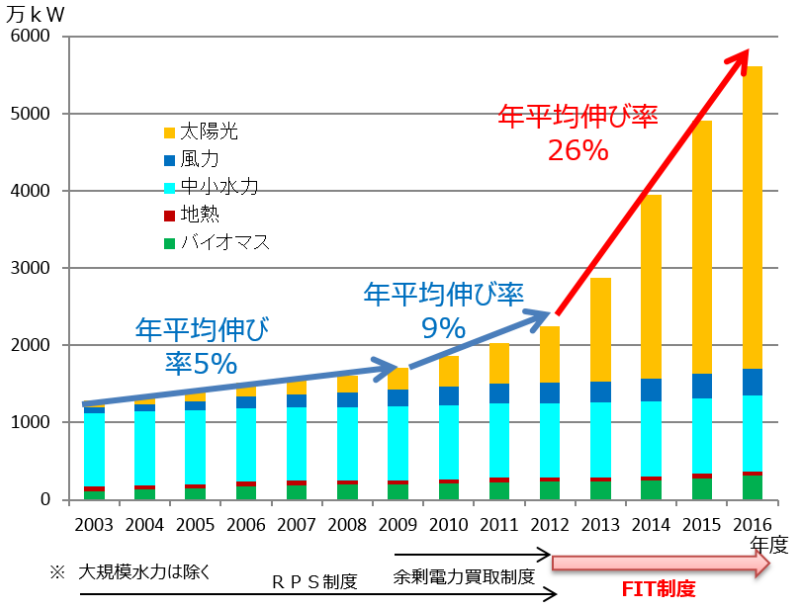


図 3-7 再生可能エネルギーの導入量の推移

出典：エネルギー白書 2018

他方で、再エネの導入拡大に伴い、国民負担の増大や事業用太陽光に偏った導入の拡大など、様々な課題が生じている。図 3-8 は、標準家庭で 1 ヶ月で消費する電力量 300kWh に対して、送配電事業者による買取費用と賦課金の合計金額を示したものである。これをみると買い取り費用と賦課金の合計はすでに電気料金の 1 割を超え、2 割に達する月も発生している。

さらに、図 3-9 は世界の事業用太陽光発電設備の発電コストの推移を示したものである。

[9] 再エネ電力を従来型の電力と差別化し消費者に購買を訴求するもの。

世界では発電価格の入札制度の導入等により、直近 10 年間で太陽光発電コストが大幅に低下しており、すでに平均的な案件の発電コストが 10 円/kWh 程度の水準となっている。特に着目されるのが、そのような昨今の太陽光発電設備による低発電コストに対して、FIT 単価が高位に推移している点である。日本政府は太陽光発電設備の競争力の強化の観点から、2017 年 4 月に改正 FIT 法を施行し、中長期的な価格目標の設定や入札制の導入により、コスト効率的な再エネの導入を促す仕組みを措置し、リードタイムが長く導入が進んでいない電源については、複数年度の買取価格を予め設定することとした。

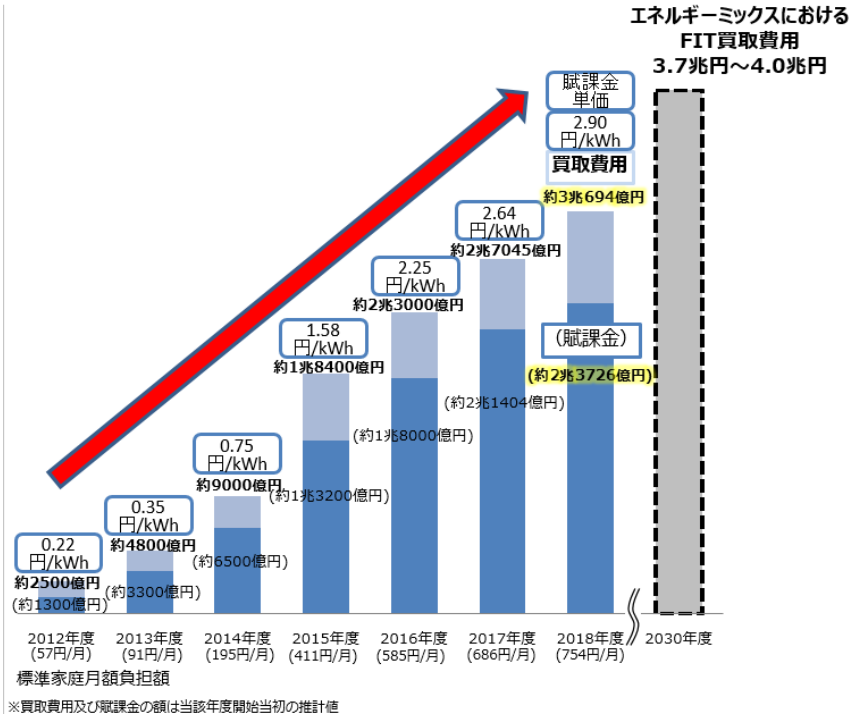


図 3-8　標準家庭月額負担額と FIT 買取費用の推移

出典：エネルギー白書 2018

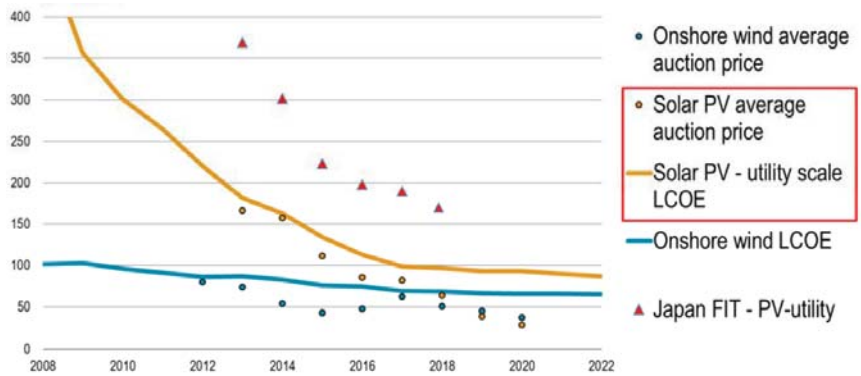


図 3-9　世界の事業用太陽光発電の発電コスト

出典：H31 エネ庁調達価格等算定委員会

さらに、広域融通などを通じた再エネの更なる導入拡大をねらいに買取義務者が送配電事業者となった。このように法改正だけでは十分に対応できなかった課題については、運用レベルの制度見直しがなされ、試行錯誤しながらの FIT 運用となっている。

以上のことから、FIT 制度は以下の課題への適切な取り組みが必要となる。

① 太陽光発電導入促進には大きな効果が期待できるが、国民負担が増加するため、社会コストや受容性、それに伴う政治的な舵取りが必要になる。

② 太陽光発電設備、発電単価の価格競争力の低下を招く。

③ 規制当局と電気事業者との綿密な連携による制度運用が必要である。

(2) ベナンでの再エネ導入促進策の現状と評価

本調査において、エネルギー省、大統領府分析局に FIT 等による再エネ導入促進策について聞き取りを行った結果、ベナンでは FIT 制度は採用されていないことが判明した。その理由としては(1)で示した 3 つの課題に対して、適切に対応できないか対応する必要がないことが確認された。

つまり、①については、同国は、国内の消費電力の 8 割～9 割をコートジボワール、ナイジェリアからの電力輸入に依存し、地方電化の拡大が急務である中、少しでも低廉な電力の調達が最優先される。また太陽光発電設備の導入コストを広く国民に負担してもらうことを国民に受容される土壌はまだないと想定される。また②については自国産業において、発電設備を生産していないため、普及拡大の後押しも必要性はない。最後の③については、国営電力会社である SBEE は、業務の機械化や、設備管理面において、従来の電気事業の実施において問題は顕在化していないが、制度の変更による柔軟な運用が必要となると、その実施は厳しいと判断する。

規制当局も以上の状況評価や先進国の導入事例について理解しており、FIT の導入は同国では不要であると判断している。この判断については妥当と考える。それよりも同国は太陽光発電のポテンシャルが高いこと、地政学的に WAPP の中心にあることから、将来は IPP 事業等の競争環境による電源開発が望ましいと判断する。それを軌道に乗せるためには、公明正大な事業環境、事業の枠組みが必要となるが、これについては今整備が進められているところであり、詳細については、3.4.6 に示す。

3.1.10 国際系統連系の現状及び将来計画

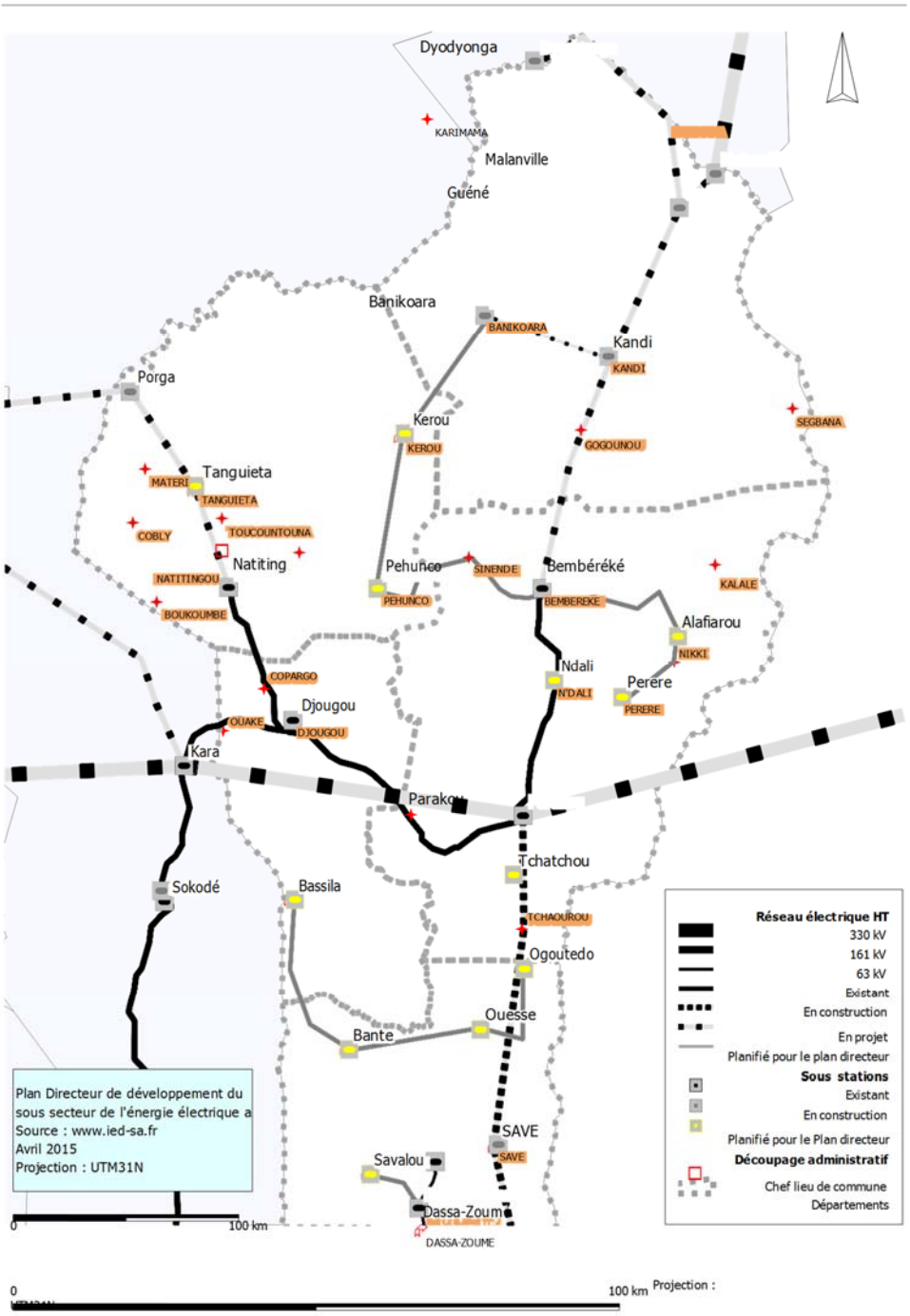


図 3-10 北部系統

出典：電力 M/P

北部系統では、現状は 161kV 送電線で西側のトーゴと連系されている。将来は 330kV 送電線で東側のナイジェリアならびに西側のトーゴと連系される計画である。

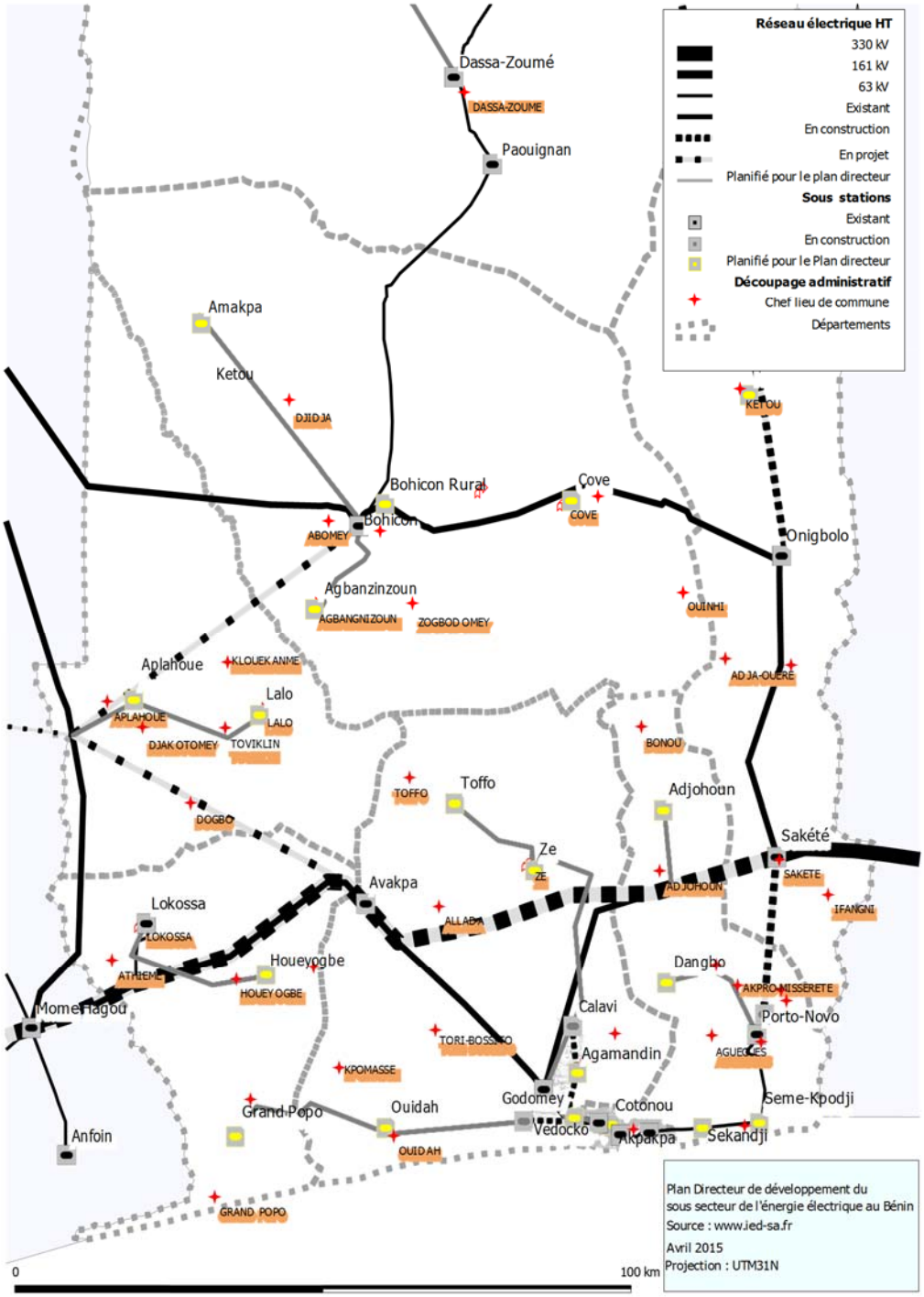


図 3-11 南部系統

出典：電力 M/P

南部系統では、現状は、330kV 送電線で東側のナイジェリアと連系され、161kV 送電線で西側のトーゴと連系されている。将来は、330kV 送電線でも西側のトーゴと連系される計画である。これらの連系線は、隣国からの電力の輸入に活用されるものである。

3.1.11 他ドナーの動向

ベナンでは表 3-9 の通り MCC、AFD、WB、ADF、EU 等のドナーが無償/有償支援等を行っている。

表 3-9 各国ドナーによる主な開発活動

プロジェクト名	スポンサー	内容	金額	期間
MCC: Benin Power Compact[10]	MCC (G)	- BOHICON、DJOUGOU、NATITINGOU、PARAKOU 太陽光発電 50MW の IPP 事業、 - PORTO-NOVO、PARAKOU、NATITINGOU における火力発電所のリハビリ - COTONOU、PORTO-NOVO、地方中核都市における配電網信頼度向上・ロス改善 - 地方農村におけるオフグリッド地域対策 - 電力政策の改善強化	US ＄375M	2017/6～2022
SBEE 準送電・配電システム改善および拡張プロジェクト（PRESREDI）他[11]	AfDB (G/L) AFD (L) ほか	ベナン南部（COTONOU、PORTO-NOVO、ABOMEY、LOKOSSA、SEME-KPODJI）の都市配電線を中心とした改善・拡張	US＄27M	2017/12～2020/12
ガーナ-トーゴ-ベナン連系線(330kV)構築[12]	ADF (L) ほか	ベナン西部(SQKETE)との国際連系線の構築(340km)	US ＄122M	2007
Energy Service Improvement Project[13]	WB (L)	- 商業的損失削減を目的とした SBEE パフォーマンス改善支援 - 送配電網強化による技術的損失の削減	US＄60M	2017/6～2023/12
Maria-Gleta 火力発電所建設[14]	IsDB (L), WADB (L), BIDC (L), AfDB (L)	480MW ガス・重油対応火力発電所の建設	US ＄192M	2015～
アボメイ-カラビ・コミューン及びアトランティック県 SBEE 送配電網再編・拡張計画 (PRERA)[15]	AFD (L), EU (G), EIB (L)	− ABOMEY−CALAVI コミューン及び ATLANTIQUE 県都市中心部の送配電網リハビリ・拡張を通じた、都市中心部及び周辺部のエネルギーアクセス向上 − ATLANTIQUE 県の地方エリアへの電力アクセス向上	EUR 58M	2015/01～ 2019/12

(L) : Loan, (G) : Grant

出典：JICA 調査団

[10] https://www.mcc.gov/where-we-work/program/benin-power-compact
[11] https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/Benin_-_SBEE_Sub-Transmission_and_Distribution_System_Restructuring_and_Extension_Project__PRESREDI_.pdf
[12] http://www.ecowapp.org/sites/default/files/volume_5.pdf
[13] http://projects.worldbank.org/P161015?lang=en
[14] https://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Environmental-and-Social-Assessments/Maria_Gleta_RAP_Summary.pdf
[15] https://www.afd.fr/fr/renforcement-du-reseau-de-distribution-electrique-au-benin

メインドナーである MCC、ADF、GIZ、AfDB による具体的な支援は以下の通りである。

(1) Millenium Challenge Corporation による支援

Millenium Challenge Corporation は 2002 年にメキシコ・モンテレーで開催された国連開発資金国際会議にて、アメリカ合衆国が打ち出した特別会計「MCA（Millennium Challenge Account）」を管理・運営するアメリカ合衆国政府機関（公社）である。アメリカ政府は 2015 年に、「ベナン国の持続的な経済成長を支える効率的で信頼度の高い電力の提供」をゴールに、MCC を通してベナン国電力セクターへ総投資額$403M の支援を実施する事を閣議決定し、そのプログラムを「Millennium Challenge Account Benin Ⅱ[16]」として実施している。総事業費のうち USD 375 M が MCC より、残り USD 28 M がベナン政府から拠出されている。具体的なプロジェクト内容は表 3-10 に示す通り 4 つの分野に分類される。

表 3-10 MCA が開発に取り組んでいる分野

	支援分野	支援内容	具体的活動
1	政策	電力セクターにおける制度設計支援及び関係機関の能力開発（Capacity Development）プロジェクト	・民間投資を促進する目的に IPP に関わる各種制度を見直しし、併せて、省庁・規制機関・電力公社の能力開発を実施。 (制度に関わる文書は 2019 年 3 月に完成予定)
2	発電	総容量 50MW の太陽光 IPP 発電所建設支援	・候補 4 地点の事業具体化、事業者入札実施
3	配電	配電網の近代化にむけた系統運用・指令センターの建設、及び配電ロスの改善 (Cotonou, Porto-Novo と周辺系統が対象)	・SBEE 所管の変電所(63kV 以下)に SCADA 導入 (CEB 所管の 161kV 以上の基幹系統には SCADA 導入済み)
4	オフグリッド	ミニグリッドやエネルギー効率化による地方未電化地域の電化	・各家庭の電化が中心で USD 32M を拠出。 (対象となる需要家数不明)

出典：JICA 調査団

以上の 4 プロジェクトのうち、太陽光 IPP の推進に関わるものは、「政策支援」と「発電支援」であり、「政策支援」により IPP 事業に関する法律、省令が整備され、その整備された IPP 事業フレームワークに則って「発電支援」により太陽光発電所建設が進められていく予定である。

(2) AFD による支援

2016 年 4 月の政権交代以降、新政府は電力セクターだけでは無く建設や空港等の民間投資促進に向けた枠組み作りやマスタープラン等の見直しを進めており、AFD もこれを受けて現在取り組んでいる各案件や各ドナーによる支援活動が活性化と想定している。太陽光 IPP については、AFD も良い案件があれば参画したいと前向きな姿勢であった。現在 AFD が進めているプロジェクトは以下の 4 つである。

DEFISSOL プロジェクトについては、ベナンで最初の大規模な協調融資（5,800 万ユーロ）であり、AFD、欧州連合および欧州投資銀行（EIB）と共に AFD は利率 1.12%の利率で 25

[16] 2006 年から開始した Benin I プログラムは用地、マーケット、金融市場へのアクセス等の社会開発が中心で、電力セクターの開発は含まれていない。

年間の融資を行っている。コントラクターは国際入札によって調達され、Presredi プロジェクトと Peder が現在入札手続きが始まったばかりである。
PRERA プロジェクトは、ソブリンローンで AFD（借款）、EIB（無償）、欧州開発銀行（借款）からの融資を受けている。

表 3-11 AFD が開発に取り組んでいる分野

	プロジェクト名	サイト	支援内容	備考
1	DEFISSOL	Sakete	25MW 太陽光 EPC	AFD(L), EU(G),2019 年建設開始
2	DEFISSOL	Cotonou	SCADA システムの近代化	SBEE 側
3	PRERA	Atlantica	63kV/15kV 変電所の建設	AFD(L), EU(G), EIB(L)
4	PRESREDI	Locossa	63kV/20kV 変電所の建設	AfDB(G/L),AFD(L)
5	PEDER	7 Departments、15 villages	配電線の建設（電線、変圧器）	EU(G), AFD(L)

(L) : Loan, (G) : Grant

(3) GIZ による支援

GIZ が進める支援としては、他ドナーのように太陽光発電所等の建設による電源開発を進める方法と違い、未電化地域において太陽光パネルとバッテリーを組み合わせた小規模発電キットの普及を促し、電化率を拡大させる計画を進めている。具体的な普及促進策としては、小規模発電キットを販売する企業に対して、販売した量に応じた報酬を払う事で小規模発電キットの販売を促進させる計画である。これ以外にも太陽光による農業用ポンプの設置も支援している。

(4) AfDB による支援

AfDB が進める支援としては、①送電・配電システム改善および拡張プロジェクト（PRESREDI）への出資、②MARIA-GLETA 火力発電所 IPP 事業（フェーズ 2）への融資、③地方電化プロジェクト（詳細不明）の三つのプロジェクトが進められている。

3.2 需要予測及び系統解析

3.2.1 対象地域における将来需要予測

対象地域の既設ならびに将来の送電設備を図 3-12 に示す。Littoral 県、Oueme 県、Mono 県、Atlantic 県の 4 県には、既設の 161kV 送電線に加えて、330kV 送電線（ガーナ・トーゴ・ベナン連系線構築プロジェクト : ADF ほか）が建設中であり、重要地域である、Cotonou や Porto Novo の需要増加や信頼度向上に対応した、系統増強がなされている。

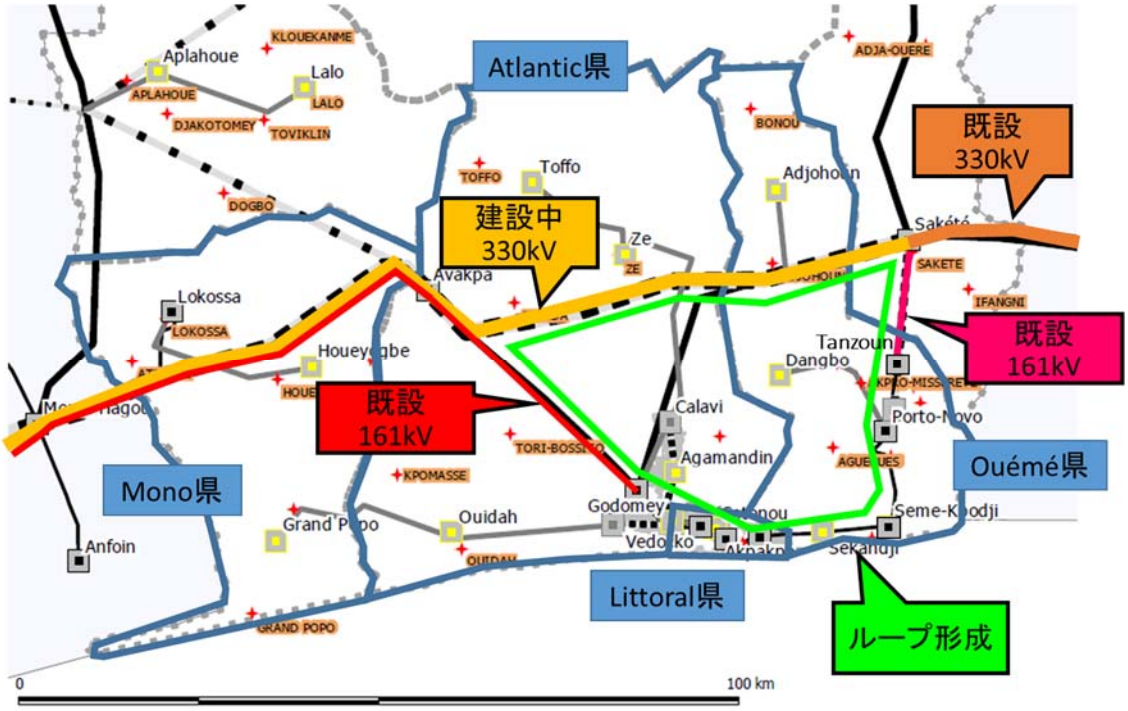


図 3-12 対象地域の既設ならびに将来の送電設備

出典：電力 M/P より編集

Cotonou 地域、Porto Novo 地域全体の一日当たりの需要の推移（日負荷曲線）を図 3-13 に示す。Cotonou 地域の需要については、Vedocko 変電所から供給されており、また、Porto Novo 地域の需要については、Tanzoun 変電所から供給されている。この日負荷曲線において、全体として、夜間ピークが見られ、Vedocko15kV ならびに Tanzoun63kV の需要についても、夜間ピークであるのに対して、Vedocko63kV の需要は昼間ピークを示している。これは、Vedocko63kV の需要は、Cotonou 市内の官公庁や商業の地域であり、昼間の需要が多いことが考えられるのに対して、Vedocko15kV ならびに Tanzoun63kV の需要は、郊外の住宅地域であり、夜間の需要が多いことが考えられる。

現在、Vedocko 変電所の 15kV 系統には、48MW の負荷があるのに対して、それに供給する Vedocko 変電所の 161/15ｋＶ変圧器の容量(74MVA)の利用率は、約 2/3 であるため、需要の着実な伸び[17]を考慮すると、その変圧器の過負荷が予想される。その対策として、Vedocko 変電

[17] 2015 年－2017 年の SBEE の販売電力量に相当する売上げの伸びは、7.8%であり、電力 M/P の標準ケースと同じレベルである。

所周辺に新変電所建設が必要となる。具体的には、Vedocko 変電所の西地域において、変電所用地が確保されており、また、その地点に 63kV 送電線が建設中であることより、Godomey 変電所（63kV 変電所）の新設を提案する。

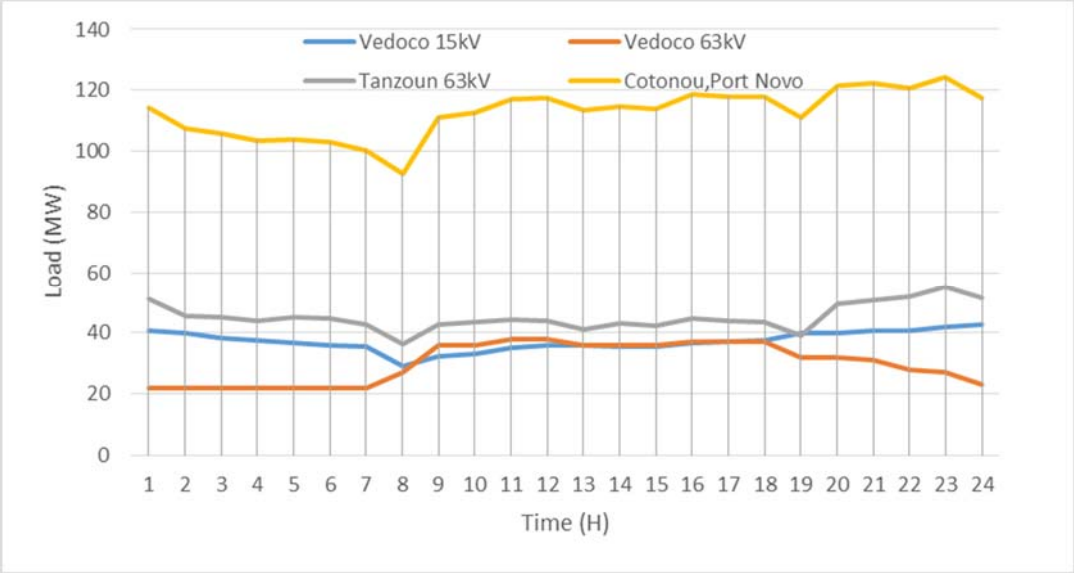


図 3-13 日負荷曲線（Cotonou、Porto Novo 地域　2019 年 2 月 1 日（金））

出典：CEB 資料を調査団が編集

また、Cotonou 地域から西北へ約 100ｋｍに位置する Allada 地域においては、新空港の建設や工業団地の建設が計画されており、将来の開発が予想される。その一方、この地域への供給は、長距離の 20kV 配電線で行われているため、電圧低下等の電力品質、信頼性の課題がある。その対策として、Allada 地域に新変電所建設が必要となる。具体的には、変電所用地が確保されており、既設の 161kV 送電線（Maria Gleta 変電所－Avakpa 変電所）の北側に位置する、Allada 変電所（161kV 変電所）の新設を提案する。

さらに、Porto Novo 地域から南へ約 30km に位置する、既設の Seme Kpodji 変電所（63kV）の周辺地域においては、工業団地が建設中であり、また、将来の大規模電源が計画されている。さらに、その地域は、繊維工業（日系企業）、鉄鋼業、ならびに政府が注力しているイノベーション国際都市（CIIS）といった重要な需要ポテンシャルを有している。それに対して、現状は、63kV 系統（1 回線）による供給であるため、将来の送電容量の不足と信頼性の課題がある。その対策として、Seme Podji 変電所の 161kV へのアップグレードが必要となる。具体的には、Seme Podji 変電所（63kV）の隣地に確保されている用地に、161kV 変電所を新設し、161kV 送電線（2 回線）を Seme Podji 変電所 － Tanzoun 変電所間に、Porto Novo 変電所経由で新設することを提案する。（これに伴い、既設の 63kV 送電線 Seme Podji 変電所 － Porto Novo 変電所は撤去する。）

この提案は、将来の Cotonou 地域、Porto Novo 地域の 161ｋV 系統のループ化の構想に貢献し、本地域の電力供給の信頼度向上につながる。

3.2.2 対象地域における系統解析（潮流計算、短絡容量安定度）

電力 M/P では、送変電設備のデータに基づき、系統解析が実施されている。その結果を下記に述べる。

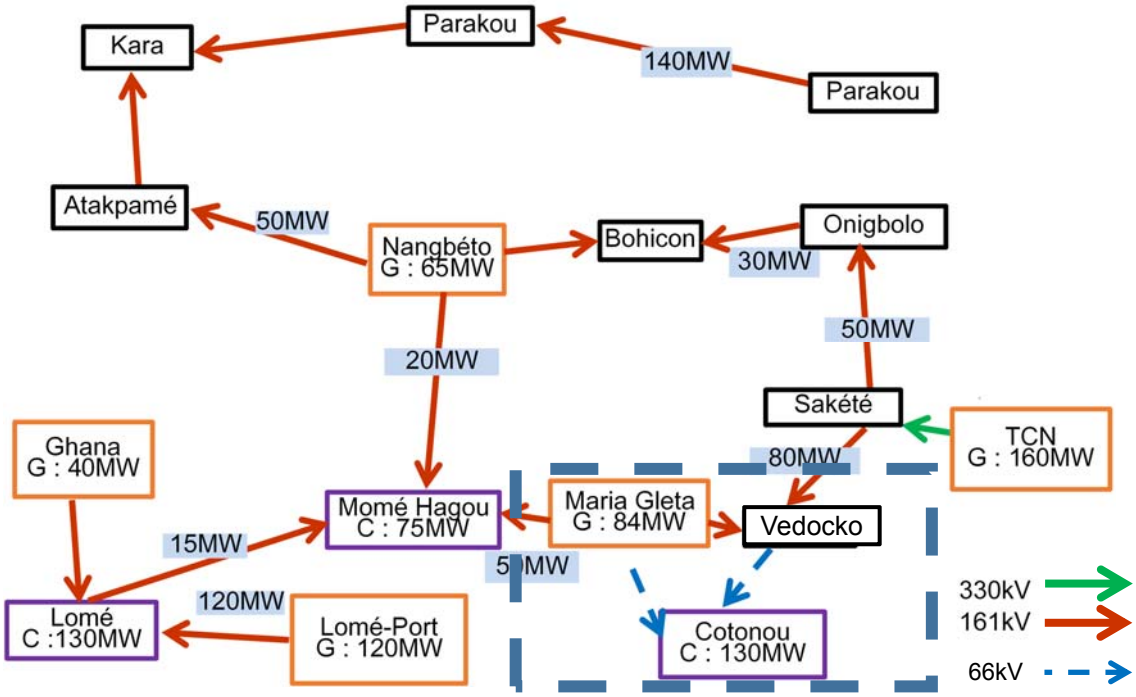


図 3-14 現状系統の潮流（2015 年）

出典：電力 M/P を編集

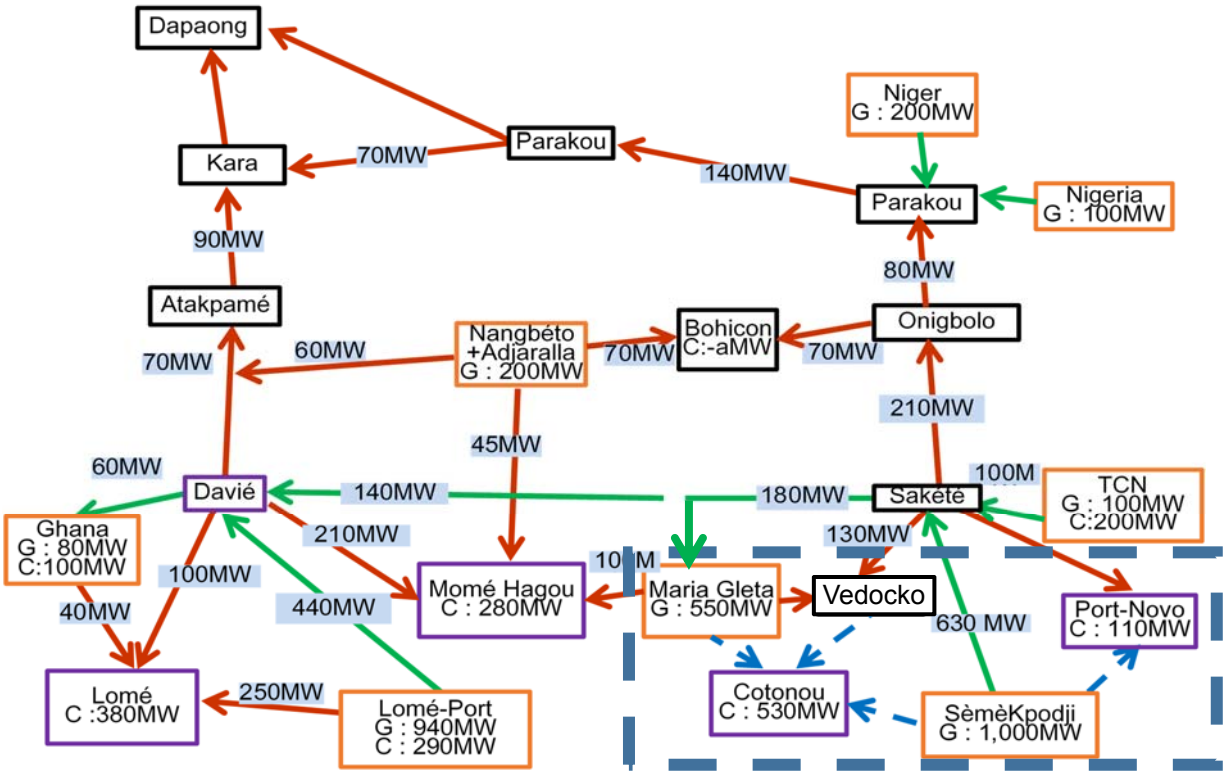


図 3-15 将来系統の潮流（2035 年）

出典：電力 M/P を編集

対象地域（破線部分）の系統解析結果（潮流計算、短絡電流計算ならびに安定度計算）をレビューした。基本的には、電力 M/P の検討結果を活用した。また、前節で述べた送変電設備の増強案については、63kVGodomey 変電所新設は、電力 M/P で計画されているのに対して、161kV Allada 変電所新設ならびに 161kV Seme Kpodji 変電所新設は、電力 M/P では 63kV で計画されているため、今回提案の増強案は、系統の信頼性をより向上させるものである。

（レビュー内容）
・潮流（MW）が設備（送電線または変圧器）の容量以内かどうか
・短絡電流（kA）がしゃ断器のしゃ断容量以内かどうか
・系統事故時に並列発電機が安定的に運転できるかどうか

（レビュー結果）
・潮流は、将来的に Cotonou 地域へ供給する既設 63kV 送電線の容量を超過することが予想される。この地域の 161kV 系統のループ化構想が推奨される。Vedocko 変電所の変圧器の容量超過については、前節で述べたとおりである。
・短絡電流は、系統規模から 40kA（330kV 系統）または 31.5kA（161kV 系統）以内であり、問題はない。
・安定度は、発電所と送電線の規模から、系統事故時でも、並列発電所は安定的に運転でき、問題はない。

図 3-16 安定度計算結果（系統事故後の周波数ならびに電圧の時間推移）

出典：電力 M/P

3.3 変電および配電網整備計画

3.3.1 既存設備のレビュー

(1) 変電設備

調査対象地域（ATLANTIQUE 県・LITTORAL 県・MONO 県・OUEME 県）は、161kV 変電所が 4 変電所、63kV 変電所が 5 変電所合計 9 つの変電所が存在する。調査対象地域の既設変電所一覧を表 3-12 に、送電線一覧を表 3-13 示す。また、既設送変電設備の位置図を図 3-17 に、各変電所の変圧器情報（製造年・製造会社名等）を添付資料 6 に示す。

表 3-12 調査対象地域の変電所一覧

No.	変電所名	電圧 (kV)	負荷[18] (MW)	場所	備考
1	Avakpa	161/20	11.16	ATLANTIQUE 県	
2	MariaGleta	161/15	21.24	ATLANTIQUE 県	
3	Vedocko	161/63/15	48	LITTORAL 県	
4	Akpakpa	63/15	37	LITTORAL 県	
5	Gbegamey	63/15		LITTORAL 県	
6	Lokossa	63/20	5.8	MONO 県	
7	Porto - Novo	63/15	55.5	OUEME 県	
8	Seme Kpodji	63/15		OUEME 県	
9	Tanzoun	161/63/15	-	OUEME 県	

出典：電力 M/P を編集

表 3-13 調査対象地域の送電線一覧

No.	送電線	導体サイズ	距離 (km)	電圧 (kV)	備考
1	Avakpa - MariaGleta	177mm²	38	161	
2	Avakpa - (MomeHag)	177mm²	54	161	
3	MariaGleta - (MomeHag)	177mm²	92	161	
4	MariaGleta - Vedocko (1)	253mm²	11	161	
5	MariaGleta - Vedocko (2)	177mm²	11	161	
6	Sakete161 - Vedocko (1)	253mm²	75	161	
7	Sakete161 - Vedocko (2)	253mm²	75	161	
8	Akpakpa - Gbegamey	185mm²	55	63	地中送電線
9	Akpakpa - Porto Novo	185mm²	33	63	Seme Kpodji 変電所経由
10	Gbegamey - Vedocko	185mm²	4.4	63	地中送電線
11	Lokossa - (MomeHag)	185mm²	29	63	
12	(Sakete) - Tanzoun (1)	-	-	161	
13	(Sakete) - Tanzoun (2)	-	-	161	
14	Tanzoun - Porto Novo(1)	-	7.5	63	地中送電線
15	Tanzoun - Porto Novo(2)	-	7.5	63	地中送電線

（カッコ内は調査対象地域外の変電所）
出典：電力 M/P を編集

[18] 2019 年 2 月 1 日（金）のピーク負荷　（CEB 運転記録より）。Lokossa 変電所のみ MP のデータ

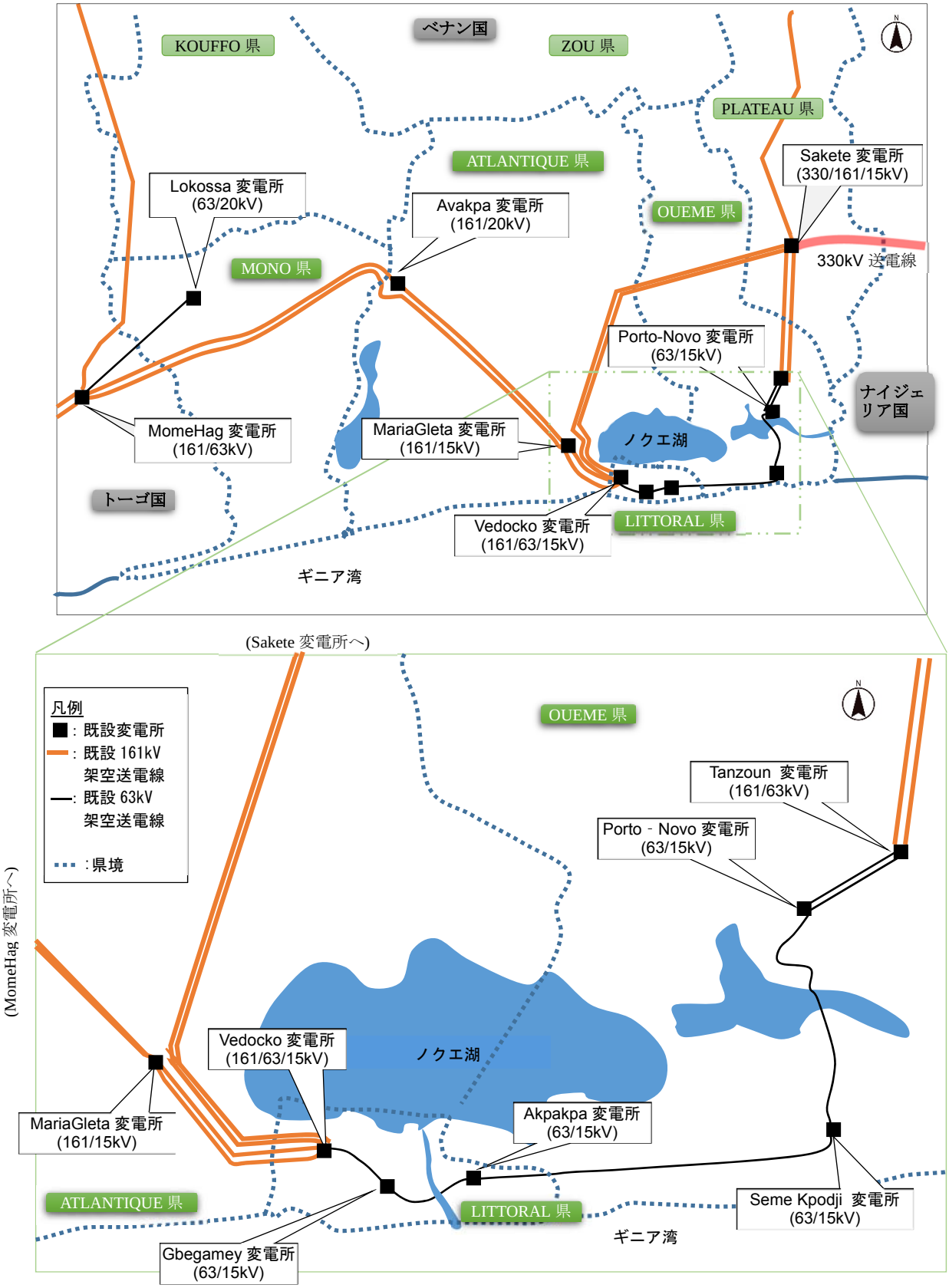


図 3-17 既設送変電設備の位置図(上：対象地域、下：拡大図)

＊Sakete 変電所および MomeHag 変電所は、本調査の対象地域外

出典：電力 M/P を編集

(2) 配電網

a. 配電設備概要

＜使用電圧区分ならびに周波数＞

ベナンの基準電圧ならびに周波数を表 3-14 に示す。

表 3-14 基準電圧及び周波数

基準電圧	400V±6%、230V±10%
周波数	50Hz

出典：JICA 調査団

SBEE 配電網は中圧の電圧階級として 15kV、20kV、33kV の 3 つの電圧で、低圧は柱上変圧器または配電所によって 400V に降圧され運用されている。中圧電圧はエリア別に分けて運用されており、一部例外はあるものの、主に Cotonou、Porto-Novo を中心とした都市部では 15kV、都市部近郊エリアは 20kV、ベナン北部 4 県は 33kV である。以下、各エリアの中圧使用電圧区分を表 3-15 に示す。

表 3-15 中圧配電電圧使用区分

中圧使用電圧区分	エリア
33kV	Alibori 県、Atakora 県、Borgou 県、Donga 県
20kV	Mono 県、Couffo 県、Atlantique 県、Collines 県、Zou 県
15kV	Littral 県、Oueme 県、Plateau 県

出典：JICA 調査団（一部例外エリア有り）

＜各配電設備＞

以下の表 3-16 に、主な各配電資機材の概要を示す。

表 3-16 主な各配電資機材の概要

配電資機材		
電線	中圧線	アルミ裸線 54.6mm^2, 75.5mm^2, 117mm^2, 148mm^2
	低圧線	ケーブル 6 線より線式 ・3×35＋1×54.6＋2×16mm^2 ・3×50＋1×54.6＋2×16mm^2 ・3×70＋1×54.6＋2×16mm^2 ・3×70＋1×70＋2×16mm^2 ・3×95＋1×54.6＋2×16mm^2 ・3×95＋1×70＋2×16mm^2

地中ケーブル	中圧線	50mm2, 150mm2, 240mm^2,
変圧器	33kV/400V	100kVA, 160kVA
	20kV・15kV /400V	100kVA,160kVA,250kVA,400kVA,630kVA,800kVA 1000kVA,1200kVA,1600kVA
	20kV/400V	50kVA,100kVA,160kVA,250kVA, 500kVA,630kVA
	15kV/400V	50kVA,100kVA,160kVA,250kVA,400kVA,630kVA, 800kVA
電柱	本柱（中圧線用）	四方型コンクリート柱
	本柱（低圧線用）	四方型コンクリート柱、円形鉄鋼柱、円形木柱
	引込柱	円形鉄鋼柱、円形木柱
電力量計		誘導型、プリペイド式型、スマートメーター型

出典：JICA 調査団

＜配電設備数＞

SBEE が保有する主な配電設備数を以下に示す。

表 3-17 SBEE の主な配電設備数

設備	数量
中圧配電線	7,627km
低圧配電線	6,761km
中圧/低圧 配電所（変圧器）	3,511 箇所

出典：JICA 調査団

＜配電線系統＞

系統構成の特徴として、Cotonou を中心とした Littoral 県については比較的、配電線長の亘長が短く、各配電線同士が連系、系統のループ化が図られており、地中送電箇所も存在する。また一方、その他エリアについては配電線の亘長が長く、系統間の連系、ループ化がなされていない配電線が大半であり、系統構成は脆弱である。

b. 電力品質・供給信頼度

〈送配電ロス〉

表 3-18 に至近 10 年の SBEE 配電ロスを示す。

表 3-18 SBEE 配電ロス

Year	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
（%）	16,97	16,82	22,31	20,09	21,76	21,7	21,27	23,84	23,18	23,87	23,09

出典：SBEE 提供データ

表 3-18 のとおり、2007 年から 2017 年で 5%以上の増加が確認でき、また至近 5 年にいたっては年々増加の一途をたどっていることがわかる。これは電力需要の増加に応じた設備構築をできていないことが原因の一つであるとみてとれる。2017 年の配電ロス 23.1%のうち、テクニカルロスが地域にもよるが 7.5%～9.5%程度、残る 10%以上がノンテクニカルロスである。テクニカルロスの原因は配電線、変圧器の過負荷、長亘長による電圧低下、負荷の不均衡であり、ノンテクニカルロスの主な原因は盗電である。
このような状況のもと、SBEE では添付資料 7 のとおり、配電ロス低減に向けた 2018 年～2020 年の 3 ヵ年戦略を掲げ、配電ロス低減に向けた SBEE 内のマネジメント、組織体制の強化、また対策の立案・実施に取り組んでいる。ノンテクニカルロス対策として、不法な電力の引込みや故障電力計量装置の調査、また電気料金未払い顧客の電力切断方法の見直し、法的な対応方法の検討等を進めるとともに、WB 支援のもと、産業用、電力使用量の多い顧客等に優先的な対象を絞り、誘導式電力計量装置からプリメイド式メーター、スマートメーターの新設・取替えを実施中である。一方テクニカルロス対策については、SBEE も上記原因を把握しているものの、具体的な改修箇所、改修方法、優先順位の基礎情報が不足している状態であり、SBEE は各エリアでの消費電力、また中圧/低圧の変圧器の利用率の把握を目的に、各配電線、変圧器に計測システムの導入を開始している。

＜供給信頼度＞

ベナンの 2017 年～2018 年の停電発生状況を表 3-19 に示す。

表 3-19 2017 年～2018 年の停電発生状況

	2017 年	2018 年
総停電時間(hour)	4194.7	3790.4
停電回数	782	1354
1 回あたりの平均停電時間(hour)	5.4	2.8

出典：SBEE 提供データを調査団にて編集

表 3-19 のとおり、単純比較はできないものの、日本の SAIDI が 10 分程度であることを考えると、供給信頼度は低いことがわかる。これには計画停電が含まれるものの、多くの

各フィーダがループ構成になっていない等、配電系統構成が脆弱であり停電時間が長期化していることが原因である。

また、SBEE は 2018 年の停電回数のうち約 4 割の配電線供給支障事故原因を特定しており、その大半が多岐にわたる配電設備の不具合によるものとなっている。図 3-18 に 2018 年の配電線供給支障事故の原因別の内訳を示す。

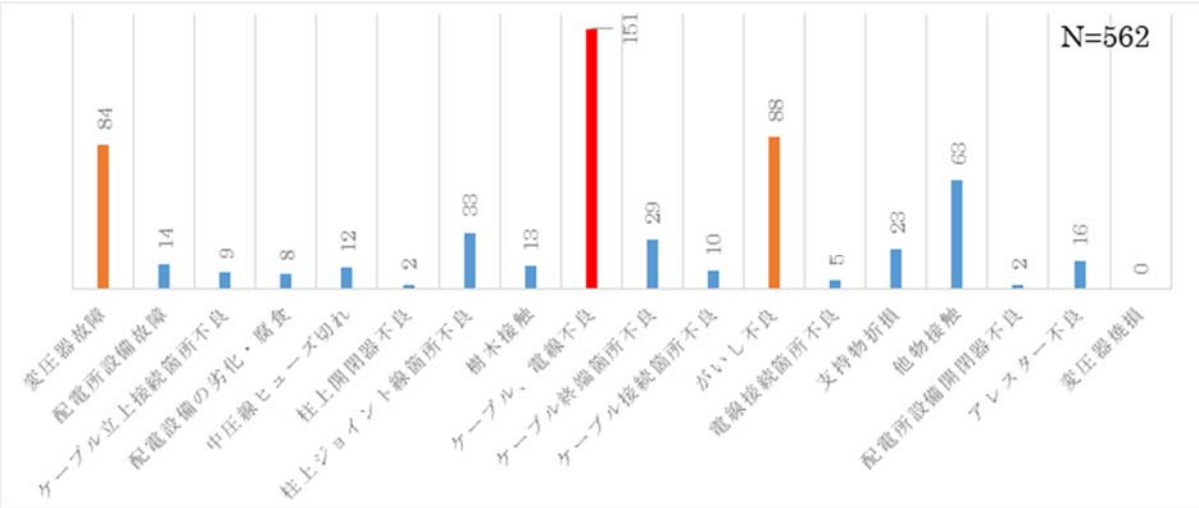


図 3-18 2018 年 配電線事故原因内訳（原因不明、分類なしを除く）

出典：SBEE 提供データを調査団にて編集

これより設備の老朽化や、施設環境による塩害等の腐食が原因の配電設備の不具合を起こしており、配電網全体のリハビリが必要であることがわかる。

また、以下に各エリア別の配電線供給支障事故発生内訳を示す。

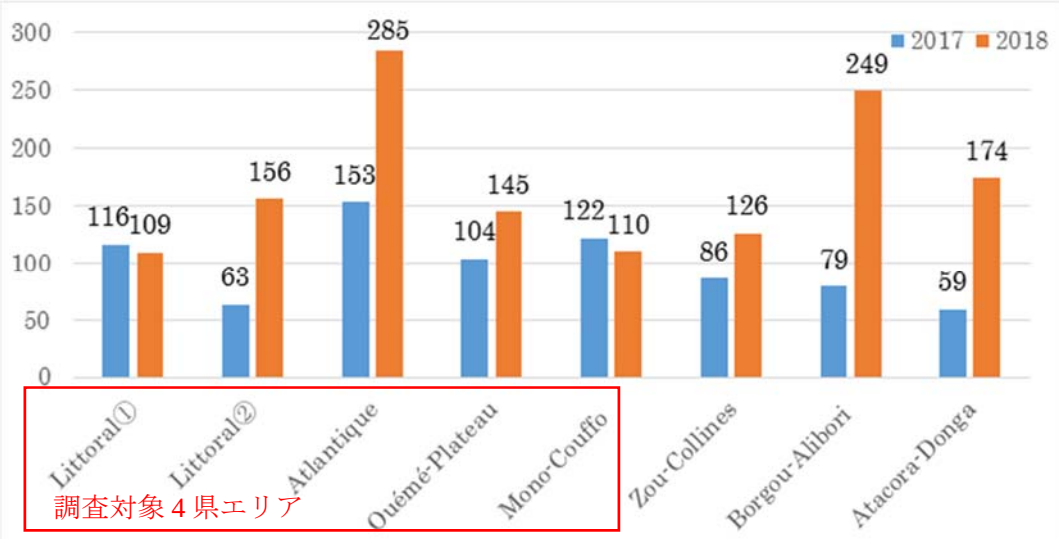


図 3-19 各エリア別の配電線供給支障事故発生内訳

出典：SBEE 提供データを調査団にて編集

各エリアで比較すると、Atlantique エリアでの発生回数が多い。また対象 4 県では Atlantique エリア Littoral エリアでの発生率が高い。これより、配電網のリハビリを行うにあたり、供給支障事故発生率の高いエリアを優先的に改修することが効率的であることがわかる。

c. 保守・メンテナンス

SBEE は添付資料 8 SBEE Manuel de Maintenance 2019 のとおり、ベナンを 8 つの地域に分割し、地域単位に管理部門を設け、巡視・点検・改修計画を策定し、四半期ごとに巡視・点検・改修を実施している。改修工事等の工事体制についても SBEE 自らが作業員を保有する他、ベナン内の民間企業への外注も可能な体制を確保している。また資機材の保管については、SBEE の配電資機材の中央倉庫である‘Vedocko 倉庫’‘Akpakpa 倉庫’で資機材を保管・管理しており、必要の都度、各サイトへ配給している。倉庫は 24 時間配給可能な体制を維持しており、配電線事故等の突発的な対応も可能である。

3.3.2 開発計画のレビュー

(1) 変電設備

調査対象地域の変電所開発計画一覧を表 3-20 に示す。また、送変電開発計画の位置図を図 3-20 に示す。

表 3-20 対象地域の変電所の開発計画一覧

No	変電所名	変圧器電圧および容量（MVA）									場所	備考
		161/63/20 kV	161/63/33 kV	63/20 kV	161/63 kV	161/20 kV	161/33kV	63/33kV	63/20 kV			
S1	CALAVI										ATLANTIQUE 県	建設中
S2	HOUEYOGBE								2x20		MONO 県	
S3	COME								2x20		MONO 県	詳細位置未確定
S4	AGOUE								2x20		MONO 県	
S5	OUEDO					2x50					ATLANTIQUE 県	
S6	ALLADA								2x20		ATLANTIQUE 県	土地確保
S7	ZE								2x20		ATLANTIQUE 県	
S8	GAKPE				2x100				2x50		ATLANTIQUE 県	
S9	OUIDAH								2x35		ATLANTIQUE 県	
S10	GODOMEY								2x35		ATLANTIQUE 県	土地確保
S11	FIDJROSSE								x		ATLANTIQUE 県	
S12	AVAKPA				1x20	1x20					ATLANTIQUE 県	
S13	SEME KPODJI2	X			3x100	2x50					QUEME 県	
S14	TOFFO								2x20		ATLANTIQUE 県	
S15	COCOCODJI								x		ATLANTIQUE 県	
S16	DANGBO								2x20		QUEME 県	

出典：Projet d’accès durable et sécurisé du Bénin à l’énergie électrique (PADSBEE 2019-2025), 2018 年 11 月,SBEE データを編集

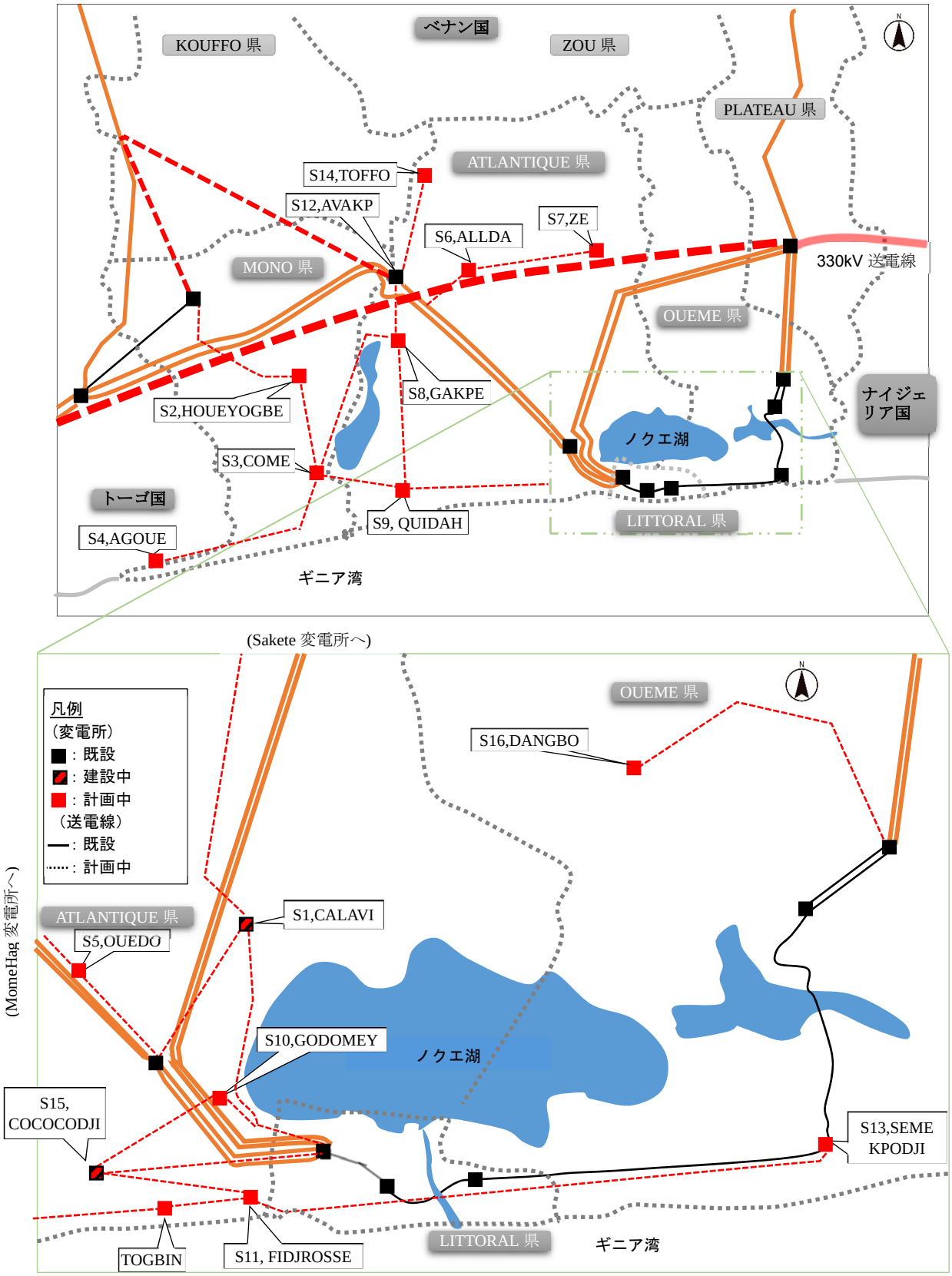


図 3-20 送変電開発計画の位置図(上：対象地域、下：拡大図)

出典：Projet d'accès durable et sécurisé du Bénin à l'énergie électrique (PADSBEE 2019-2025), 2018 年 11 月,SBEE データを編集

(2) 配電網

SBEE は 2019 年から 2025 年にかけての中期計画として「Projet d’accès durable et sécurisé du Bénin à l’énergie électrique」(以下、「PADSBEE 2019-2025」)を策定し、配電開発計画についてもこの計画に基づき実施されている。この計画は大きく 2 つの計画で構成されている。1 つ目はベナンの政府行動計画に沿った、2021 年に向けた新空港新設や新行政地区開発に伴う配電網の新設・増設計画であり、2 つ目はベナン内の各エリアに対する、配電網整備計画である。

PADSBEE 2019-2025 に基づき、SBEE からヒアリングした本調査対象である 4 県の開発計画は表 3-21 のとおりであり、具体的計画内容については添付資料 9 に記載する。

表 3-21 SBEE 配電開発計画（本調査対象 4 県）

内容		計画年
1. 政府行動計画に沿った配電網の新設・増設計画		
①	Glodjigbe 新空港建設に伴う中圧供給線路建設、周辺地域の電化	2021 年までに竣工
②	Ouedo 変電所新設に伴う Zoundja エリアへの中圧線の新設	2021 年までに竣工
③	Ouedo 南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備、周辺地域の電化	2021 年までに竣工
2. 各エリアの配電網整備計画		（以下、計画年は目安）
Littoral 県		
①	Cotonou 近郊の電力需要の増加、電化率向上のための Godomey 変電所新設計画に伴う地中中圧線の新設	2021 年頃
②	需要増加、塩害対策、道路改修工事に伴う Cotonou エリア内の架空 15kV 中圧線と低圧線の地中化	2022 年～2025 年頃
③	供給支障事故原因となっている配電所室内の空気絶縁型開閉ユニットの取替え（約 90 台）	できるだけ早急に
内容		計画年
2. 各エリアの配電網整備計画		（以下、計画年は目安）
Atlantique 県		
①	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のため、Allada - Massi 間の中圧配電線強化	できるだけ早急に
②	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のための Allada - Missenssinto 間の中圧配電線強化	2020 年～2021 年頃

③	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のための Allada - Tori 間中圧配電線強化と供給信頼度、系統運用性向上のための Pahou - Tori 間中圧配電線新設による系統ループ化	2020 年～2021 年頃
④	供給信頼度、系統運用性向上のための Ouidah – Tori 間中圧配電線張替・新設による系統ループ化	2020 年～2021 年頃
⑤	既設配電網のリハビリ、電化率向上を目的とした Ouidah エリア内の配電線強化と高密度化	2022 年～2023 年頃
⑥	電化率向上を目的とした Allada、Glo エリアの配電網高密度化	2023 年頃
Mono 県		
①	電圧降下対策のための Lokossa - Come - Segbohoue - Se 間 20kV 配電線強化と異変電所系統の接続による供給信頼度、系統運用性向上のための Segbohoue – Oudah 間配電線新設による系統強化	2022 年～2023 年頃
Oueme 県		
①	電化率向上を目的とした Tchonvi, Ekpo, Seme-Kpodji エリアの配電線高密度化	2024 年頃
各エリアの配電所改修		
①	ベナン内各エリアの需要増加に伴い臨時設置した技術基準違反の配電所設備の改修	できるだけ早急に

出典：SBEE 資料

＜開発計画のレビュー＞

上記の各計画は、主に‘電化率の向上’、‘配電ロスの低減’、‘供給信頼度の向上’の 3 つを目的としたものであり、その他として一部技術基準違反設備の改修が計画されている。また上記計画内容は大きく以下の 4 つの計画分類に整理することができる。

・配電基幹系統強化による供給信頼度・系統運用性の向上、配電ロス・電圧低下の改善
・設備改修による供給信頼度の向上
・各エリアにおける電化率向上に向けた配電網構築
・技術基準違反設備の改修

3.3.3 変電および配電網整備計画に係る課題分析

(1) 変電設備

3.2 需要予測及び系統解析、3.3.2 開発計画レビューならびに SBEE とのインタビューの結果に基づき、需要増加と信頼度向上の観点から課題分析を行う。

（需要増加）
対象地域の変電所の負荷状況は、現状系統（図 3-21）の重要拠点である Vedocko 変電所の 15kV 負荷が最も重く（48MW）、また、変圧器利用率も高い（約 2/3）ため、至近年に変圧器容量を超過することが予想される。また、インタビュー結果も、Cotonou 地域の順調な発展に伴い、当該変電所が今後供給力不足になることを最も懸念している。
これらから、需要増加に関して、Vedocko 変電所の供給力不足が最重要課題である。

（信頼度向上）
Cotonou の郊外地域として、今後最も発展が期待されている２つの地域の課題を以下に述べる

－ Allada 地域
Cotonou 中心部から西北約 100km に位置する Allada 地域は、今後、新空港や工業団地の計画があり、これらの需要への供給力が将来的に不足する。一方、現在の本地域周辺には Avakpa 変電所から 20kV 配電線で供給されているものの、その距離が長いため、当該変電所からの電圧降下が大きく、需要家の電力品質に問題がある。

－ Seme Kpodji 変電所周辺地域
Cotonou 中心部から東約 30km に位置する Seme Kpodji 変電所の周辺地域は、今後、繊維工業（日系企業）、鉄鋼業、イノベーション国際都市（CIIS）の計画があり、これらの需要への供給力が将来的に不足する。また、当該地域には、大規模電源の計画があり、この電源からグリッドへ供給するための送電線は現在 63kV 送電線であるため、送電容量が将来的に不足する。
一方、今後発展が予想される Cotonou、Porto Novo 地域の需要には、現在 63kV 送電線により、Seme Kpodji 変電所および Vedocko 変電所から供給されているため、将来的には供給力が不足する。

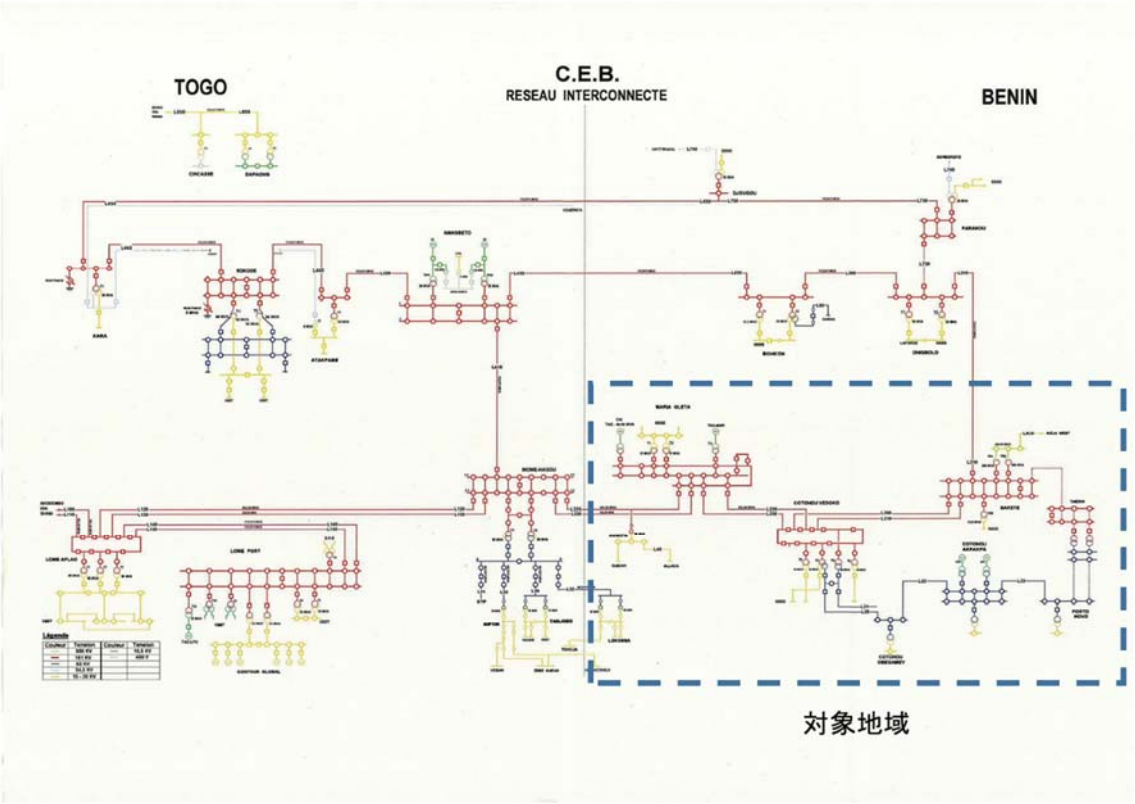


図 3-21 ベナン国－トーゴ国の現状系統

出典：CEB 資料

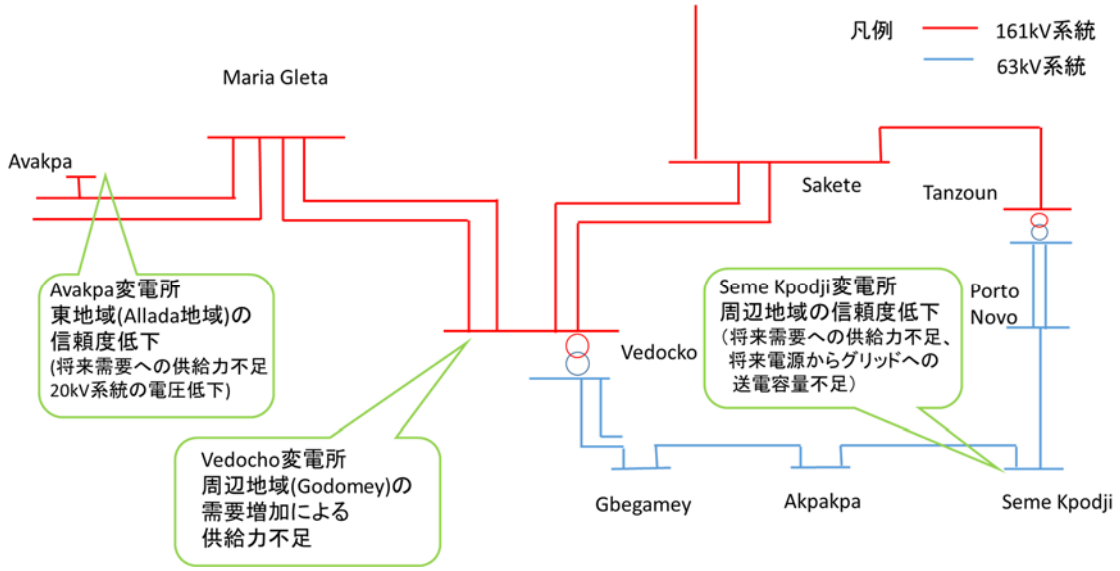


図 3-22 対象地域における送変電設備の現状と課題

出典：JICA 調査団

以上の注目すべき 3 地域の課題(図 3-22)に対する対策として、以下の送変電設備の増強案を提案する（図 3-23）。

１.Vedocko 変電所周辺地域の需要増加対策

Vedocko 変電所の西側に位置する、Godomey に 63kV 変電所を新設し、63/15kV 変圧器を設置することにより、供給力不足が解消できる。また、日負荷曲線の分析でも述べたとおり、Vedocko 変電所 15kV 負荷は、主に住宅負荷であり、住宅の多い Godomey に供給拠点を置くことが効果的である。なお、当該地には変電所用地が確保されているとともに、受電用の 63kV 送電線は別プロジェクト（AFD）で建設中である。

2.Allda 地域の信頼度向上対策

Allada に 161kV 変電所を新設（受電用 161kV 送電線新設を含む）し、161/20kV 変圧器を新設することにより、20kV 系統の新たな供給地点ができる。そのため、配電線の長距離化による電圧降下といった、需要家の電力品質の問題が解消できる。また、新空港や工業団地といった、将来の需要ポテンシャルに対応した供給力が確保できる。なお、当該地には変電所用地が確保されている。

3.Seme Kpodji 変電所周辺地域の信頼度向上対策

既設の 63kV Seme Kpodji 変電所の隣接空地に 161kV 変電所新設するとともに、Tanzoun 変電所から当該変電所まで 161kV 送電線を新設（既設の Porto Novo から当該変電所までの 63kV 送電線は撤去し、161kV 送電線に建替える）することにより、繊維工業、鉄鋼業、イノベーション国際都市といった、将来の需要ポテンシャルに対応した供給力が確保できる。また、本地域に将来計画されている電源をグリッドに供給するための送電容量が確保できる。さらに、Cotonou、Porto Novo 地域への、将来的な供給力が確保できるとともに、当該地域の供給信頼度を向上させる 161kV 系統のループ化構想に貢献できる。

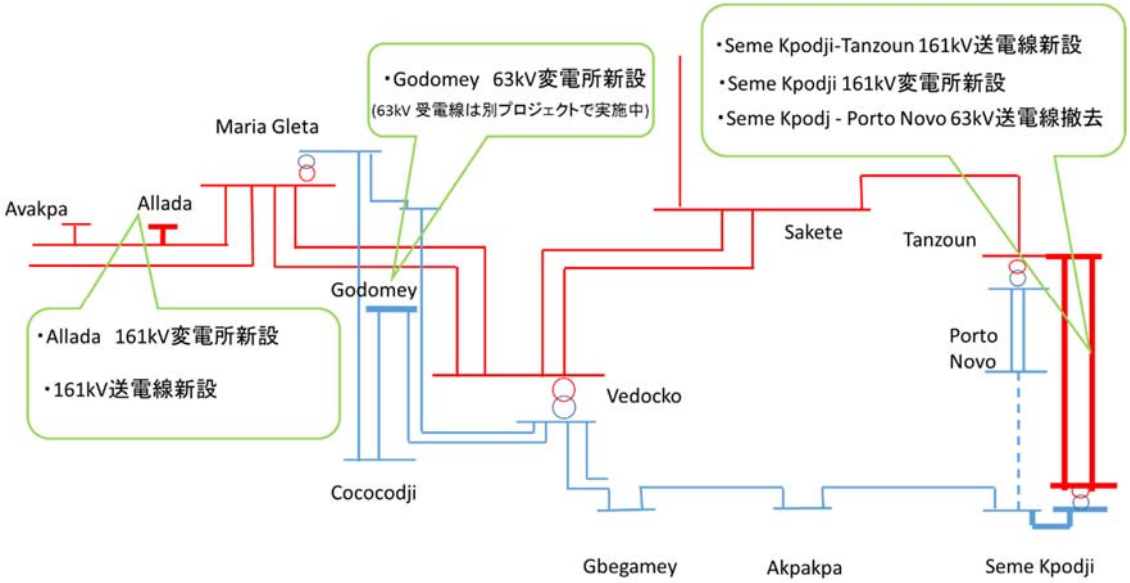


図 3-23 対象地域における送変電設備の増強案

出典：JICA 調査団

表 3-22 対象地域の送変電設備の課題と対策（まとめ）

地域	課題	対策
Vedcko 変電所 周辺地域	・需要増加に伴う、Vedocko 変電所の 161/15kV 変圧器の容量超過	需要増加対策として、 ・Godomey 63kV 変電所新設 を実施する。
Allada 地域	・新空港や工業団地の将来需要への供給力不足 ・Avapka 変電所の 20kV 配電系統の長距離化に伴う電圧降下による電力品質問題	信頼度向上対策として、 ・Allada 161kV 変電所新設 ・上記受電用 161kV 送電線新設 を実施する。
Seme Kpodji 変電所周辺地域	・繊維工業（日系企業）、鉄鋼業、イノベーション国際都市（CIIS）の将来需要への供給力不足 ・本地域で計画されている将来電源からグリッドへの送電容量不足	信頼度向上対策として、 ・Seme Kpodji～Tanzoun 161kV 送電線新設 ・Seme Kpodji 161kV 変電所新設 ・Seme Kpodji～Porto Novo 63kV 送電線撤去 を実施して、161kV 系統を強化する。また、将来の 161kV 系統のループ化構想に貢献する。

出典：JICA 調査団

（送変電設備の増強案の今後の課題）

今回提案した、161kVAllada 変電所新設は、ベナン国－トーゴ国の 161kV 連系線に接続するため、建設にあっては、工事中の停電計画を含めて、CEB との協議が必要である。また、その接続箇所については、T 分岐案や 161kV Avakpa 変電所に接続する案を含めて、CEB と協議しながら、検討する必要がある。

(2) 配電網

3.3.2 のレビュー結果を踏まえ、3 つの観点から課題分析をする。

＜電化率の向上＞

SBEE は以下のとおりの、電化率向上を目的に開発計画を検討している。

表 3-23 2025 年断面での SBEE 電化率目標

	2017 年	2025 年
ベナン国全体	32.8%	70%
都市部	59.3%	90%
農村部	8.3%	50%

出典：PADSBEE 2019-2025

上記の目標に向け配電網を整備するにあたり、課題は以下のとおりである。

- 各エリアの電化率の向上は、電力需要の増加に直結するため、上位系統、変電所等の上位系統計画と協調した配電網整備が必要
- 各エリアの電化率向上を目的とした配電網整備は、エリア開発計画の進捗や、それに伴う電力需要動向に大きく左右されるため、最新の情報を反映し適宜、配電網整備計画の見直しが必要

＜配電ロスの低減＞

3.3.1 に記載のとおり、テクニカルロスの原因は配電線、変圧器の過負荷、長亘長による電圧低下、負荷の不均衡であり、ノンテクニカルロスの主な原因は盗電である。ノンテクニカルロスについては、電力計量装置のプリメイド式メーター、スマートメーターの導入が有効であり、他ドナー支援のもと対策を実施中である。一方、テクニカルロスについては、具体的な対策を立案するにあたり改修箇所、改修方法、優先順位の基礎情報が不足している状態である。よって現状、電化率向上、また供給信頼度の向上を目的とした配電網整備計画等に合わせて、適宜以下の対策を検討し、盛り込む必要がある。

- 長亘長の配電線の基幹系統太線化による電圧低下対策
- 上位系統、変電所等の上位系統計画と協調した配電線増設による既設配電線の負荷分割

＜供給信頼度の向上＞

3.3.1 に記載のとおり、停電発生原因については設備の老朽化、停電時間の長期化については、配電系統構成の脆弱さが原因である。よって供給信頼度の向上を目的とした配電網整備をするにあたり、課題は以下のとおりである。

- 停電時の健全エリアの早期送電のため、他配電線からの送電が可能な系統構成の構築
- 老朽化設備のリハビリ
- 塩害、樹木対策等、施設環境に合わせた設備構築

3.4 太陽光 IPP

3.4.1 ベナン国電力セクター 民間参入 実績 及びストラクチャーのレビュー

(1) ベナン国での太陽光の動向

ベナンの農業産業は GDP の約 25%を占めると共に国の雇用の約半分を占めるなど農村部の発展は重要であるが、電化が進まず大きな制約を受けているのが現状である。

このような背景から電化率向上のため、電力 M/P において電源の新設、電力系統の拡大計画の必要性が記載されている。一方で他の解決策として注目されているのが再生可能エネルギーである太陽光発電を中心とした、分散型電源の活用である。
具体的には、

① 需要増加にともなう新たな電源として電力系統に連系する太陽光発電の活用

② 農村部地域を面的に電化するため小規模グリッドの構築や太陽光発電で供給するマイクログリッドの活用

③ 農村部の各需要家に設置し点的に電化するための太陽光発電システム＋バッテリーの SHS(Solar Home System)等の活用

の 3 つのコンセプトでの活用が期待されている。

特に①の系統連系型太陽光は、太陽光発電の出力変動、需給調整等系統安定化対策などの技術的課題の克服の他、技術基準の整備等、導入拡大に向けた規制や参入促進施策の整備も必要となる。

(2) 太陽光のポテンシャル（MCA による調査）

MCA が 2015 年に実施した調査では、フェーズ 1 として、表 3-24 のように合計 82MW の大型太陽光発電所のポテンシャル有りとしている。さらに、MCA において収益性、系統解析の分析やドナー間調整を実施した結果、2MW の Bembereke サイトはフェーズ 1 での支援対象外となった。また、35MW の Onigbolo サイトは他ドナーによる開発支援がなされることとなった。さらに検討結果、Natitingou サイトは 5MW の増量が可能となった。

最新の MCA の情報によると、太陽光 IPP の入札は 15MW の Bohicon と 15MW Paraku を１ロットとし、また 10MW の Djougou と 10MW の Natitingou を１ロットとして入札にかけることを検討している。

表 3-24 ベナン国の大型太陽光発電計画

地点名	設備容量 [MW]	調査結果 （MCA 実施）	備考
Onigbolo	35	—	EU,AFD で開発 (DEFFISOL Project)
Bohicon	15	15	Lot1
Parakou	15	15	Lot1
Djougou	10	10	Lot2
Bembereke	2	—	
Natitingou	5	10	Lot2
合計	82	50	

出典：JICA 調査団

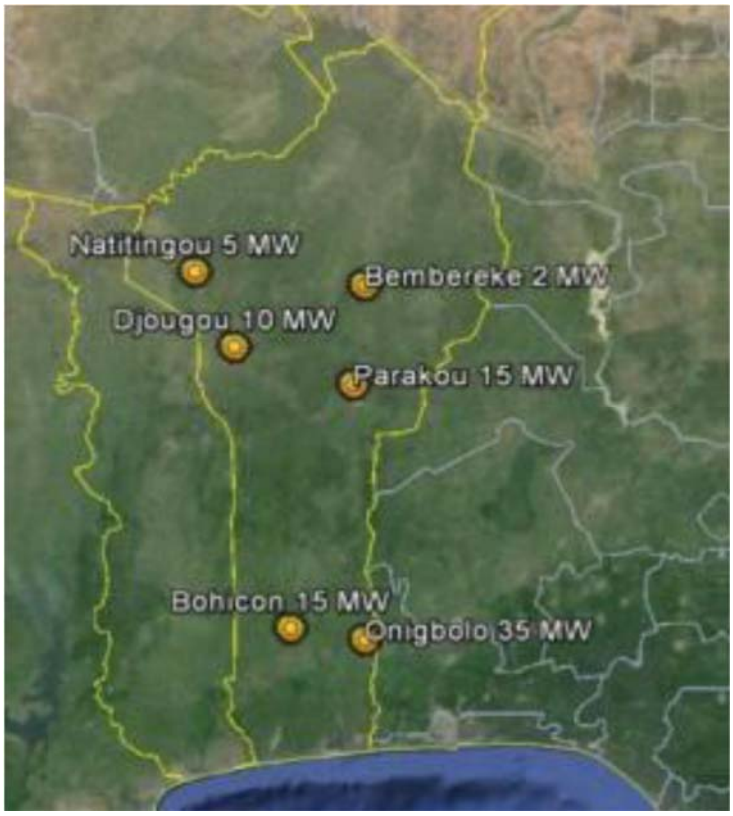


図 3-24 ベナン国の大型太陽光発電計画

出典：Millennium Challenge Corporation:Benin Power Compact

ベナンの太陽光日射量データを図 3-25 に示す。これらのデータより年間発電可能電力量は各地域で以下の表のようになり、年間合計発電電力量は 120.1GWh となり、ベナンの発電電力量のおよそ 14%（対 2014 年実績）に相当する。

地点名	設備容量 [MW]	年間発電電力量 [MWh/year]
Onigbolo	35	46,000
Bohicon	15	20,800
Parakou	15	21,900
Djougou	10	15,300
Natitingou	10	16,100
合計	85	120,100

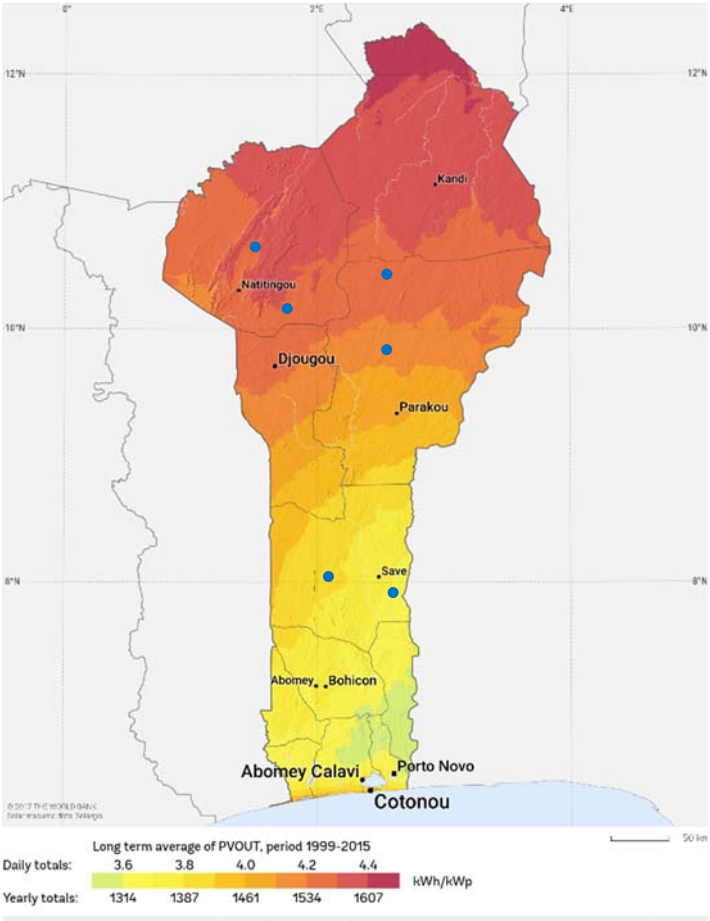


図 3-25 太陽光日射量データ

出典：World Bank ESMAP

(3) 太陽光 IPP への民間企業の参入状況

太陽光関連については、現在 2 件の IPP プロジェクト(Innovent, Greenheart)と 1 件の EPC プロジェクト(MARIA-GLETA フェーズ 1)が進行中であり、EPC プロジェクトについては、3 年以内の完工を目指し建設が進められている。MARIA-GLETA フェーズ 1 は、フランス政府からの融資を受けたプロジェクトである。

表 3-25 ベナン国電力セクターにおける民間参入実績

プロジェクト名	容量	内容	開発会社	備考
Innovent	5MW	太陽光 IPP	Innovent (仏)	開発地は Djougou。政府による IPP の枠組見直しに伴い手続き停止と PPA の見直し協議中。既に 1.25MW 分が完工済み
Greeheart	10MW	太陽光 IPP	Greeheart (英)	開発地は Benbereque か Kandi のどちらか。 政府による IPP の枠組見直しに伴い手続き停止と PPA の見直し協議中

出典：JICA 調査団

表 3-26 開発が進められている太陽光 IPP プロジェクト

プロジェクト名	容量	発電種別	開発会社	備考
Innovent	5 MW	太陽光	Innovent (仏)	政府による IPP の枠組見直しに伴い手続き停止と PPA の見直し協議中
Greeheart	10 MW	太陽光	Greenheart (英)	政府による IPP の枠組見直しに伴い手続き停止と PPA の見直し協議中
Bohicon	15 MW	太陽光	MCA (米)	MCA 主導により 2019 年 4 月にも開発者を決める入札手続き開始
Djougou	10 MW			
Parakou	15 MW			
Natitingou	10 MW			

出典：JICA 調査団

日系企業の動向は、例えば、隣国のコートジボワールで、2016 年頃仏企業と協業で 350MW 規模の太陽光 IPP 案件を JICA・IFC の Master Cooperation Agreement に基づくローンアレンジを念頭に検討した事例等があるが、実現には至っていない。

3.4.2 電力売電契約（PPA）

(1) PPA の概要

PPA の締結は、IPP 事業者との間で長期間に渡り電力の売買契約を締結するもので、IPP の事業採算性を高めるに当たり非常に重要な契約である。しかし、契約の締結には政府、オフテイカーである電力会社、系統運用者、投資家、国際的なレンダー及び現地のレンダーなど幅広い利害関係者との協議が必要となり、ビジネスにおける協議経験の少ないアフリカ諸国においては非常にハードルが高い契約である。また、契約期間も長期に亘るため、互いに不利益が生じないよう慎重な協議が求められる。

(2) PPA の整備に向けた活動

AfDB が主催する「アフリカ法的支援ファシリティ(African Legal Support Facility: ALSF)」では、一方的な契約によるアフリカ諸国の不利益を防止するため、複雑な商用取引の交渉に関する法的助言や技術支援を行うことを目的に活動している。その活動の一環として、ALSF ではベナン政府の電力セクターにおける公共調達や PPA 雛形作成の支援を行っている。
ALSF では、アメリカ合衆国商務省が進める商法開発プログラム（CLDP）とパートナーシップを締結し、2014 年から「PPA プロジェクト」の開発を進めている。具体的には、パブリッ

クとプライベートのエキスパート（世界銀行、アフリカ開発銀行、アフリカファイナンスコーポレーション、米国・アフリカ・欧州・アジアにおけるリーディングローファーム、海外民間投資公社、ナイジェリア電力系企業、タンザニア電力系会社等）が、PPA における主なリスクの特定と、それらのリスクをデベロッパー、銀行、政府間に割り当てる最善の手法について検討を行った。このプロジェクトでは、PPA の標準を作成するのでは無く、各契約条項の詳細を説明した“Understanding Power Purchase Agreements”と呼ばれるハンドブックを作成している。ベナン政府は、ベナン国内への投資を検討する企業が増えた事を受け、このハンドブックを政府関係者に配布し PPA の推進に向けて取り組んでいる。
パワーアフリカが進める、上述のハンドブックと ALSF の 2 つの法務ツールについては、ベナン政府に対する非常に大きなインパクトを与え、ベナン政府と MCC との間で締結された $375M に及ぶ電力セクターに係わる契約に大きく貢献している。2016 年には、ベナン政府は国際的なローファームである Alley & Overy と現地ローファームである Baba Body & Sambaou を法務アドバイザーとして雇用し、120MW のガス火力プロジェクト加え 5MW と 10MW の太陽光発電プロジェクトの計 3 件の PPA の契約を締結している。PPA については、間も無く新たに見直された PPA の枠組みが認可される予定である。

パワーアフリカは引き続き、PPA 交渉プロセスを合理化し、この複雑な協定をどのように構成するのが最善かについて検討を進めていく事としている。CLDP と ALSF は、PPA ハンドブックへのアクセスを増やすことと、他の複雑な法的問題に関する追加のハンドブックの作成により、この任務を支援していく事としている。

(3) ベナンにおける太陽光 PPA の契約実績

太陽光の PPA については、表 3-27 の通り 2 件の契約が SBEE によって締結されているものの、IPP の新たな枠組みの見直しに伴い、新たな業務フローに基づいて再審査される見込みである。新たな枠具みについては、MCA の支援を受けながら ME 主体で更新作業が進められている。枠組みの見直し以降の PPA については、本枠組みの中で PPA 契約の手続きが進められる。

仏のプライベートカンパニーが開発を進める Project Innovent については、現状は系統への影響評価および Tariff の交渉と入札図書の作成をしている段階である。設備は現在 1.25MW が完工（未接続）しており、将来的に 5MW までの拡張を想定されている。ME からの聞き取りによると Tariff については、50CFA/kW 程度を想定している。
Greeheart は、見直しが進められており、系統への影響評価を踏まえ、地点も 2 つの候補地からどちらかに決定される予定である。

表 3-27 PPA 契約が過去締結されたプロジェクト

プロジェクト名	参画会社	容量	既設容量	内容	場所
Innovent	Innovent	5 MW	1.25 MW	太陽光 IPP 事業	Djougou
Greeheart	Greeheart	10 MW	0 MW	太陽光 IPP 事業	Benbereque か Kandi

出典：JICA 調査団

3.4.3 候補スポンサー・レンダー等のプレイヤー確認

(1) 候補スポンサーの概要

現地での聞き取り結果を踏まえ、太陽光 IPP 事業への出資を考えられるドナーや候補スポンサー8 社を表 3-28 に示す。AFD、MCA、Innovent、Greenheart については、太陽光発電所の開発を現在進めており、残り 4 社については参画の意思があり出資を具体的に検討している企業である。また、これらの企業に加え、MCA が取組を進めている 4 地点の太陽光 IPP 事業者選定入札については、世界中から多数の企業の参画があると想定される。太陽光以外の IPP 事業では、MARIA-GLETA 火力発電所のフェーズ 2 において、En Power、AIIM、IFU、BWSC の 4 社が IPP 事業への出資に向け準備を進めている。現在 IPP スキームの見直し作業が進められているため、各社の具体的な手続きは始まっていないものの、新たな枠組みが決まり次第（2019 年 4 月予定）、具体的な案件開発が加速すると想定されている。

表 3-28 候補スポンサー

スポンサー	国名	出資実績	概要
AFD	フランス	EUR50 M	太陽光発電所を EPC にて建設する DEFISSOL プロジェクトへ出資
MCA	アメリカ	US138M	太陽光 IPP の開発支援に対して約 US138M の予算を計上
Innovent	フランス	詳細不明	詳細情報は開示されていないものの太陽光 IPP 開発中
Greeheart	イギリス	詳細不明	詳細情報は開示されていないものの太陽光 IPP 開発中
NGP	ベナン	出資検討中	40MW の再エネ開発で政府と MOU を結ぶも枠組み見直しに伴い保留
New Generation Associate	ベナン	出資検討中	NGP からスピンオフした会社。バイオマス発電に強み
MEA Benin	ベナン	出資検討中	20MW の PARAKOU 太陽光発電所を計画中。米国系企業とも提携
Nordic Partner Gateway	デンマーク	出資検討中	政府と MOU を結ぶも MCA の枠組み適用を想定し ERA の承認保留中

出典：JICA 調査団

(2) 候補レンダーの概要

現地での聞き取り結果を踏まえ、太陽光 IPP 事業への融資が考えられるドナーや企業を表 3-29 に示す。WB を除き各社とも具体的にベナン国 IPP 事業への融資実績が有り、太陽光 IPP 事業に対しても同様に融資を受ける事が可能であると想定される。WB については、ベナンでのエネルギーミックスも必要であり、価格競争力のあるガス火力のポテンシャルが高いと想定しているため、太陽光 IPP への支援予定は今のところ無いとの回答であった。

表 3-29 候補レンダー

レンダー	備考
AFD（フランス開発庁）	PRERA プロジェクト等の送配電プロジェクトへ融資実績有り
IsDB（イスラム開発銀行）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 1：EPC）へ融資実績有り
BOAD（西アフリカ開発銀行）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 1：EPC）へ融資実績有り
WB（世界銀行）	太陽光 IPP については、価格競争力に疑問があり否定的
ECOWAS bank（西アフリカ諸国経済共同体銀行）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 1：EPC）へ融資実績有り
IFC（国際金融公社）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 2：IPP）へ融資予定
AfDB（アフリカ開発銀行）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 2：IPP）へ融資予定
DBSA（南アフリカ開発銀行）	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 2：IPP）へ融資予定
ダンスケ銀行	MARIA-GLETA 火力発電所（フェーズ 2：IPP）へ融資予定

出典：JICA 調査団

3.4.4 現地スポンサーへのヒアリング

(1) ヒアリングの概要

スポンサー候補としては、3.4.3 で述べた通りの企業やドナーが考えられる。現地調査にて各スポンサーへヒアリングを実施した結果を表 3-30 に示す。ヒアリング結果を踏まえ、以下 2 点の課題が考えられが、解消見込みであり大きな問題は無い

①IPP 事業を開始するための明確な枠組みや PPA の雛形が無い⇒MCA の新枠組みが完成間近

②再生可能エネルギーの受入容量に限界がある⇒国際連系線建設と協調しながら開発

表 3-30 現地スポンサーへのヒアリング結果

ヒアリング項目	主な意見	意見箇所
政情・治安リスク	明確な事業の枠組みやガイドラインが無く、制度が変わる可能性が高い。	AFD
売電リスク	PPA の策定方針が現状明確にされていない。	AFD
	国民の購買力が低く電気料金も上げられず新規参入電源は高い価格競争力が求められる。	WB
	SBEE の財務状況が決して良いとは考えていない。	WB
パートナーリスク	IPP 事業を計画している複数のパートナー候補が考えられるものの、詳細情報は不明。	ME
日照リスク	ベナン国は赤道にも近く、日照資源にも恵まれているためリスクは小さい。	SBEE
技術・設備リスク	系統に対して設備の受入容量に限度があるため、再エネ導入量に限りがある。 目標需要最大値 280MW（2021 年）に対し、20%程度の導入が限界	WB・AFD
完工リスク	Mariagreta ガス火力発電所では国際競争入札にて EPC コントラクター（BWSC 社）を選定し順調に建設を進めており特に大きな問題は無い。、	ME
環境・用地リスク	ベナンでの用地取得交渉が難航する事も多いため用地リスクは高い。	AFD
ファイナンシャルリスク	WB としては、ベナンでのエネルギーミックスも必要で価格競争力のあるガス火力の方がポテンシャルが高く、必ずしも IPP がベナンの電力事業に貢献出来るとは考えていない。	WB

出典：JICA 調査団

(2) MCA へのヒアリング

MCA による具体的実施内容は表 3-31 に示す通り 4 つの分野に分類される。

表 3-31 MCA が開発に取り組んでいる分野

	分野	支援内容	具体的活動
1	政策	電量セクターにおける制度設計支援	
2	政策	50MW 太陽光発電所建設支援	IPP 事業への民間投資促進に向けたガイドライン作成 候補 4 地点における事業の具体化、事業者入札実施
3	配電	配電網の近代化、送電ロスの改善	63kV 以下の変電所に SCADA を導入予定
4	オフグリッド	地方未電化地域の電化	

出典：JICA 調査団

発電支援においては、表 3-32 に示す通り、MCA によって現在 4 つの太陽光 IPP プロジェクトの開発が進められている。太陽光 IPP プロジェクトについては、事前調査では、6 地点の候補地点が事業性可能性があるとされていたものの、現在は MCA は以下の 4 地点に絞り現在開発に取り組んでいる。

制度支援では、MCA は IPP のフレームワーク作りが主な活動であり、現在ガイドラインを策定中である。フレームワークの具体的内容としては、①事業権契約、②PPA 契約（契約者：SBEE）、③系統接続契約を含んでおり、現在政府と最終調整中で 2019 年の 3 月にもベナン国政府によって採択される予定となっている。また、MCA は用地確保、地形調査、地質調査、環境影響評価、系統影響評価、政府保証の支援等も実施しており、円滑な事業開発に向けた支援の準備を進めている。今後のスケジュールとしては、2019 年にも事業実施者（運営、設計等）の PQ 及び入札が 4 地点に対して 2 ロット実施され、2020 年にファイナンシャルクローズの予定である。

表 3-32 MCC が検討を進めている太陽光 IPP プロジェクト

	プロジェクト名	容量	敷地規模	備考
1	Bohicon	15 MW	50 ha	
2	Djougou	10 MW	25 ha	内 5MW は Project Innovent として開発中
3	Parakou	15 MW	48 ha	
4	Natitingou	10 MW	20 ha	当社計画の 5MW から 10MW へ容量を変更

出典：JICA 調査団

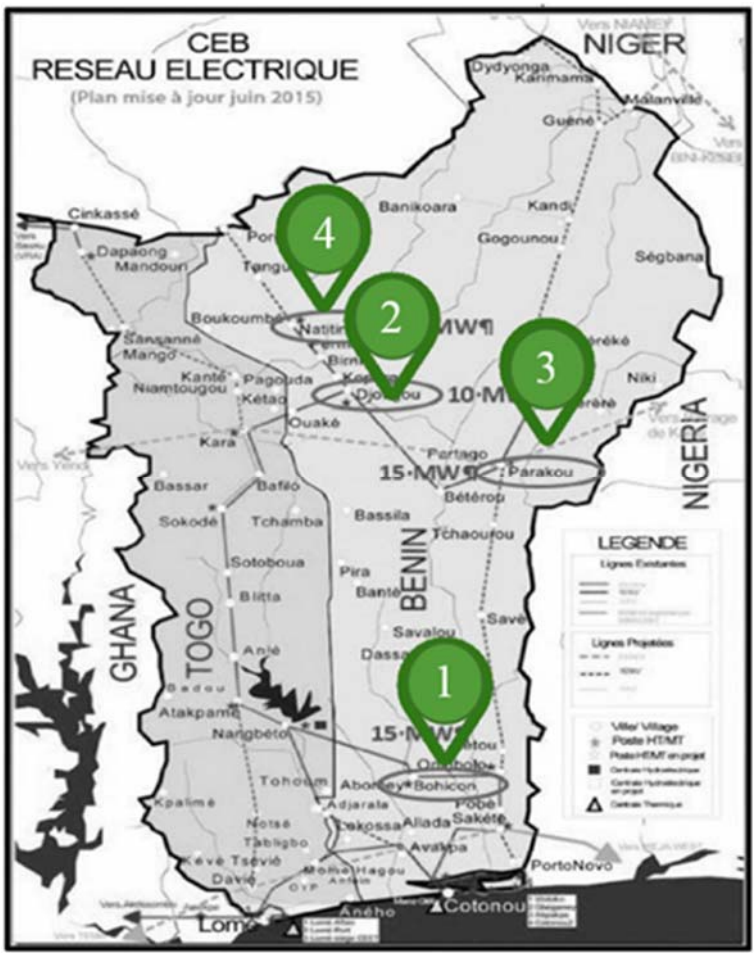


図 3-26 MCC が検討を進めているプロジェクトの位置図と航空写真

3.4.5 オフテイカーの財務分析・政府保証の供与実績有無

(1) オフテイカーの概要

一般的にオフテイカーは、長期間に亘り発電所で発電した電力を安定的に購入する事が出来る財務状況が安定した会社である事が求められる。ベナンでは現状市場や枠組みの整備が進んでおらず、日本のように IPP とオフテイカーが直接契約を結び電力の売買を行う事は出来ないため、オフテイカーとして考えられる会社は、SBEE 一社のみである。

(2) オフテイカーの財務分析

SBEE はベナン国で唯一電気事業を独占的に行う電力会社であり、電気料金の算定は過去日本の電力会社で用いられていた燃料調達費＋間接費に国が定める一定の利益を上乗せする総括原価方式が採用されている。表 3-33 に直近 5 年の SBEE の財務状況を示す。利幅は 10 億円未満で大きくは無いものの、総括原価方式により安定した利益を確保している。主な収益源は、電気料金収入のみであるが、今後も人口拡大と電化率向上等に伴い売上高の増加が見込まれるため、安定した経営を引き続き実施出来ると考えれれる。

表 3-33 SBEE の財務状況

会計年度	純利益（CFA）	純利益（円）
2013 年	1,825 M	3.5 億
2014 年	4,441 M	8.4 億
2015 年	2,361 M	4.5 億
2016 年	1,071 M	2.0 億
2017 年	1,735 M	3.3 億

*1 CFA = 0.19 円換算（2/8 レート参考）
出典：SBEE 資料を JICA 調査団が編集

(3) 政府保証の概要

政府保証について、これまで民間投資案件に付与された実績は無い。また ME や MCA への聞き取りの結果、ベナン政府が民間投資事業に対して政府保証を付ける可能性は極めて低く、事業への融資を受けるためには Garantee Payment や Standby Credit、保険の活用が必要であると考えられる。具体的には、MEF が SBEE に対して Letter of Credit を出す方法や、SBEE に対して Backup Garanteee を求める方法の検討がなされているとの事であった。保険としては、PSW、AfDB、MIGA による Partial Security Warranty 等が想定されている。現在、開発を進めている Mariagreta gas-fired plant phase 2[19]については、実際にレンダーの取り纏めをする IFC が AfDB と共に PSW 等の保険に関する協議を進めている。

3.4.6 事業権付与のプロセスの確認・政府担当機関の確認

(1) 事業権付与プロセスの概要

ベナン政府はエネルギー開発プログラムに基づき、ベナン内の複数地域において民間会社による再生可能エネルギー配備のための大規模投資を促進している。2015 年には、天然ガスや水力、太陽光等の複数デベロッパーと事業権付与に関する契約を締結しており、電力セクターに対する事業権付与に対して積極的にガイドライン等の整備を進めている。
IPP 事業については、現在 MCA が法的枠組みの整理に向けた支援を行いながら、ME が主体となり枠組みの見直しとガイドラインの整備が進められている。枠組みの整備後はこのガイドラインに従い、法的手続きを行う必要が有る。新たな枠組みの公表は 2019 年 4 月頃を予定している。

(2) 政府担当機関の概要

電力セクターにおける各政府機関とその役割について以下の表 3-34 に示す。ME では、近年 PAG に則り、電力セクターにおける再エネ導入促進活動等に積極的に取り組んでいる。電力関係法令の整備や IPP 事業に関する枠組みの整備は ME が主体となって進められており、新たな枠組みの制定後は ME が IPP 事業の一括受付窓口となる事を想定している。また民間投資等の公平性チェック・規制を行う ARE は MCA が主体となって取り組んでいる PPA のひな型作り等に対して ME と共に PPA 契約内容に関するレビューや助言を行っている。

[19] MARIA-GLEATA 発電所をコンバインサイクル化する際の補機として 20MW の発電機を導入するプロジェクト。

表 3-34 各政府機関と業務概要

政府担当機関	概要	主な活動
ME (Ministry of Energy)	電力エネルギー省	PAG、電力関係法令、PPP 等の整備 新枠組みでは IPP 事業の一括受付窓口になることを想定
MEF (Ministry of Economy and Finances)	経済・財務省	公契約にかかる承認業務
ARE (Authority Regulated Energy)	電力規制庁	電力セクターにおける民間投資等の公平性チェック・規制 新枠組みでは許認可の付与判断箇所を想定
CAPPP (PPP support unit)	大統領府下の分析機関	PPP 手続きの枠組み作成
DNCMP (National Direction of Public Deal Control)	経済・財務省下の局	公契約締結手続きにかかる管理
ARMP (Authority of Public Deal Regulation)	大統領府下の機関	公契約締結手続きにかかる規制管理

出典：JICA 調査団

また、ベナン政府は電力セクターにおける民間投資の促進に向けて、ME と ARE 等と共同で① Legal code of energy、② Tax procedure の 2 つの法的枠組を整備に取り組んでいる。
VAT、Custom の免除にかかわる手続きに関する枠組み ECO TAX と呼ばれる環境税については、免除の対象外。（割合も非常に小さい）

3.4.7 民間参入体制及び事業実施における主要課題

(1) 民間参入体制の概要

ベナン国政府はアクションプランを策定し、2021 年までに 95MW の太陽光発電所建設と 15MW のバイオマスの導入を目標として掲げている。太陽光発電の導入目標の内、具体的な開発容量の割当は以下の通りとなっている。

表 3-35 95MW の太陽光開発計画の内訳

割当容量	開発主導機関	開発内容	民間参入可能性
50 MW	MCC / MCA	開発支援、フレームワーク等の整備	ICB による参画可能性有り
25 MW	AFD	EPC による開発、DIFFISOL Project プロジェクト	ICB による参画可能性有り
20 MW	未定	IPP による開発を想定	IPP 事業組成による参画可能性有り

出典：JICA 調査団

(2) 事業実施における主要課題

ベナン国での太陽光発電事業実施における主な課題としては、民間事業者参入に向けた法的枠組みの整備と再エネ導入に向けた系統の整備が上げられる。法的枠組みの整理については、現在 MCA がベナン電力セクターへの支援を行いながら枠組み作りを進めている。また、ベナン国では電力系統が脆弱なため再エネ受入容量に限りがあり、95MW が現状太陽光発電容量に割当られる限界容量である。この内、70MW については、既に MCA 及び AFD 主導により開発が進められており、民間事業者の参画は国際入札による参画に限定される。残りの 25MW については、IPP 事業に割当されているものの、現状具体的な開発計画は無く、MCA によって整理が進められている枠組みに沿って、一からの案件開発が必要である。

3.4.8 本邦企業の関心

(1) 本邦企業への聞き取り概要

アフリカへの事業進出を多数経験している日系商社を中心にアフリカへの IPP 事業可能性について聞き取りを行った。各社ともアフリカ進出については前向きに考えているものの、事業を行うに当たって希望する規模やリターンが見通せないという意見が多く挙がった。また、進出するに当たっては、まず制度設計がある程度確立された国からの進出を希望しており、ケニアの太陽光 IPP 等を検討している会社もあった。また、事業の実施に当たっては、ローカルパートナーの存在は各社必須と考えており、まず現地のローカルパートナーとの関係性を構築してから、EPC 等の次のプロジェクトに移りたいとの考えであった。

第 4 章　協力対象事業候補検討

4.1　変電および配電網整備に係る 協力対象事業候補の比較検討

4.1.1　変電設備

(1) 候補案件の比較検討

本調査の初期段階で SBEE が希望した候補案件一覧を表 4-1 に示す。これらの候補案件は、対象地域の変電所開発計画と合致する案件である。SEBB の優先順位は、現地調査最初の打ち合わせで示されたのが 1 から 5 番、それ以降の変電所（Allada 変電所・SEME KPODJI 変電所・Cococodji 変電所）は、SBEE との議論の過程で SBEE が希望した変電所でいづれも優先順位は高い。

本調査では、以下の候補案件一覧にある変電所を対象に事業素案を検討した。

表 4-1　候補案件一覧

SBEE 優先順位	変電所	設備所有権	依頼内容
1	MariaGleta 変電所	CEB	161/20kV の既設 19MVA 変圧器を 50MVA 変圧器へ取替え
2	Vedocko 変電所	CEB	老朽化に伴う 161/63/15kV の既設 55MVA 変圧器の取替え
3	Godomey 変電所	SBEE	Godomey 変電所を新設し 63/15kV の 35 MVA 変圧器 2 台設置
4	Akpakpa 変電所	SBEE	63/15kV の 15MVA 変圧器 1 台を増設
5	Lokossa 変電所	SBEE	63/20kV の既設 20MVA 変圧器の並列運転を目的とした変電所の改修
-	Allada 変電所	CEB	161kV/20kV 変電所新設および関連設備増強
-	SEME KPODJI 変電所	CEB	161kV/63kV 変電所新設および関連設備増強
-	Cococodji 変電所	SBEE	63kV/20kV 変電所新設

出典：JICA 調査団

事業素案を比較検討するにあたり、以下の評価基準を選定した。

表 4-2　評価基準一覧

項目	評価の考え方
系統・需要	3.3.3 の検討結果から抽出された課題およびその対策に対応しているか。
土地手配	既設変電所内に設置する場合は、十分な敷地スペースが用意されているか、新設変電所は土地が手配されているか。
他ドナー	他ドナーからの支援が決まっていないか。決まっていれば対象外とする。
環境社会配慮	環境社会配慮の視点で重大な懸念はないか。あれば対象外とする。

出典：JICA 調査団

3.2.1 で記載したとおり、Vedocko 変電所および Godomey 変電所は、需要が逼迫している。Allada 変電所は、配電網の信頼度が低く、この地域に変電所を新設することが有効な対策となる。161kV SEME KPODJI 変電所は、信頼度向上を目的とした 161kV ループ化対応の上で有効な対策である。その他の変電所は、系統の視点から特段の指摘はなく、需要面でも、一部の変圧器で老朽化の課題はあるものの、負荷が大きくなく裨益効果の観点で優先度は高くない。

土地手配は、既設変電所内に増強する場合は、必要な敷地スペースが確保されている。新設変電所に関し、Godomey 変電所は、近年の都市区画整備（道路整備）で取得した土地であり、現時点の土地の利用証明（添付資料 11）を確認することで SBEE 所有を確認した。Allada 変電所は、土地利用証明での確認まで至らなかったが、本敷地は 20 年以上前に取得した土地であり、また敷地もブロック塀で囲まれているため問題ないと判断した。

他ドナーによる支援との重複は、Vedocko 変電所が MCA による支援、Cococodji 変電所が AFD による支援が決まっており、JICA による支援対象候補から外した。

環境社会配慮は、本開発（変電所新設等）において非自発的な住民移転や先住民族に対する権利侵害といった社会への影響および、自然保護区や先住民族の生活区域など影響を受けやすい地域等、環境や社会に、重大で望ましくない影響を及ぼす可能性を SBEE へのインタビュー等を通じて確認した。結果全ての候補案件で環境や社会に影響が小さいことを確認した。

上記をまとめた、候補案件の比較検討を表 4-3 に示す。

表 4-3　候補案件の比較検討

変電所	設備所有権	調査結果				
		系統・需要	土地手配	他ドナー	環境社会配慮	評価
MariaGleta 変電所	CEB	需要小	不要（敷地内）		影響小	
Vedocko 変電所	CEB	必要 需要大	不要（敷地内）	MCA	影響小	不可
Godomey 変電所	SBEE	必要 需要大	手配済		影響小	○ 案２
Akpakpa 変電所	SBEE	需要小	不要（敷地内）		影響小	
Lokossa 変電所	SBEE	需要小	不要（敷地内）		影響小	
Allada 変電所	CEB	必要 信頼度／将来需要大・配電電圧低下対応	手配済		影響小	○ 案１
SEME KPODJI 変電所	CEB	必要 信頼度／将来需要大・161kV ループ化対応	不要（敷地内）		影響小	○ 案３
Cococodji 変電所	SBEE		手配済	AFD	影響小	不可

出典：JICA 調査団

(2) 選定された案件の事業素案の検討

1. Allada 変電所の新設

Allada 地域の課題として、①新空港や工業団地の将来需要への供給力不足②Avapka 変電所の 20kV 配電系統の長距離化に伴う電圧降下による電力品質問題がある。この信頼度向上対策として、Allada 161kV 変電所新設および上記受電用 161kV 送電線新設および上記受電用 161kV 送電線を新設する。

変電所および関連設備の概要を表 4-4 に、変電所建設予定地の状況を図 4-1 に示す。変電所建設予定地はフェンスで囲われており、敷地内は樹木が生い茂っており伐採が必要である。系統への接続方法は、近隣の 161kV 架空送電線へ T 分岐での接続を基本とする。ただし、オプションとして、①同送電線へのπ接続②近隣の Avakpa 変電所への接続等があるが、次期調査で 161kV 系統を管理する CEB(本部はトーゴ国)との協議を含め決定する必要がある。

表 4-4　Allada 変電所の設備一覧

項目	数量
変電所新設	
161/20 kV 変圧器（容量 20MVA）	2 台
63kV 屋外型 AIS 受電設備（2 回線）	1 式
20kV 配電用フィーダー盤	1 式
制御・保護装置他	1 式
建物	1 式
架空送電線新設	
161kV 架空送電線新設（2 回線）	8km

出典：JICA 調査団

図 4-1　Allada 変電所建設予定地の状況

出典：JICA 調査団

2. Godomey 変電所の新設

Vedcko 変電所周辺地域の課題として、需要増加に伴う、Vedocko 変電所の 161/15kV 変圧器の容量超過がある。この需要増加対策として、Godomey 63kV 変電所の新設を実施する。

変電所および関連設備の概要を表 4-5 に、変電所建設予定地の状況を図 4-2 示す。変電所建設予定地は、フェンスで囲われており、敷地は整地済である。

表 4-5 Godomay 変電所の設備一覧

項目	数量
63/15 kV 変圧器（容量 35MVA）	2 台
63kV 屋外型 GIS 受電設備（2 回線）	1 式
15kV 配電用フィーダー盤	1 式
制御・保護装置他	1 式
建物	1 式

出典：JICA 調査団

図 4-2 Godomey 変電所の状況

出典：JICA 調査団

3．SEME KPODJI 変電所の増強（改修）

Seme Kpodji 変電所周辺地域の課題として、①繊維工業（日系企業）、鉄鋼業、イノベーション国際都市(CIIS）の将来需要への供給力不足②本地域で計画されている将来電源からグリッドへの送電容量不足がある。この信頼度向上および需要増の対策として、Seme Kpodji～Tanzoun 161kV 送電線新設、Seme Kpodji 161kV 変電所新設等を実施し 161kV 系統を強化する。また、将来の 161kV 系統のループ化構想に貢献する。

変電所および関連設備の概要を表 4-6 に、SEME KPODJI および TANZOUN 変電所の拡張予定地の状況を図 4-3・図 4-4 に示す。SEME KPODJI から TANZOUN 変電所間の送電線位置図を図 4-5 に示す。

表 4-6　SEME KPODJI 2 変電所の設備一覧

項目	数量
SEME KPODJI 2 変電所新設	
161/63 kV 変圧器（容量 100MVA）	1 式
161kV 屋外型 AIS 設備（2 回線）	1 式
63kV 屋外型 AIS 設備（2 回線）	1 式
制御・保護装置他	1 式
建物	1 式
地中・架空送電線	
161kV 地中送電線（新設）	22 km
161kV 架空送電線（既設ルート活用）	18 km
TANZOUN 変電所増強	
161kV 屋外型 AIS 設備（2 回線）	1 式
制御/保護装置他	1 式

出典：JICA 調査団

図 4-3　SEME KPODJI 変電所拡張用地

出典：JICA 調査団

図 4-4　TANZOUN 変電所拡張用地

出典：JICA 調査団

SEME KPODJI 変電所～TANZOUN 変電所間は、現在 63kV 送電線で接続されている。SEME KPODJI 変電所から架地点までは、架空送電線があり、本事業で撤去・元位置建替を行う。架地点から、TANZOUN 変電所間は、ベナンの首都 Porto - Novo を通過するため土地収用が困難[20]と判断し、地中送電線とする。

図 4-5　SEME KPODJI 変電所～TANZOUN 変電所間の 161kV 送電線

出典：JICA 調査団

[20] TANZOUN 変電所～Porto - Novo 変電所間の既設 63kV 送電線も地中方式が採用されている。

4.1.2 配電設備

＜検討概要＞

協力対象事業の検討にあたっては、3.3.2 にて示した、SBEE の中期計画である PADSBEE 2019-2025 に基づき、SBEE からヒアリングした本調査対象である 4 県の各開発計画より行うものとする。

＜検討条件＞

SBEE の各開発計画の目的は、3.3.2 のとおり大きく以下の 4 つに分類できる。この 4 つの計画分類に対し、3.3.3 に記載の開発計画の課題、また協力対象事業を前提としていることを考慮し、表 4-7 のとおり優先順位付けを行うこととした。なお、SBEE の計画年が、本協力対象事業のスケジュールに合わないものについては除外とする。

表 4-7 SBEE 開発計画分類の比較検討と優先順位の検討

計画分類	評価項目				優先順位
	電化率向上	配電ロス低減	供給信頼度向上	協力対象事業	
配電基幹系統強化による供給信頼度・系統運用性の向上、配電ロス・電圧低下の改善	○	○	○	○	Ⅰ
設備改修による供給信頼度の向上	－	－	○	○	Ⅱ
各エリアにおける電化率向上に向けた配電網構築	○	－	－	△	Ⅲ
技術基準違反設備の改修	－	－	－	－	Ⅳ

（凡例）○：効果有り、△：一部効果有り

出典：JICA 調査団にて編集

以下、表 4-7 の評価理由を示す。

＜優先順位：Ⅰ＞

電化率：○

配電線基幹系統太線化により配電線の供給力を強化できることから、供給エリア未電化箇所の配電網整備と組合せることで、直接的に電化率向上に寄与できる。

配電ロス：○

長亘長の配電線の基幹系統太線化により、配電線路の電気抵抗を低減できることから、電圧低下の改善ならびに送配電ロス低減が期待できる。

供給信頼度：○

配電系統のループ化によって、配電線の一部区間で供給支障が発生した際や、停電を伴う配電線工事が発生した際に、ループの反対側から配電し、停電区間を縮小することによる供給信頼度、並びに系統運用性の向上に寄与できる。

協力対象事業：△
配電ロス、電圧低下に対する定量的な改善効果を把握可能。

＜優先順位：Ⅱ＞
供給信頼度：○
配電線事故の原因設備を改修することにより、供給支障事故を低減することで、供給信頼度の向上に寄与できる。
協力対象事業：○
原因設備が起因する配電線事故に対して、定量的な改善効果を把握可能。

＜優先順位：Ⅲ＞
電化率：○
未電化地域を配電網整備することにより電化率向上に寄与できる。ただし、電化率向上は電力需要の増加が伴うことで初めて効果が発現すると共に、供給力を確保するための変電所、配電基幹系統等の上位系統計画と協調した配電網整備が望ましい。
協力対象事業：○
協力対象事業の効果は各エリアの開発進捗や需要動向に左右される可能性が高く、定量的な効果の把握が難しい。

＜優先順位：Ⅳ＞
配電ロス改善、電化率、供給信頼度に対しベナン国への裨益効果が極めて低い。

＜比較検討結果＞
上記の 4 つの計画分類に対する優先順位にもとづき、SBEE の各開発計画に対し優先順位付けを行った。各開発計画に対する優先順位結果は添付資料 9 のとおりである。これらの中から、優先順位Ⅰ、Ⅱの開発計画ならびに優先順位Ⅰとの協調計画として優先順位Ⅲの開発計画の一部を以下の通り選定した。

表 4-8　協力事業対象候補の比較検討結果

優先順位	計画項目	備考
Ⅰ	Atlantique 県、Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強	別途記載。
Ⅲ→Ⅱ	Cotonou 近郊の電力需要の増加、電化率向上のための Godomey 変電所新設計画に伴う地中中圧配電線の新設	地中中圧線 3 回線、合計約 50km を新設。Godomey 変電所新設計画と協調できるため、優先順位を繰り上げ。
Ⅱ	供給支障事故原因となっている配電所室内の空気絶縁型開閉ユニットの取替え（約 90 台）	取替え対象は添付資料 10 のとおり
Ⅲ	既設配電網のリハビリ、電化率向上を目的とした Ouidah エリア内の配電線強化と高密度化	Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強の協調計画として選定。
Ⅲ	電化率向上を目的とした Allada、Glo エリアの配電網高密度化	Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強の協調計画として選定。

出典：JICA 調査団

＜Atlantique 県、Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強＞

優先順位 I である添付資料 9 の Atlantique 県計画番号①～④の計画を配電基幹系統の増強計画として取り纏めしたもの。図 4-6 に計画概略図を示す。

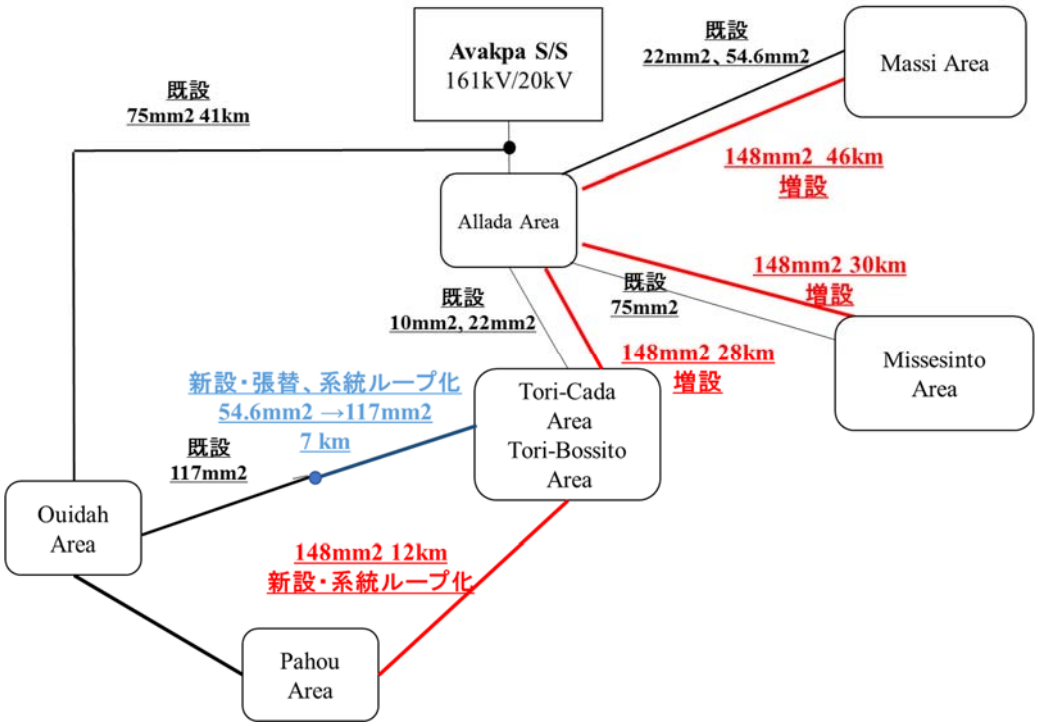


図 4-6　Atlantique 県、Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強計画概略図

出典：JICA 調査団

Atlantique 県を供給する主配電線の基幹部を増強することから、裨益効果エリアが広い。また配電ロス低減、供給信頼度向上効果に加えて、本計画は配電線の供給力増強に繋がることから、供給エリアの未電化箇所の配電網整備計画である候補番号⑤、⑥と組合せることで電化率向上にも効果が期待できる。

4.1.3　まとめ

4.1.1 および 4.1.2 で検討された協力対象事業候補を表 4-9 に示す。優先順位 1 および 2 は、無償事業、優先順位 3 はその予算規模により有償事業を想定する。

表 4-9　事業素案のまとめ

優先順位	パッケージ名	主なコンポーネント		事業スキーム
		変電	配電	
1	ALLADA 変電所新設および関連工事	・ALLADA 変電所新設 ・架空送電線新設	Atlantique 県、Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強	無償事業
2	GODOMEY 変電所新設および関連工事	GODOMEY 変電所新設	コトヌー近郊の配電網の高密度化（都市部需要増対応）	無償事業
3	SEME KPODJI 2 変電所増設および関連工事	・SEME KPODJI 2 変電所増設 ・地中/架空送電線		有償事業

出典：JICA 調査団

また、配電分野に対するオプションを示す。

オプション①　：配電線事故原因となっている対象の開閉器ユニット 90 台を水密・気密化タイプへ取替え

オプション②　：Ouidah エリア内の配電線強化と高密度化（電化）

オプション③　：Allada, Glo エリアの配電網高密度化（電化）

上記事項素案の概略位置を図 4-7 に示す。

図 4-7　候補案件の概略位置図

出典：JICA 調査団

4.1.4 本邦技術の活用

本事業で適用が期待される本邦技術は以下である。

＜変電＞

(1) 屋外型 GIS 設備

対象事業素案：Godomey 変電所

対象設備　　：変電設備のガス絶縁開閉装置

設置スペースの極小化、ガス漏れ量の極小化、メンテナンスフリーについての優位点がある。本邦メーカーの GIS（ガス絶縁開閉装置）は屋外設置を意図して製作されており、海外での納入実績も多い。

(2) トリプレックスケーブル

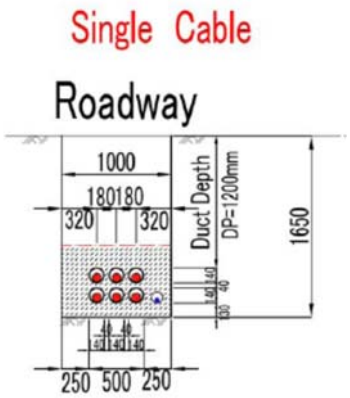
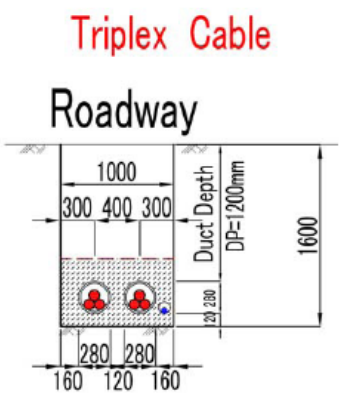
対象事業素案：SEME KPODJI 変電所から TANZOUN 変電所の間

対象設備　　：地中送電線のケーブル

トリプレックス型ケーブルは、三相撚合せ型ケーブルで従来型の単心ケーブルと比べ以下の特徴がある。

シンプルな送電系統仕様の適用、ケーブル布設条数の低減から工期の短縮化ができる点、ケーブルの熱伸縮に伴う伸び出しを吸収できる点からケーブル接続部施工の為のジョイント・ベイの縮小化も可能となり、コスト縮減が期待できる。

従来型の単心ケーブルとトリプレックスケーブルの敷設概念図を以下に示す。

	単心ケーブル	トリプレックスケーブル
敷設概念図（数字は参考値）		

出典：JICA 調査団

(3) 低ロス電線

対象事業素案：SEME KPODJI 変電所から TANZOUN 変電所の間
対象設備　　：架空送電線の導体

低ロス電線は、アルミ素線を撚り合せた鋼芯アルミより線で、従来型よりも導体のアルミ断面積の占有率が高くなること、ならびに特強鋼心の適用により細い鋼素線を用いて鋼断面の占有率を下げ、重量を減らすとともに、結果としてアルミ断面を増やしていることから、従来型の電線外径と同一とした場合は、電線抵抗が小さくなり、送電ロスを低減できるものである。

また、従来型の電線抵抗値を同一とした場合は、電線外径や単位重量が小さくなり、風圧荷重や電線重量の軽減に伴う支持物の小型化が期待できるものである。

＜配電網＞

本邦技術の活用にあたっては以下の表 4-10 の候補の中より、ベナンの課題、また協力対象事業候補の計画内容を考慮し検討を行った。

表 4-10 本邦技術の活用候補

課題	対策	本邦技術適用の可能性	
供給力確保／テクニカルロス改善	変圧器吊替え（アモルファス変圧器による容量増強）	中～高	・日本国内にて製造メーカー有り ・従来型（ケイ素鋼板）変圧器（SiT）に比較し高い効率特性を持ち、配電ロス低減効果が期待できる。
	力率調整装置の導入	低～中	日本国内での製造メーカー未確認
	配電線の太線化 （低ロス電線の採用）	高	・日本国内にて製造メーカー有り ・従来型よりも胴体であるアルミ断面積の占有率が高く、従来型の電線外形と同一とした場合は電線抵抗が小さくなり送電ロス低減に優れている。
ノンテクニカルロス改善	スマートメーターの導入	低～中	汎用品が海外で多数流通
	引込線の絶縁電線化	低	本邦技術の要素が低い
供給信頼度向上	ピンポスト碍子の導入	高	・日本国内にて製造メーカー有り ・配電用に一般的に使われているピンがいしと異なり、磁器内部にピン部分がないため、内部貫通や、ひび割れ故障の大幅な削減が期待できる。また耐汚損性に優れている。
	開閉器操作の自動化（時限順送システム、配電自動化システムの導入）	中～高	・日本国内にて製造メーカー有り。 ・変電所の再閉路機能と組み合わせることで配電線事故時の事故区間の縮小、復旧時間の短縮が図れる。 ・但し、配電自動化システムは、遠隔での系統操作が可能な一方、通信インフラを構築する必要があり、加えて保守・運用面での課題が大きい。
	中圧／低圧電線への防護管類の導入（耐磨耗ポリ管の採用）	中	・日本国内にて製造メーカー有り ・樹木等の他物接触から電線を機械的、電気的に保護することができる。また摩擦検知層があるため磨耗具合を容易に判断できる。

出典：JICA 調査団

＜供給力確保/テクニカルロスの改善＞
現状、テクニカルロス低減については、改修箇所、改修方法、優先順位の基礎情報が不足している状態であり、本邦技術を活用した過負荷変圧器の取替え等によるテクニカルロス低減単独での協力対象事業の立案は難しい。よって、4.1.3 に示した協力事業対象候補の計画内容に上記の本邦技術の活用を盛り込むこととする。

＜ノンテクニカルロス改善＞
ノンテクニカルロスの改善については、プリペイド式メーター、スマートメーターの導入等の他ドナー支援を確認していること、また本邦技術要素が低いことから検討から除外することとした。

＜供給信頼度の向上＞
ベナンの供給信頼度向上にあたっては、供給支障事故発生回数の低減を目的とした老朽化設備の改修、また塩害対策等の施設環境に応じた設備構築が必要である。
3.3.1 の図 3-18 2018 年 配電線事故原因内訳で示した事故原因に対し、本邦技術を活用することによって効果が期待できるものは、以下のとおりである。

表 4-11 2018 年配電事故原因内訳に対する本邦技術活用の可能性

本邦技術	事故原因	2018 年事故発生内訳
ピンポスト碍子	碍子不良	約 14%
耐磨耗ポリ管	樹木接触、他物接触	約 11%

出典：JICA 調査団

また、ベナンの都市部近郊の配電線は長亘長となっていることからも、1 回あたりの供給支障事故の停電時間短縮については、本邦技術である時限順送装置ならびに区分開閉器の導入が有効であると考える。

これら本邦技術を活用した、改修、導入箇所は、ベナン内の広範囲にわたるため、設備増強、新設計画に合わせて改修、導入を行うなど順次対策を実施していくことが現実的である。よって、4.1.3 に示した協力事業対象候補の計画内容に上記の本邦技術の活用を盛り込むこととする。

＜協力事業対象候補に対する本邦技術の活用＞

上記検討により、本邦技術を協力対象候補の計画内容に盛り込むことが有効であると判断した。以下、協力対象候補への本邦技術の活用の可能性を表 4-12 に示す。

表 4-12 協力対象候補への本邦技術の活用の可能性

優先順位	計画項目	本邦技術
Ⅰ	Atlantique 県､Allada エリアを中心とした配電基幹系統の増強	・ピンポスト碍子 ・耐磨耗ポリ管 ・時限順送装置、区分開閉器
Ⅲ→Ⅱ	Cotonou 近郊の電力需要の増加、電荷率向上のための Vedco 変電所新設計画に伴う地中中圧線の新設	－
Ⅱ	供給支障事故原因となっている配電所室内の空気絶縁型開閉ユニットの取替え（約 90 台）	－
Ⅲ	既設配電網のリハビリ、電化率向上を目的とした Ouidah エリア内の配電線強化と高密度化	・ピンポスト碍子 ・耐磨耗ポリ管 ・アモルファス変圧器
Ⅲ	電化率向上を目的とした Allada、Glo エリアの配電網高密度化	・ピンポスト碍子 ・耐磨耗ポリ管 ・アモルファス変圧器

出典：JICA 調査団

4.1.5　協力対象事業候補の効果

本候補案件における裨益対象人口は以下である。

優先順位１：ALLADA 変電所新設および関連工事

Atlantique 県は、ベナンの中で最も多い人口を擁しており（約 130 万人）、全人口の約 12%を占めている。対象の Allada コミューン（市）他の人口は約 35 万人であり、この人口が本候補案件（ALLADA 変電所新設および関連工事）の裨益対象者となる。また、同 Allada コミューンには日本国の無償資金協力事業でアラダ病院が建設されており、同病院も裨益対象に含まれる。

また、Allada 変電所新設ならびに Allada エリアの配電基幹系統を増強することにより、電圧低下の解消、送配電ロスの低減、供給信頼度向上の効果を期待している。本工事の裨益効果エリアならびに裨益人口は以下のとおりである。

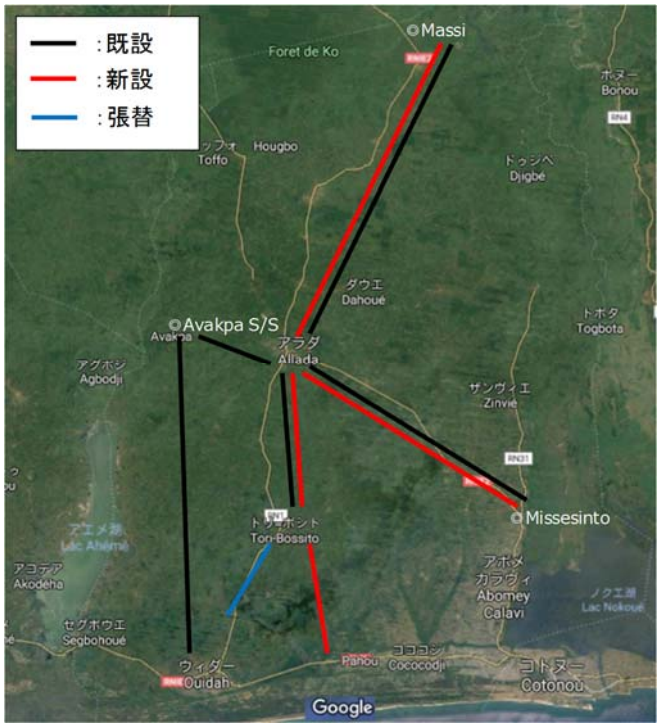


図 4-8　Allada 変電所および関連工事の裨益効果エリア図

出典：JICA 調査団

表 4-13 ALLADA 変電所新設および関連工事の裨益人口

裨益エリア（コミューン：市）	人口
Allada	約 13 万人
TORI-BOSSITO	約 6 万人
Ouidah	約 16 万人
合計	約 35 万人

出典：JICA 調査団

優先順位 2：GODOMEY 変電所新設および関連工事

優先順位 1 の ALLADA 変電所新設および関連工事同様、Atlantique 県に位置する。対象の Godomey 地区の人口は約 25 万人であり、この人口が本候補案件（GODOMEY 変電所新設および関連工事）の間接的な裨益対象者となる。

優先順位 3：SEME KPODJI 2 変電所増設および関連工事

Oueme 県は、ベナンの中で 2 番目に多い人口を擁しており（約 120 万人）、全人口の約 11%を占めている。対象の Seme Kpodji 地区の人口は約 22 万人であり、この人口が本候補案件（SEME KPODJI 2 変電所増設および関連工事）の裨益対象者となる。

4.2 太陽光 IPP 協力対象事業 の比較検討

4.2.1 検討概要

(1) 太陽光 IPP 事業参画の可能性

ベナン国での太陽光 IPP 事業については、現在 IPP 関係法令等の整備が進められている事に加え政府も再エネの導入量拡大を目指している事から、今後民間投資活動が活発化し、参画可能性機会は増加すると想定される。また、現地での ME（電力エネルギー省）への聞き取りの結果、以下 4 つの要因により、今後ベナン国での太陽光 IPP 事業の開発ニーズは更に高まると想定されている。

① 他のアフリカ諸国と比較し、政権が安定
② 西アフリカ諸国企業の本社が多数存在
③ WAPP （West African Power Pool）の中央指令所が現在ベナンに建設中
④ 他国との系統連系（WAPP）による系統容量の増加

特に WAPP により将来的に近隣諸国と系統が接続されると、系統容量が増加し他国への電力輸出も可能となるため、輸出を前提とした太陽光 IPP 事業の開発など更なる開発可能性が高まると想定される。政府も将来的には電力輸入に頼る現状から、電力輸出国への転換を目指している。

(2) 比較検討案件

ベナン国政府は 2021 年までに 95MW の太陽光発電所建設の目標を掲げており、具体的な開発計画は容量毎に表 4-14 の通り割当られている。PPP スキームを活用した投融資が考えられる 2 案件について、次章 4.2.2 により比較検討を行う。

表 4-14 95MW の太陽光開発計画内容と参画可能性

割当容量	開発主導機関	参入可能性
50 MW	MCC / MCA	PPP スキームによる参画可能性有り
25 MW	AFD	融資団決定済みのため、参入可能性無し
20 MW	未定	PPP スキームによる参画可能性有り

出典：JICA 調査団

4.2.2　検討条件

(1)　検討条件

検討条件としては、JICA の PPP スキーム適用を前提とし、各案件の比較に当たっては表 4-15 に示す PPP スキームの基本条件を元に各案件の評価と比較を行う。結果及び詳細は次章 4.2.3 に示す。

表 4-15　PPP スキームの基本条件

	項目	内容
出融資共通	対象国	・ODA 対象国
	事業内容	・当該国政府の開発政策等に沿い、かつ、開発効果の高いものとする。
	JICA 出融資の必要性	・収益性に関し、事業の達成が見込まれ、かつ、既存の金融機関による貸付け又は出資では事業が成立しないことが認められる場合。 ・事業実施国のカントリーリスクの軽減、民間資金の呼び水効果等、JICA の出融資による付加価値が発揮される事が事業実施に不可欠と判断されること。
	事業計画の適切性	・建設計画、原料調達計画、生産・販売計画、事業運営計画、資金・損益計画等が適切であること。 ・環境社会配慮が十分になされていること。
	事業達成の見込み	・事業計画の妥当性、投資環境、市場性、パートナーの能力、当該国の受け入れ態勢等から、事業の達成が見込まれること。
	投融資等の許認可	・当該国での事業認可・外貨導入許認可、環境影響評価等、所要の許認可を取得していること。
	環境社会配慮	・JICA の新環境社会配慮ガイドラインを適用。企業情報の守秘義務に配慮した上でレビュー結果を公表。
	モニタリング	・事前に定量的な開発効果の測定を可能にする運用・効果指標を設定。案件承諾後も、同指標や事業に関する各種リスクの状況をモニタリングし、必要な対応を速やかに行う。
	事前・事後評価	・事前評価及び事後評価を案件毎に実施し、企業情報の守秘義務に配慮した上で評価結果を公表。
融資	融資割合	・原則として総事業費の 70%を上限とする。特に必要と認められる場合には 80%（案件の特性等に応じて必要性は個別に検討）。
	償還期間	・原則として 20 年以内（最長 25 年）とする。
	金利体系	・財政融資資金の貸付金利を基準とし、借入人の信用力等を勘案の上、償還期間を含め政府開発援助の要件となるグラント・エレメント（GE）25%以上となるよう金利を設定。
	担保・保証	・必要に応じて、JICA が適格と認める物的担保又は保証を徴求する。
出資	出資方法	・原則として現地企業等への直接出資。出資比率は 25%以下、かつ、最大株主の出資割合を超えないものとする。
	出資機関・退出方針	・個別案件の退出方針において規定。事業の特性に応じて個々に出資前に退出方針を設定。

出典：JICA 調査団

(2) 検討案件

検討する案件としては､前章に示した PPP スキームによる参画可能性が考えられる 95MW の太陽光開発計画内容から①MCC / MCA （50MW）、②未定（20MW）の 2 つのプロジェクトをそれぞれ検討条件項目に沿って評価と比較を行う。

4.2.3　比較検討結果

(1)　比較結果の概要

表 4-16 に比較検討結果を示す。両案件共に PPP スキームによる参画可能性が見込まれ且つ JICA の出融資により民間資金の呼び水効果等が見込まれる。一方、政府との協議状況や事業の進み具合には差があり、MCC/MCA（50MW）は環境社会配慮や PPA 等が整備されているのに対し、未定（20MW）は具体的な手続き等は未実施となっている。また、出融資の条件については、各案件ともに協議交渉が必要であるものの、JICA の出融資条件は充分確保可能と想定される。

表 4-16 各案件の比較検討結果

比較項目		MCC / MCA（50MW）	未定（20MW）
出融資共通	対象国	・ODA 対象国	・ODA 対象国
	事業内容	・政府とも協議済み	・具体的計画無し
	JICA 出融資の必要性	・民間資金の呼び水効果有り ・入札のため他行に比べ金利等で優位性がある JICA による出融資が望ましい	・民間資金の呼び水効果有り
	事業計画の適切性	・事業計画及び環境社会配慮共に MCA により具体化済み	・具体的計画無し
	事業達成の見込み	・MCA により PPA 等の整備もされており事業体制の可能性高	・他案件と比較し後発であり高い価格競争力等が求められる
	投融資等の許認可	・MCA により各種認可の取得手続き中	・具体的手続き等未取得
	環境社会配慮	・MCA により環境社会配慮実施済み	・具体的手続き無し
	モニタリング	・発電電力量等の運用指標設定によりモニタリング可能	・発電電力量等の運用指標設定によりモニタリング可能
	事前・事後評価	・事前・事後評価も MCA により実施と想定	・具体的計画無し
融資	融資割合	・案件規模も小さく融資割合 70%以下で調整可能と想定	・案件規模も小さく融資割合 70%以下で調整可能と想定
	償還期間	・PPA の買取価格も 15 年間を想定し設定予定のため償還可能	・融資先との協議要
	金利体系	・協議は必要であるものの、GE 25%以上の金利設定可と想定	・協議は必要であるものの、GE 25%以上の金利設定可と想定
	担保・保証	・政府保証は難しいものの保険等を活用した保証を想定	・政府保証は難しいものの保険等を活用した保証を想定
出資	出資方法	・出資方針調整要	・出資方針調整要
	出資機関・退出方針	・退出方針調整要	・退出方針調整要
総合評価（優先順位）		1	2

出典：JICA 調査団

(2) 比較結果のまとめ

比較の結果、MCC/MCA が開発を進めるプロジェクトの方が条件を満たしている項目が多く、JICA の PPP スキームを活用した出融資適用可能性が高いと考えられる。未定（20MW）のプロジェクトについてもスキームの適用可能性はあるものの、今後調整や協議が必要な項目が多いため、案件の組成及び参画にはもう暫く時間を要すると考えられる。

第 5 章 課税項目および免税手続きに係る調査

日本の援助案件に携わる本邦企業は免税対象となり、免税方式が採用されている。ここ数年において免税にかかる手続きは変更されていない。
税務局や通関業者への聞き取りの結果、現時点で免税にかかるの手続きの変更は検討されていないとのことであった。

5.1 課税項目および免税手続きに係る調査

5.1.1 本邦企業の法人所得税

法人税（産業・鉱業系企業：25%、商業系企業：30%、調査・輸送・石油系企業：45%）、[租税一般法(Code Général des Impôts) 第 20-23, 25, 28, 37, 145-, 156 条]

ベナンにある外国籍企業はベナン企業同様、法人税（IS）を支払う。企業活動における全ての収入に対して課税される。

【免税に必要な情報（手順、申請先、所要時間）】

免税を受ける前提として、課税識別番号（Identificant Fiscal Unique：IFU）を取得する必要がある。

租税総局（Direction Générale des Impôts）に対し、本邦企業が先方実施機関とした契約を登録する。先方実施機関は経済財務省に対して、本邦企業が本契約が免税となるべく、免税証明書（Attestation d’exonération des impôts）の発行を依頼する。税務出納課に、免税証明書と免税となることが記載された契約書を添付し、提出する。なお、免税証明書発行後は課税識別番号にて、免税対象企業として登録される。

所要時間は以下のとおり。
・IFU 登録：1 週間
・契約登録：1 週間
・免税証明書の発行：経済・財務省への書類提出後、2 週間～3 ヶ月

5.1.2 業務従事者の個人所得税

個人税（0-30%、累進所得税率）、[租税一般法(Code Général des Impôts) 第 142 条]

租税は雇用主でなく、従業員に課せられる。外国籍の従業員が所得税の対象となる際は、課税方法はベナン時とほぼ同じとなる。

【免税に必要な情報（手順、申請先、所要時間）】

手続きは上記法人所得税の免除と同じ。

5.1.3　付加価値税等（間接税）

資機材・サービスの購入に関する付加価値税（18%）、[租税一般法(Code Général des Impôts) 第 219 条以降]

購入金額（税抜）に対し、所定の付加価値税率を適用し、対象リストに属する企業に対し、課される。

【免税に必要な情報（手順、申請先、所要時間）】

免税証明書の発行については、上記法人所得税の免除と同じ。免税金額の設定のため、申告書 MP1 を租税総局（Direction Générale des Impôts）に提出し、契約金額全体から免税となる付加価値税を含む内国税のクレジットを申請し、支払い毎に割り当てられたクレジットを消費していく方法となる。資材等を販売する業者からは免税価格での購入となり、還付手続きは資材等を販売した業者が行う。

所要時間は以下のとおり。
・クレジットの割り当て：1 か月

5.1.4　関税

関税（0, 5, 10, 20, 35%, ECOWAS の対外共通関税による）、[税関法(Code des Douanes)第 290 条]

税関申告額に関して、関税が課される。

【免税に必要な情報（手順、申請先、所要時間）】

現地業者を通じて輸入した場合、上記付加価値税の免税申請時に、関税についても免税となるクレジットを同時に申告、契約金額全体から免税となる関税のクレジットを申請し、支払い毎に割り当てられたクレジットを消費していく方法となる。貨物の搬出時は、関税間接税局長（Directeur Général des Douanes et Droits Indirects）宛に、船積書類（BL、AWB、CMR）、援助証明、請求書を免税搬出依頼書とともに提出。また、同時に外務省に対して免税通関許可の発行を依頼する。荷物搬出後 15 日以内に、税務局（Mission fiscal des régime d’excéption）に免税通関許可証等を提出する（régularisation）。

所要時間は以下のとおり。
・税務局の審査（免税搬出許可）：1 週間
・通関業者の手続き：3 日
・免税通関許可：2 週間

5.1.5　その他

自動車税（7 馬力以下：20,000FCFA、8-10 馬力：30,000FCFA、11-15 馬力：40,000FCFA、15 馬力以上：60,000FCFA）、[租税一般法(Code Général des Impôts)　第 216 条]

【免税に必要な情報（手順、申請先、所要時間）】

免税証明書の発行については、上記法人所得税の免除と同じ。

添付資料

添付資料－1	関係者（面会者）リスト
添付資料－2	収集資料リスト
添付資料－3	テクニカルノート
添付資料－4	売電価格
添付資料－5	接続料他
添付資料－6	主要変圧器の製造年・製造会社名一覧
添付資料－7	配電ロス低減プログラム
添付資料－8	巡視・点検・改修計画
添付資料－9	SBEE 開発計画一覧
添付資料－10	空気絶縁型開閉ユニットの取替対象一覧
添付資料－１１	土地所有者確認書（Godomey 変電所）

添付資料－1

関係者（面会者）リスト

関係者（面会者）リスト

Name	Organization	Department	Position
Dona Jean-Claude HOUSSOU	Ministère de l'Energie		Minister
Armand DAKEHOUN	Ministère de l'Energie		Director of the cabinet
TOSSOU K. Laurent Rodrigue	SBEE		Direction Generale
MACHOUDI Moussa	SBEE	DED	Director
Armel AIZANSI	SBEE	Finance	Director
AGOSSOU Magloire	SBEE	Patrimoine et de la gestion des stocks	Director
ZANDO Kevin	SBEE	DED	Assistant Director
FAMBO Brice	SBEE	DED	Chief Analyses Economy
PRODJINOTNTO Uluich	SBEE	DED	Study survey
HOUNGBO Gregoire	SBEE	DED	Statistic economic analysis
MAMA Malick	SBEE	DED	Chief Department of study and Project
OUEHA Abel Casimir	SBEE	Direction de la Distriution	Chief Department of study and Project
Vonjy RAKOTONDRAMANANA	World Bank	BENIN OFFICE	Senior Energy Specialist
DICKO Hamaciré	African Development Bank (AfDB)	BENIN OFFICE	Economiste Pays
YOUGBARE Barnabé	African Development Bank (AfDB)	BENIN OFFICE	Chargé de Programme Pays
Gaston HOUNTONDJI	Agence Francaise de Developpement (AFD)	BENIN OFFICE	Economiste
Innocent Koffi LOKOSSOU	MCA	BENIN OFFICE	Policy Reform and Institutional Strengthening Manager
Joel AKOWANOU	MCA	BENIN OFFICE	Director of Operations
Gabriel Nounagnon DEGBEGNI	MCA	BENIN OFFICE	National Coordinator
Mario MERCHAN ANDRES	GIZ	BENIN OFFICE	Charge de Programme
Kokou LAGASSOU	GIZ	BENIN OFFICE	Conseiller Technique en Energie Solaire
Zacharie Papanam Maman	GIZ	BENIN OFFICE	Conseiller Technique Intermediation Sociale
Macaire ADJAGBA	GIZ	BENIN OFFICE	Conseiller Technique Charge du Monitoring
Gbedonougbo Claude GBAGUIDE	Autorite de Regulation de I'Electricite (ARE)		Presidence
Sedjro Vivien F.M.AGBAKOU	Bureau D'analyse et D'investigation (BAI)		Expert
Marie-Benedicte ADJAHO	Bureau D'analyse et D'investigation (BAI)		Expert
Arnaud Yemalin ZANNOU	Bureau D'analyse et D'investigation (BAI)		Expert
Gilles Ahouanmenou	Deloitte	BENIN OFFICE	Managing Director
Marlyne GUEDEGBE	Deloitte	BENIN OFFICE	Manager
Koichik SASADATE	JICA	BENIN OFFICE	Representant Resident
Ritsuko KAWABE	JICA	BENIN OFFICE	Project Formulation Advisor
Emeric F.E.TOKOUDAGBA	Ministère de l'Energie		Coordonnateur de Projets
Mahoussi AMOUSSOU	Ministère de l'Energie		Conseillere Technique Juridique

添付資料－2

収集資料リスト

収集資料リスト

No.	Name	Type	言語
1	Programme d'Actions du Gouvernement 2016－2021:PAG	PDF	日
2	PLAN NATIONAL DE DÉVELOPPEMENT 2018-2025	PDF	仏
3	PROGRAMME DE CROISSANCE POUR LE DEVELOPPEMENT DURABLE (PC2D)2018-2021	PDF	仏
4	Update of the ECOWAS revised master plan for the development of power generation and transmission of electrical energy, September 2018	PDF	英
5	Vedocko S/S singleline_diagram	PDF	仏
6	Government Action Programme 2016-2021 Flagship Project	PDF	英
7	EPROJET DE LOI PORTANT CODE DE L'ELECTRICITE	PDF	仏
8	International tender for the implementation of four photovoltaic plants in Natitingou, Djougou, Parakou, and Bohicon	PDF	英
9	CEF Off-Grid Clean Energy Facility	紙	英
10	Millennium Challenge Account - Benin II	紙	英
11	Avakpa S/S singleline_diagram	PDF	仏
12	Akpakpa S/S singleline_diagram	PDF	仏
13	Vedocko S/S singleline_diagram (Protection)	PDF	仏
14	Avakapa S/S Maximum_demand	PDF	仏
15	Akpakpa S/S Maximum_demand	excel	仏
16	Maria Gleta S/S Maximum_demand	PDF	仏
17	SBEE_Etats financiers 2013	PDF	仏
18	SBEE_Etats financiers 2014	PDF	仏
19	SBEE_Etats financiers 2015	PDF	仏
20	SBEE_Etats financiers 2016	PDF	仏
21	SBEE_Etats financiers 2017	PDF	仏
22	Adoption du Cadre Dintervention des Producteurs Independants dElectricite (IPP) au Benin (Excerpt)	紙	仏
23	Results-based Financing for Energy Access	紙	英
24	Draft law of Electricy Code (Excerpt, Translate from French to English by Augustin ADOKPO)	word	英
25	Draft Electricy Code FR	PDF	仏
26	Cahier de prix de cession du premier semestre 2018_Mat_riels de r_seaux, compteurs, disjoncteurs, etc.	PDF	仏
27	Evolution du taux de perte de la SBEE	word	仏
28	Incidents d'exploitation_ 2016 2017 2018	excel	仏
29	indices de fiabilité 2017 & 2018	excel	仏
30	Note de service_frais de consignation ou d'avance sur consommation	PDF	仏
31	Nouveaux Tarifs d'Electricité suivant note de service n°2347-16-SBEE-DG-SG-DD-DIG-DCC-SP DU 29JUILLET 2016	PDF	仏
32	STRATECIE TRIENNALE DE REDUCTION DES PERTES DE DISTRIBUFiON	PDF	仏
33	à remplacer_par des unités fonctionnelles blindés	excel	仏
34	Plan de maintenance 2019	PDF	仏
35	PLAN DRA 2019	dwg	仏
36	plan reseau MT global benin	dxf	仏
37	Réseau Unif OUEME PLATEAU 2018	dwg	仏
38	unif cot Est 2018	dwg	仏
39	Unif Mono Couffo 07 07 2018	dwg	仏
40	unif_ cot Ouest_C-O 4 01 10 18	dwg	仏
41	ORGANIGRAMME DE LA DIRECπON GENERALE DE LA SBEE	PDF	仏

添付資料－3

テクニカルノート

NOTE TECHNIQUE
pour l'Etude pour Formulation des Projets de l'Energie
en République du Bénin

L'équipe d'étude de l'Agence Japonaise de Coopération Internationale (ci-après dénommée « l'Equipe ») a visité le Bénin du 25 janvier au 14 février 2019, et a mené une étude sur les installations de transformation et les réseaux électriques de distribution dans les quatre départements, à savoir Mono, Atlantique, Littoral et Ouémé.

A l'issue de l'étude de l'Equipe et d'identification des besoins de la partie béninoise, l'ordre prioritaire des projets pour une assistance future a été confirmé suivant la liste jointe en Annexe.

L'Equipe a exposé les résultats de l'étude au Directeur Général de la Société Béninoise d'Energie Electrique qui en a pris acte.

Cotonou, le 11 février 2019

TOSSOU K. Laurent	Kenichiro YAGI
Directeur Général	Consultant en chef
Société Béninoise d'Energie Electrique (S.B.E.E.)	NEWJEC INC.
République du Bénin	Japon

ANNEXE
Projet du Rapport Final

ETUDE POUR FORMULATION DES PROJETS DE L'ENERGIE EN REPUBLIQUE DU BENIN

Projet du Rapport Final
(Résultat de l'étude sur le terrain)

Fébrier 2019

Japan International Cooperation Agency

NEWJEC Inc.

The Kansai Electric Power Co., Inc.

Table des matières

1 . Objectif et Zone cible de l'étude

2 . Réseaux et transformation

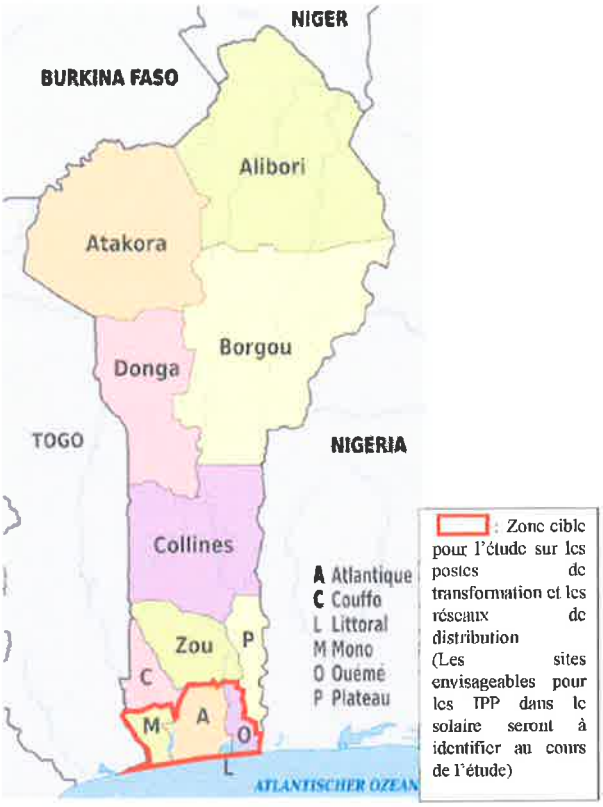
3 . Distribution

4 . IPP dans le solaire

2.Objectif et Zone cible de l'étude

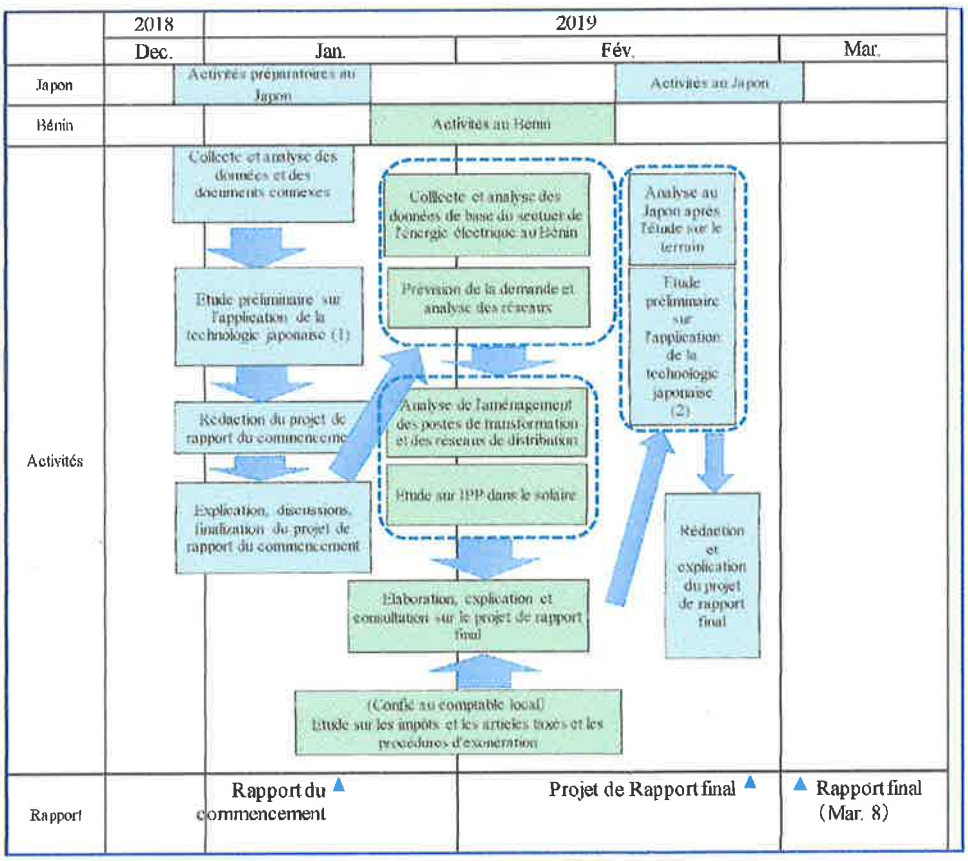
Objectif de l'étude

La présente étude a pour objectif d'étudier et formuler un projet de coopération qui sera mis en œuvre dans l'avenir, en **collectant et analysant des données** relatives au développement du secteur de l'énergie électrique (principalement **sur les postes de transformation et la distribution électrique et les producteurs d'électricité indépendants (Indpendent Power Producer, IPP)**) dans le solaire et en rassemblant **des données de base** qui seront nécessaires pour **la formulation de la coopération matérielle** de la JICA dans le cadre de l'aménagement des infrastructures de l'énergie électrique, dans le but d'une croissance durable au Bénin tout en tirant profit des technologies de pointe du Japon



Zone cible de l'étude

3.Calendrier de l'étude



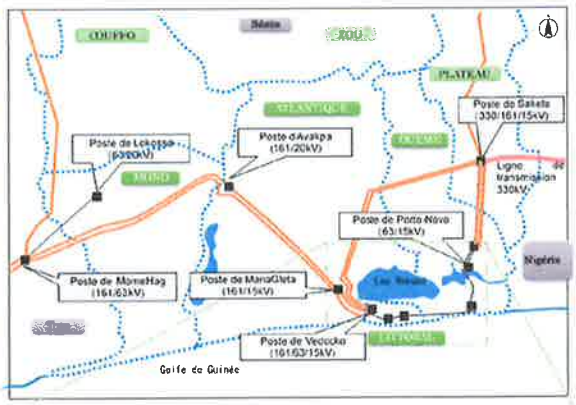
Etude et Visite des 9 postes de transformation existants et 3 sites sécurisés pour la nouvelle construction des postes de transformation (Allada, Godomey, Cococodji)
Identification de la composition des réseaux, l'état actuel des installations et des charges.

6.Installations existantes de transformation

Liste des postes dans la zone cible

No.	Nom du poste	Tension (kV)	Charge (MW)	Département
1	Avakpa	161/20	11.16	ATLANTIQUE
2	Maria-Gleta	161/15	21.24	ATLANTIQUE
3	Vedoko	161/63/15	48	LITTORAL
4	Akpakpa	63/15	37	LITTORAL
5	Gbégamey	63/15		LITTORAL
6	Lokossa	63/20	5.8	MONO
7	Porto-Novo	63/15	55.5	OUEME
8	Sèmè-Kpodji	63/15		OUME
9	Tanzoun	161/63	-	OUEME

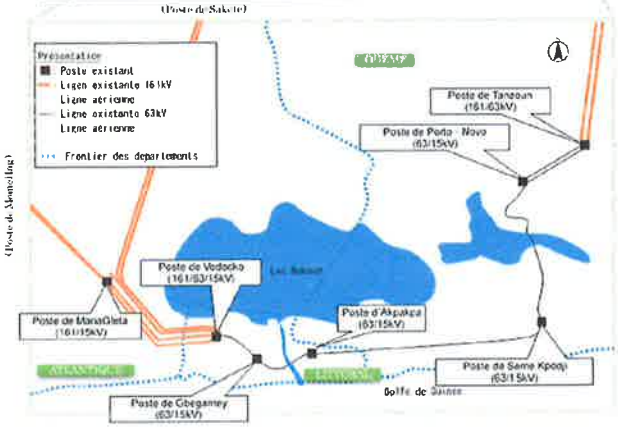
Source : Plan directeur (édité)



Liste des lignes de transport dans la zone cible

No.	Ligne de transport	Taille Conducteur	Distance (km)	Tension (kV)
1	Avakpa - Maria-Gleta	177mm²	38	161
2	Avakpa - (MomeHag)	177mm²	54	161
3	Maria-Gleta - (MomeHag)	177mm²	92	161
4	Maria-Gleta - Vedoko (1)	253mm²	11	161
5	Maria-Gleta - Vedoko (2)	177mm²	11	161
6	Sakete161 - Vedoko (1)	253mm²	75	161
7	Sakete161 - Vedoko (2)	253mm²	75	161
8	Akpakpa - Gbégamey	185mm²	55	63
9	Akpakpa - Porto-Novo	185mm²	33	63
10	Gbegamey - Vedoko	185mm²	4.4	63
11	Lokossa - (MomeHag)	185mm²	29	63
12	(Sakete) -Tanzoun (1)	-	-	161
13	(Sakete) -Tanzoun (2)	-	-	161
14	Tanzoun - Porto-Novo(1)	-	7.5	63
15	Tanzoun - Porto-Novo(2)	-	7.5	63

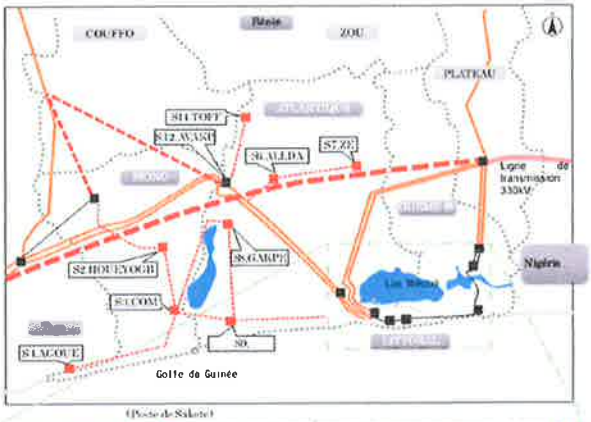
Source : Plan directeur (édité)

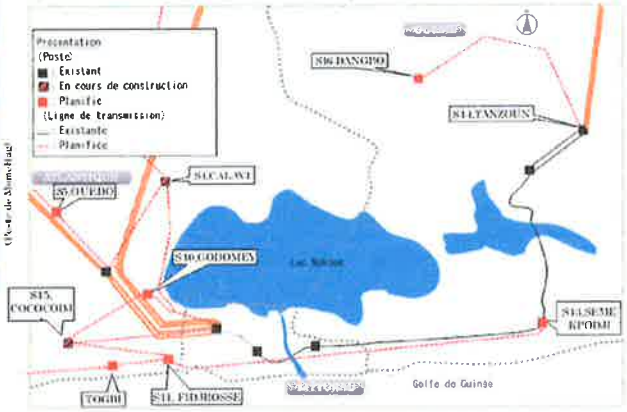


Liste des projets de développement des postes dans la zone cible

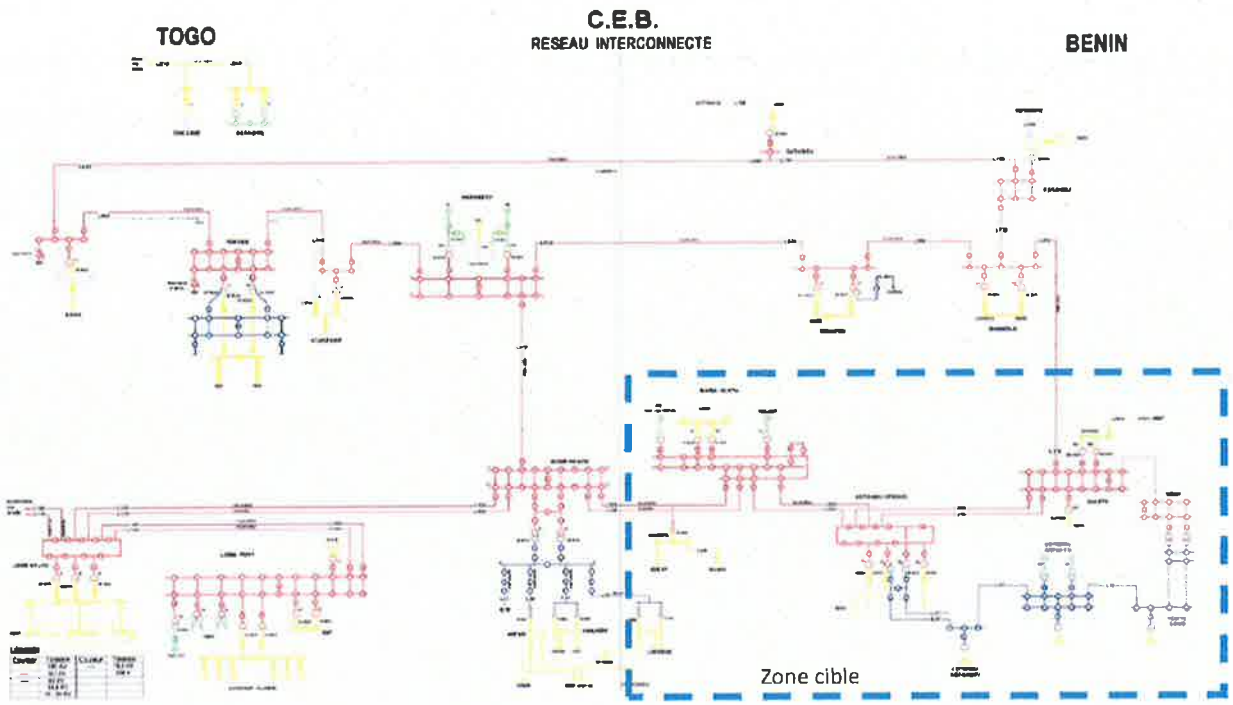
Nº	Nom du poste	Tension et puissance des transformateurs (MVA)								Département	Remarque
		225/63/20 kV	161/63/33 kV	63/20 kV	161/33 kV	161/20 kV	161/30kV	63/6kV	63/20 kV		
S1	CALAVI									ATLANTIQUE	En cours de construction
S2	HOUEYOGBE								2x20	MONO	
S3	COME								2x20	MONO	Position définitive non confirmée
S4	AGOUE								2x20	MONO	
S5	OUEGO					2x 50				ATLANTIQUE	
S6	ALLADA								2x20	ATLANTIQUE	Acquisition du terrain
S7	ZE								2x20	ATLANTIQUE	
S8	GAKPE				2x10 0				2x50	ATLANTIQUE	
S9	OUIDAH								2x35	ATLANTIQUE	
S10	GODOMEY								2x35	ATLANTIQUE	Acquisition du terrain
S11	FIDJROSSE								x	ATLANTIQUE	
S12	AVAKPA				1x20	1x 20				ATLANTIQUE	
S13	SEME KPODJI	x			3x10 0	2x 50				QUEME	
S14	TOFFO								2x20	ATLANTIQUE	
S15	COCOCODJI								x	ATLANTIQUE	
S16	DANGBO								2x20	QUEME	

Source : Projet d'accès durable et sécurisé du Bénin à l'énergie électri que (PADSBEE 2019-2025), Nov. 2018,SBEE (édité)

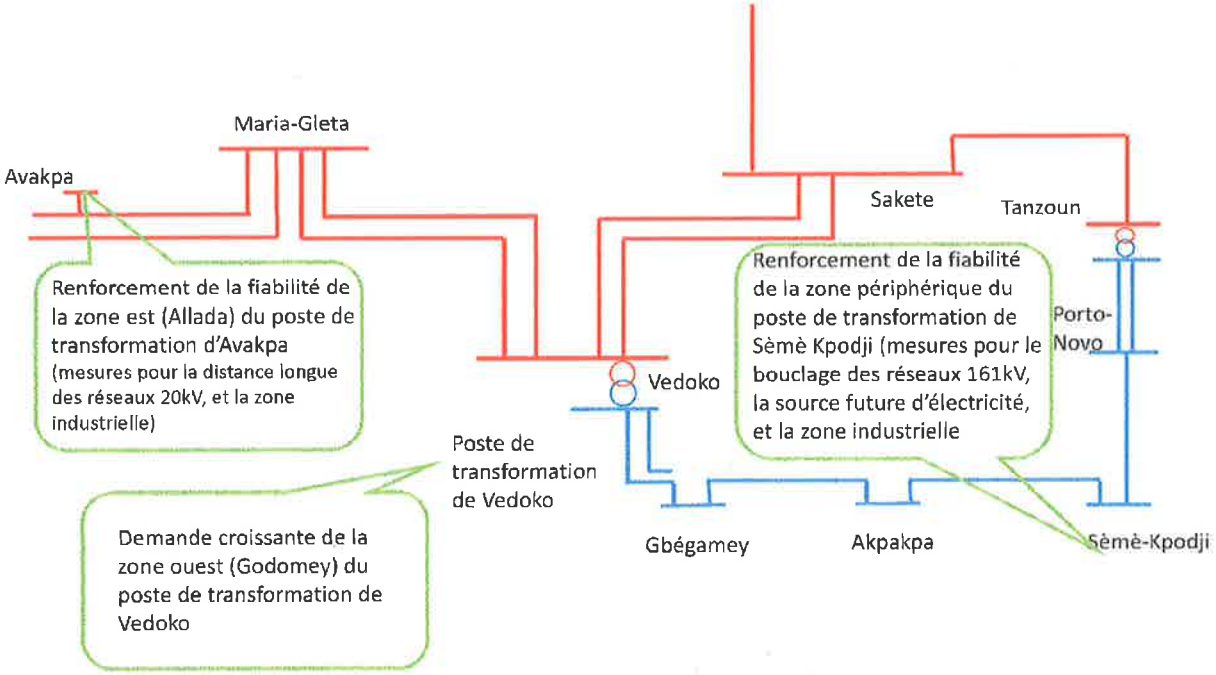




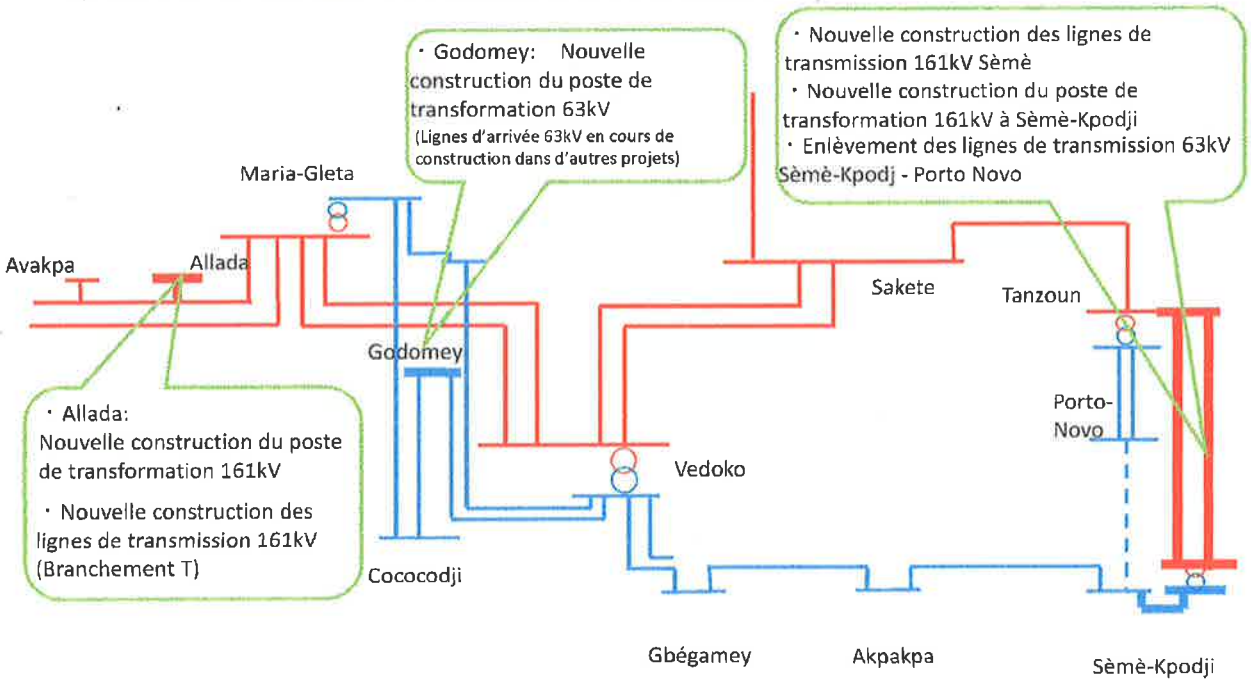
Bénin – Togo Réseaux actuels



Etat actuel et Problèmes des installations de transmission et transformation dans la zone cible



Proposition du renforcement des installations de transmission et transformation dans la zone cible



Comparaison pour la formulation des projets (Transformation)

11

SBEE Priorité	Poste de transformation	Installations Propriétaire	Contenu des demandes	Résultat de l'étude				
				Réseau	Terrain	Autre donnateur	Environement	Evaluation
1	Maria-Gleta	CEB	Remplacement du transformateur existant 161/20kV de puissance 19MVA par celui de 50MVA	Demande: petite	Pas nécessaire		Peu d'influence	
2	Vedoko	CEB	Remplacement du transformateur existant 161/63/15kV de puissance 55MVA dû à sa vétusté	Nécessaire Demande: grande	Pas nécessiare	MCA	Peu d'influence	Impossible
3	Godomey	SBEE	Nouvelle installation de 2 transformateurs 63/15kV de puissance 35MVA dans le nouveau poste de transformation de Godomey (terrain sécurisé)	Nécessaire Demande: grande	Déjà sécurisé		Peu d'influence	○ Proposition 2
4	Akpakpa	SBEE	Addition d'un transformateur 63/15kV de puissance 15MVA	Demande: petite	Pas nécessaire		Peu d'influence	
5	Lokossa	SBEE	Réhabilitation du poste de transformation pour l'operation parallèle des transformateurs existants 63/20kV de puissance 20kV	Demande: petite	Pas nécessiare		Peu d'influence	
-	Allada	CEB	Nouvelle construction du poste de transformation 161kV/20kV et renforcement des installations connexes	Mesures nécessaires pour fiabilité/tension de distribution	Déjà sécurisé		Peu d'influence	○ Proposition1
-	Sèmè-Kpodji	CEB	Nouvelle construction du poste de transformation 161kV/63kV et renforcement des installations connexes	Mesures nécessaires pour fiabilité et bouclage 161kV	Pas nécessiare		Influence moyenne	○ Proposition3
-	Cococodji	SBEE	Nouvelle construction du poste de transformation 63kV/20kV		Déjà sécurisé	AFD	Peu d'influence	Impossible

Plan du projet (Transformation 1:Nouvelle construction du poste de transformation d'ALLADA et travaux connexes)

12

Sommaire des installations :

(Nouvelle construction du poste de transformation d'ALLADA)

Transformateur 161/20kV (puissance 20MVA) 2 unités (neuf)
Equipement AIS installable à l'extérieur 63kV (2 travées) 1 lot
Tableau d'artères de distribution 20kV 1 lot
Equipement pour le contrôle et la protection 1 lot
Bâtiment 1 lot

(Nouvelle construction des lignes aériennes)

Nouvelle construction des lignes aériennes 161kV (2 travées) 8km

Terrain sécurisé, entouré des clôtures

Abattage des arbres nécessaire à l'intérieur du terrain

Raccordement avec le branchement T aux lignes de transmission aériennes à côté (8km)

Transformation 2 : Nouvelle construction du poste de transformation de GODOMEY
Sommaire des installations : Transformateur 63/15 kV (puissance de 35MVA) 2 unités (neuf)
Equipement GIS installable à l'extérieur 63kV 2 travées
Tableau d'artères de distribution 15 kV 1 lot
Equipement pour le contrôle et la protection 1 lot
Bâtiment 1 lot

Terrain sécurisé, entouré des clôtures

Superficie de 800m2 (topographie nécessaire), déformée. Aménagement terminé à l'intérieur des clôtures

Technologie japonaises: GIS installable à l'extérieur

Transformation 3: Nouvelle construction du poste de transformation de Sèmè-Kpodji 2 et les travaux connexes
Sommaire des installations : (Nouvelle construction du poste de transformation Sèmè-Kpodji 2)
Transformateur 161/63 (puissance de 100MVA) 2 unites (neuf)
Equipement AIS installable à l'extérieur 161kV 2 travées
Equipement AIS installable à l'extérieur 63kV 2 travées
Equipement pour le contrôle et la protection 1 lot
Bâtiment 1 lot
(Lignes souterraines et aériennes)
Lignes souterraines 161kV (neuf) 22km
Lignes aériennes 161kV (utilisation de la route existante 18km
(Renforcement du poste de transformation de TANZOUN)
Equipement AIS installable à l'extérieur 161kV 2 travées
Equipement pour le contrôle et la protection 1 lot

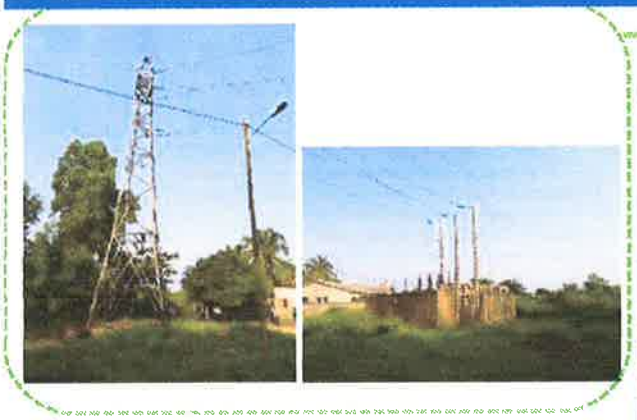
Technologie japonaise: Triplex câble・Lignes à bas taux de perte

Transformation 3: Nouvelle construction du poste de transformation de Sèmè-Kpodji 2 et les travaux pertinents

Sommaire des installations : (Lignes souterraines et aériennes)

Lignes souterraines 161kV (neuf)	22km
Lignes aériennes 161kV (utilisation de la route existante)	18km

Adopter les lignes souterraines 161kV dû à la difficulté d'acquisition des terrains dans la ville de Porto-Novo, capitale. Lignes de transmission existantes 63kV en souterraine



Point de connection

Lignes aériennes de transmission: remplacer le pylône

Transformation 3: Nouvelle construction du poste de transformation de Sèmè-Kpodji 2 et les travaux pertinents

Sommaire des installations: (Nouvelle construction du poste de transformation Sèmè-Kpodji 2)

Transformateur 161/63 kV (puissance de 100MVA)	2 unités (neuf)
Equipement AIS installable à l'extérieur 161kV	2 travées
Equipement AIS installable à l'extérieur 63kV	2 travées
Equipement pour le contrôle et la protection	1 lot
Bâtiment	1 lot

(Renforcement du poste de transformation de TANZOUN)

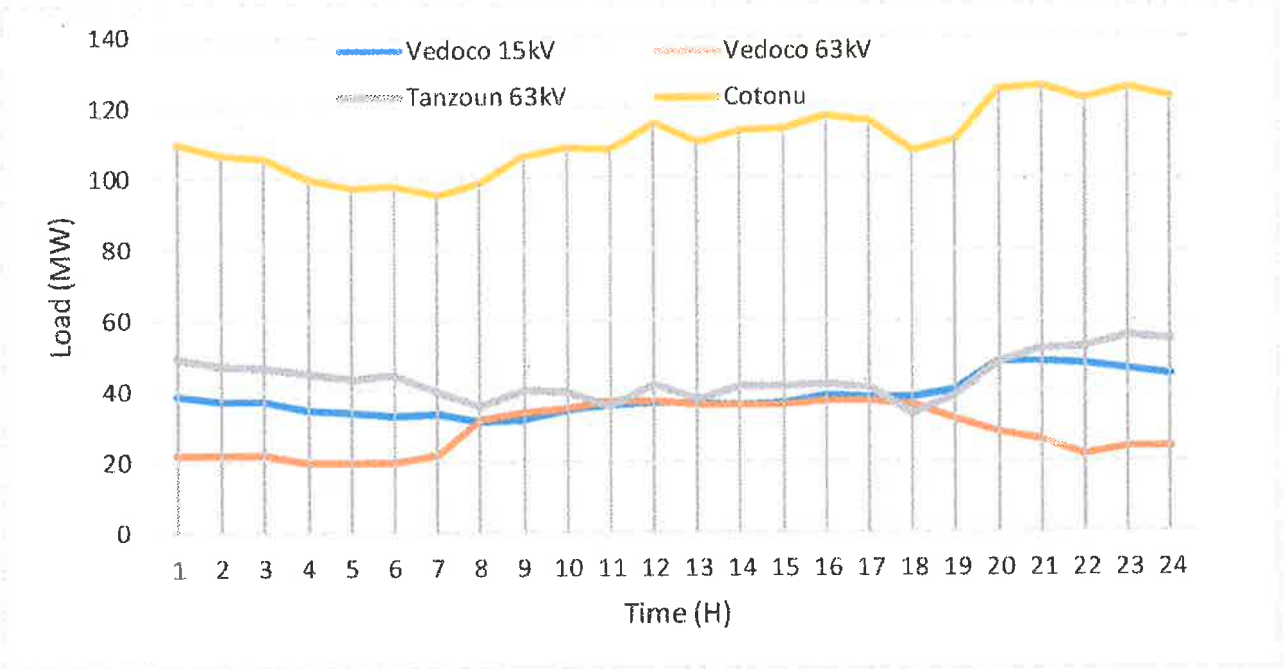
Equipement AIS installable à l'extérieur 161kV	2 travées
Equipement pour le contrôle et la protection	1 lot

Extension du superficie pour le poste de transformation Sèmè-Kpodji 2

Espace vide à l'intérieur du poste de transformation de TANZOUN

Courbe des charges journalières （Charge à Cotonou）

17



La pointe de charge de distribution de Vedoko (15kV) est 48MW. Il est nécessaire de renforcer les installations (nouvelle construction du poste de transformation 63kV etc.) suivi de la demande croissante de la zone Vedoko.

Répartition des services entre SBEE et CEB

18

Section de tension	Propriétaire des installations	Entretien des installations	Opération des réseaux	Remarque
HT (161kV ou plus)	CEB	CEB	CEB	
63kV	CEB （Réseau national） SBEE （dans la ville）	Propriétaire	CEB	
Installation de distribution (20kV ou inférieur)	SBEE	SBEE	SBEE	

Propriétaire des installations 63kV

CEB (Réseau national) ： Poste de Vedocko, Poste de Lokossa

SBEE (dans la ville) : Poste d'Akpakpa, Poste de Gbegamey, Poste de Porto-Novo, Poste de Sèmè Kpodji

Consultation dans le domaine de la distribution

Séance de travail avec les personnes en charge de la distribution à la SBEE sur les différents projets. Le résultat de la consultation est comme suit;

<Projets de distribution de la SBEE et besoins d'assistance>

- Elaboration d'une liste exhaustive des projets de distribution à l'issue de la séance de travail conformément aux document de reference de SBEE (Annexe ①)
- L'objectif des projets de distribution est catégorisé en 4 domaines ci-dessou;

① Amélioration des pertes en ligne, de la baisse de tension, fiabilité de l'offre et de l'opération des réseaux par le renforcement des réseaux de distribution
② Amélioration de la fiabilité de l'offre par la réhabilitation des installations
③ Construction des réseaux de distribution pour améliorer le taux d'électrification dans chaque zone
④ Réhabilitation des installations non conformes aux normes

<Etude de l'état actuel des incidents du délestage des lignes de distribution>

- Séance de travail avec les statistiques liés aux causes des incidents des lignes de distribution
- Divers défauts des installations sont constatés, mais les défauts dus à l'environnement des installations tels que la vétusté des installations et la pollution par les embruns marins, sont les causes majeures

<Etude de l'état actuel des pertes en ligne>

- Consultation avec l'équipe des pertes en ligne
- La perte totale des distributions en 2017: 23,1% (Détail: perte technique - environ 7.5%~9.5%, perte non-technique -plus de 10%)
- Les causes des pertes sont identique à notre estimation (perte non-technique due au vol de l'électricité, perte technique due à la surcharge des lignes de distribution et des transformateurs, à la baisse de tension causée par la longue distance et le déséquilibre des charges)
- Identification des projets d'appui par la Banque Mondiale d'introduire les compteurs pré-payés et compteurs communicants contre les pertes non-techniques
- SBEE comprend les causes de la perte technique, mais elle n'arrive pas à identifier les endroits à réhabiliter. SBEE planifie l'étude et la collecte des informations en installation des équipements de mesure dans chaque zone.

Etude pour la formulation des projets ①

<Principes pour les projets de distribution de la SBEE et les besoins d'assistance>

Définir des priorités aux projets dans la liste exhaustive conformément aux principes mentionnés ci-dessous afin d'étudier la formulation des projets dans le cadre de l'aide non-remboursable (Projets exclus si l'année planifiée par la SBEE n'est pas conforme au calendrier du processus de l'aide japonaise)

Classification des projets	Contenu à étudier	Priorité
① Amélioration des pertes en ligne, de la baisse de tension, fiabilité de l'offre et de l'opération des réseaux par le renforcement des réseaux de distribution	Permettre l'évaluation des effets d'amélioration quantitatif contre la perte en ligne et la baisse de tension; Contribuer à l'amélioration de la fiabilité de l'offre et de l'opération des réseaux par le bouclage des réseaux	I
② Amélioration de la fiabilité de l'offre par la réhabilitation des installations	Contribuer à la baisse des incidents des lignes de distribution, qui améliore la fiabilité de l'offre	II
③ Construction des réseaux de distribution pour améliorer le taux d'électrification dans chaque zone	Contribuer à l'amélioration du taux d'électrification, mais influencé par le progrès du développement de chaque zone et la tendance de demande (Absence des informations sur les projets de développement et la prévision de demande)	III
④ Réhabilitation des installations ne respectant pas les normes	Bas niveau des bénéfices dans le secteur électrique du Bénin, tel que l'amélioration de perte en ligne ou du taux d'électrification	IV

<Principes pour élaboration des mesures contre les incidents des lignes de distribution>

- Introduire dans les projets susmentionnés les mesures contribuant à la baisse des incidents par l'introduction de la technologie japonaise tout en analysant les statistiques des incidents des lignes de distribution

<Principe pour élaboration des mesures contre la perte en ligne>

- Exclure des projets pour la réduction de la perte non technique, qui sont déjà fiancés par la Banque Mondiale
- Pour les mesures contre la perte technique, introduire la technologie japonaise efficace dans les projets susmentionnés (Transformateur à noyau métalique amorphe, Appareil de coordination pour régler le facteur de puissance, Ligne de distribution à faible taux de perte)

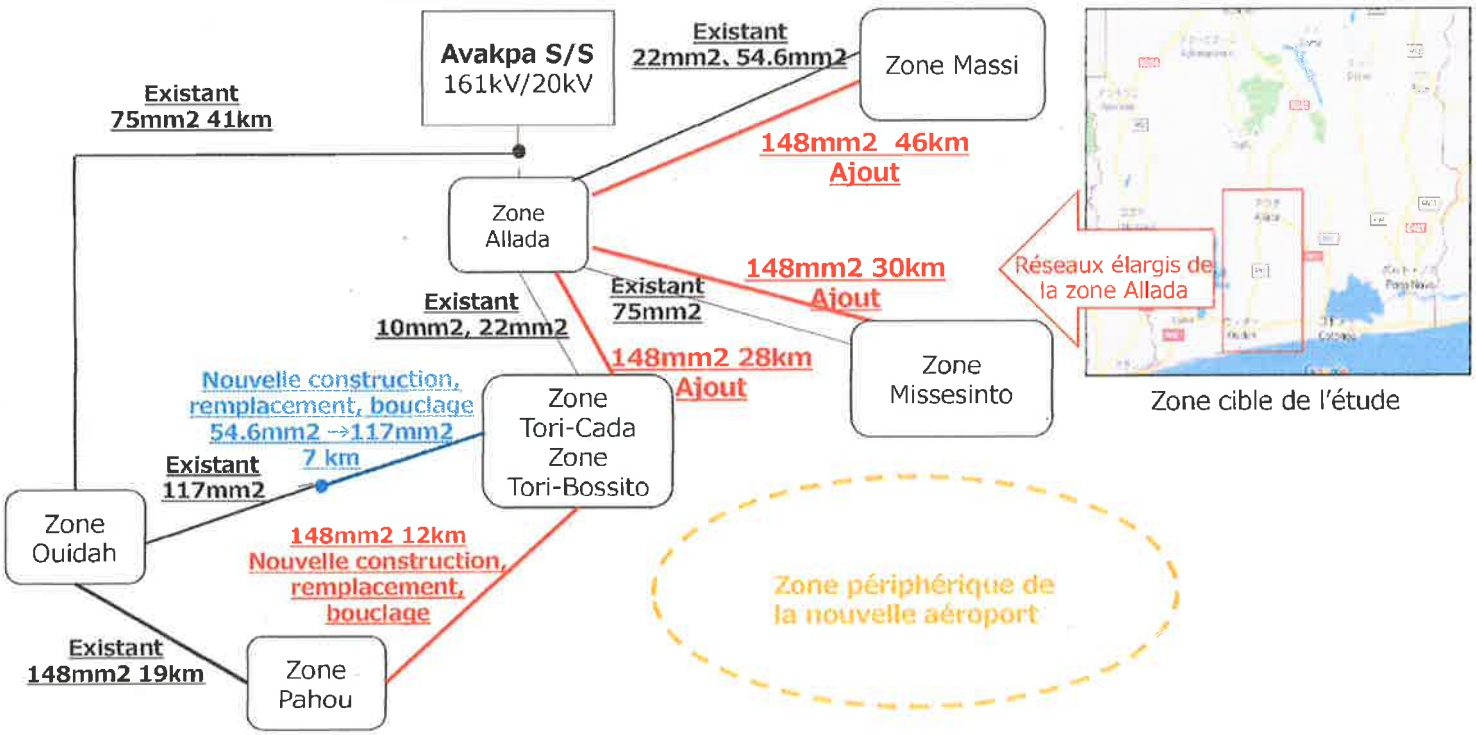
Etude pour la formulation des projets ②

<Projets potentiels détaillés>

Les projets prioritaires sont sélectionnés comme suit, suivant les principes mentionnés précédamment;

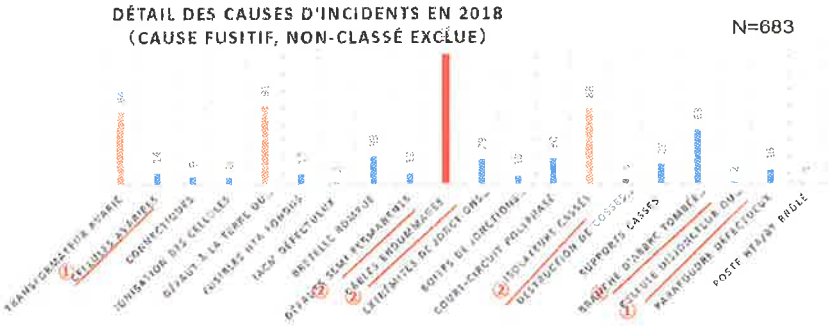
No.	Nom des projets	Contenu	Année planifiée
①	Renforcement des réseaux de distribution de la zone Allada dans le département de l'Atlantique	Renforcement des lignes de distribution existantes et son bouclage afin d'améliorer la perte en ligne, la baisse de tension, la fiabilité de l'offre et l'opération des réseaux (à voir les pages suivantes pour le détail)	Vers 2021
②	Densification des réseaux de distribution dans les quartiers périphériques de Cotonou (Pour répondre à la demande croissante de la zone urbaine)	Ordre de priorité revalorisé, en concertation avec le projet de la construction d'un nouveau poste de transformation de Vedoko Nouvelle construction de 3 lignes de départ HTA en souterrain, longues d'environ 50 km	Vers 2021
③	Remplacement des unités fonctionnelles à isolement dans l'air par étanche	90 unités de l'unité fonctionnelle à isolement dans l'air, origine des incidents des lignes de distribution, à remplacer par des étanches	Dès que possible
④	Renforcement des lignes de distribution et densification (electrification) dans la zone Ouidah	·Remplacement des lignes HTA existantes 20kV longues de 8km en 117mm2 ·Nouvelle construction des lignes HTA longues de 45km avec les postes de distribution à 30 endroits pour améliorer le taux d'électrification dans la zone	Vers 2023
⑤	Densification des réseaux de distribution (electrification) dans les zones Allada et Glo	·Nouvelle construction des lignes HTA 20kV longues de 45km avec les postes de distribution à 30 endroits	Vers 2023

Renforcement des réseaux de distribution de la zone Allada dans le département de l'Atlantique



Etude des contraintes en fonction des statistiques des incidents des lignes de distribution

COntraintes sont étudiés suivant les statistiques des incidents des lignes de distribution



① **Remplacement de l'unité fonctionnelle dans la poste de distribution par des étanches**
- Incidents dus aux pannes de l'unité fonctionnelle dans la poste de distribution; Remplacement par des étanches pourrait améliorer la situation

② **Renouvellement des installations et introduction de la technologie japonaise lors du renforcement des réseaux**
- Incidents dues principalement à la détérioration et la vétusté des installations; Renouvellement des installations lors du renforcement des réseaux pourrait améliorer la situation
- Introduction de la technologie japonaise, tel que l'isolateur pin post contre la détérioration, le conducteur de protection résistant aux usures dus aux contacts aux arbres et objets, pourrait améliorer la situation

③ **Renforcement des réseaux de distribution pour améliorer la fiabilité de l'offre et l'opération des réseaux dans le département de l'Atlantique**
- L'Atlantique souffre du délestage le plus souvant; Renforcement des réseaux de distribution dans la zone Allada est important
- L'introduction de la technologie japonaise tel que le système de commutation séquentiel permettant de réduire la durée de délestage lors des incidents des lignes de distribution

Confirmation des projets souhaités par la SBEE et de la zone cible de l'étude (Liste exhaustive) Annexe1-①

Sélection des points à étudier suivant les projets de SBEE mentionés dans PADSBEE 2019-2025

Projets de développement pour échéance 2021	Cible
1- Construction de lignes HTA sur les departs du nouveau poste source de l'aéroport de Glodjigbe et électrification	○
2- Construction de lignes HTA sur les départs du nouveau poste source d'Houèdo vers la zone Zoundja	○
3- Aménagement des réseaux de distribution HTA et BT suivi du développement de la nouvelle cite administrative dans le sud d'Houèdo et électrification	○
4 –Densification de lignes HTA sur les departs des nouveaux postes sources et électrification	○
Aménagement des réseaux de distribution dans chaque zone	
I- Département du Littoral	○
II- Département de l'Atlantique	○
III- Département du Mono-Couffo	△
IV- Département du Zou	×
V- Département de l'Ouémé-Plateau	△
VI-Département du Borgou-Alibori	×
VII-Département de l'Atacora-Donga	×
VIII-Réhabilitation des postes sur des chassis sans normes de sécurité dans chaque zone	△

Projets de développement pour échéance 2021

Annexe1-②

Projet	Objetectif	Contenu des projets
1- Construction de lignes HTA sur les départs du nouveau poste source de l'aéroport de Glodjigbé et électrification	·Construction de lignes HTA, suivi de la construction du nouveau aéroport de Glodjigbé ·Electrification des zones adjacentes	·Construction du nouveau poste de transformation 63/20kV à Glodjibé, prérequise ·Lignes totalement souterraines de distribution 20kV alimentant le nouveau aéroport et les zones adjacentes Lignes de distribution souterraines dans une périphérie de 2km de l'aéroport, lignes de distribution aériennes pour les autres zones ·Estimation de demande à 5MW pour l'aéroport, et à 10MW pour les zones adjacentes
2- Construction de lignes HTA sur les départs du nouveau poste source de Houèdo	Construction de lignes HTA vers Zoundja, suivi de la nouvelle construction de la poste de transformation d'Houèdo	·Construction du nouveau poste de transformation 161/20kV à Houèdo, prérequise ·Nouvelle construction de lignes souterraines de distribution 20kV, partant de la poste de transformation d'Houèdo vers la zone Zoundja ·Nouvelle construction de lignes, en plus des lignes existantes de distribution de 15kV depuis Maria-Gléta, due à la demande croissante dans la zone Zoundja. Estimation de la demande à 102MW.
3. Aménagement des réseaux de distribution HTA et BT suivi du développement de la nouvelle cite administrative dans le sud d'Houèdo et électrification	Aménagement des réseaux de distribution de HTA et BT, suivi du développement de la nouvelle cité administrative dans le sud d'Houèdo ·Electrification des zones adjacentes, y compris Hévier et Cococodji	·Construction du nouveau poste de transformation 161/20kV à Houèdo, prérequise ·Nouvelle construction de lignes HTA de 20kV, partant de la poste de transformation d'Houèdo vers la nouvelle cité administrative ·Mise en place des postes 20kV/430V préfabriqués ou cabine maçonnée à 12 endroits dans la cité administrative de 2km2 de côté, ainsi que d'environ 150 postes en dehors de la cité administrative ·Nouvelle construction de lignes BT longues de 500km pour la cité administrative et sa périphérie. Lignes souterraines à l'intérieur de la cité, lignes aériennes pour d'autres zones
4. Densification de lignes HTA sur les départs des nouveaux postes sources et électrification	Densification de lignes HTA sur les départs des nouveaux postes sources et électrification	Pas de projets détaillés

Tous les projets sont exclus, car l'achèvement des projets est planifié au plus tard 2021

Aménagement des réseaux de distribution: Département du Littoral

Annexe1-③

Projet	Objetectif	Contenu des projets	Année planifiée	Priorité
1. Densification des réseaux de distribution dans les quartiers périphériques de Cotonou	·Aménagement des réseaux de distribution dans les quartiers périphériques de Cotonou, dû à la demande croissante ·Amélioration du taux d'électrification	Ordre de priorité revalorisé, en concertation avec le projet de la nouvelle construction de la poste de transformation de Vedoko Nouvelle construction de 3 lignes de départ HTA en souterrain, longues d'environ 50 km	Vers 2021	Ⅲ→Ⅱ
2. Passage souterrain des départs HTA 15kV (Cotonou1, 4, 3, Saint Michel, Sonaci)	Passage souterrain des lignes de distribution HTA et BT, actuellement aériennes, dû à la demande croissante, la réhabilitation des routes et la pollution causée par les embruns marins	·Pour Cotonou4, les câbles en cuivre en 35mm2 sont installés en souterrain dans une partie des lignes longues de 12km en total. Tous les câbles seront remplacées par celles en 240mm2 ·Pour des autres zones, l'étude des travaux est planifiée et la route et les besoins détaillés seront disponibles d'ici fin d'année.	2022～2025	Ⅲ
3. Remplacement des unités fonctionnelles à isolement dans l'air par étanche	Unité fonctionnelle à isolement dans l'air, origine des panne ou délestage, à remplacer par des étanche	·Zone cible: Quartiers périphériques de Cotonou ·No.: 90 unités, Liste des unités à remplacer en cours de préparation par SBEE	Pas de précision Dès que possible	Ⅱ

Aménagement des réseaux de distribution: Département de l'Atlantique

Annexe1-④

Projet	Objetectif	Contenu des projets	Année planifiée	Priorité
1. Renforcement des lignes HTA pour Allada – Massi et Construction de ligne HTA pour Massi - Zogbodomè - Bohicon-Djimè	·Pour répondre à la demande croissante des zones adjacentes, et réagir contre la baisse de tension	·Addition d'une ligne de distribution 20kV en 148mm2 longue de 46km pour Allada-Massi ·La zone Massi – Zogbodomè – Bohicon-Djimè ne fait pas partie de la cible de l'étude	Dès que possible	I
2. Renforcement de ligne HTA pour Allada- Missessinto	·Pour répondre à la demande croissante des zones adjacentes, et réagir contre la baisse de tension	·Addition d'une ligne de distribution 20kV en 148mm2 longue de 30km pour Allada - Missessinto	2020~ 2021	I
3. Renforcement de ligne HTA pour Allada – Tori et Construction de ligne HTA pour le bouclage Pahou - Tori	·Pour répondre à la demande croissante des zones adjacentes, et réagir contre la baisse de tension, qui est surtout critique dans ces zones ·Amélioration de la fiabilité de l'offre et l'opération des réseaux par le bouclage des réseaux de distribution	·Addition d'une ligne de distribution 20kV en 148mm2 longue de 28km pour Allada - Tori ·Nouvelle construction d'une ligne de distribution 20kV en 148mm2 longue de 12km pour Pahou – Tori, actuellement non-raccordé, en vue de réaliser le bouclage	2020~ 2021	I
4.Construction ou relplacement de ligne HTA pour Ouidah – Tori pour réaliser la boucle	·Amélioration de la fiabilité de l'offre et l'opération des réseaux par le bouclage des réseaux de distribution (car il y a un projet d'aménagement de la zone industrielle de grande envergure)	·Nouvelle construction de ligne de distribution 20kV en 117mm2 longue de 7km de Tori, y compris la section non-raccordée de 3km pour Ouidah – Tori, en vue de réaliser le bouclage des réseaux de distribution pour Ouidah – Tori	2020~ 2021	I

Aménagement des réseaux de distribution: Département de l'Atlantique

Annexe1-⑤

Projets	Objetectif	Contenu des projets	Année planifiée	Priorité
5. Renforcement de ligne de distribution et densification (electrification) des réseaux de distribution dans la ville d'Ouidah	·réhabilitation des lignes de distribution existantes ·amélioration du taux d'électrification (30%→70%)	·Remplacement des lignes HTA existantes 20kV longues de 8km en 117mm2. Remplacement des lignes existantes BT longues de 22km ·Nouvelle construction des lignes HTA longues de 45km et des lignes BT longues de 100km ainsi que des postes de distribution à 30 endroits pour améliorer le taux d'électrification dans la zone	2022~ 2023	III
6.Densification (Electrification) des réseaux de distribution dans la ville d'Allada et Glo	Amélioration du taux d'électrification dans ces deux zones (20%→100%)	·Nouvelle construction des lignes HTA 20kV longues de 45km, des lignes BT longues de 100km ainsi que des postes de distribution dans 30 localités	2023	III
7. Densification (Electrification) des réseaux de distribution à Cococodji et Hevié	Amélioration du taux d'électrification dans ces deux zones (20%→90%)	Même description de « Les besoins liés aux projets de PAG et pour échéance 2021 » en haut: Aménagement des réseaux de distribution de HTA et BT, suivi du développement de la nouvelle cité administrative dans le sud de Houèdo ·Electrification des zones adjacentes, y compris Hévier et Cococodji	–	–

Aménagement des réseaux de distribution: Département du Mono-Couffo, de l'Ouémé-Plateau, Réhabilitation des postes de distribution dans chaque zone Annexe1-⑤

Article	Objetectif	Contenu des projets	Année planifiée	Priorité
Département du Mono-Couffo				
Renforcement de ligne de distribution 20kV Lokossa - Come - Segbohoue – Se et Construction de la ligne de distribution Sègbohouè – Ouidah pour le renforcement des réseaux	・Pour répondre à la demande croissante et réagir contre la baisse de tension ・Amélioration de la fiabilité de l'offre et l'opération des réseaux par raccordement des réseaux des postes de transformation	・Ajout d'une ligne HTA 20kV en 148mm2 longue de 100km pour Lokossa - Come - Segbohoue - Se ・Nouvelle construction d'une ligne HTA 20kV en 148mm2 longue de 6km pour Sègbohouè - Ouidah	2022～2023	Ⅲ
Département de l'Oueme-Plateau				
Densification (Electrification) des réseaux de distribution dans les villes de Tchonvi, Ekpè et Sèmè-Kpodji	・Amélioration du taux d'électrification de ces 3 villes (15%→95%)	Nouvelle construction des lignes HTA longues de 40km, des lignes BT longues de 200km ainsi que des postes de distribution à 67 endroits	2024	Ⅲ
Réhabilitation des postes de distribution dans chaque zone				
Mise aux normes des postes sur des chassis sans norme de sécurité, installés dans les villes	Mise aux normes des postes sans norme de sécurité, provisoirement installés pour répondre à la demande croissante des villes	Mise aux normes des postes sur des chassis par des postes préfabriqués ou des cabines maçonnées à 100 endroits	Dès que possible	Ⅳ

Résultat de l'étude pour la formulation des projets (résumé) 19

Priorité	Nom du Paquet	Transformation	Distribution
1	Nouvelle construction du poste de transformation d'ALLADA et les travaux connexes	・Nouvelle construction du poste de transformation d'ALLADA ・Nouvelle construction des lignes aériennes de transmission	・Renforcement des réseaux de distribution dans la zone d'ALLADA
2	Nouvelle construction du poste de transformation de GODOMEY et les travaux connexes	・Nouvelle construction du poste de transformation de GODOMEY	・Renforcement des réseaux de distribution de la zone de GODOMEY
3	Nouvelle construction du poste de transformation de Sèmè-Kpodji 2 et les travaux connexes	・Nouvelle construction du poste de transformation d' Sèmè-Kpodji 2 ・Nouvelle construction des lignes aériennes de transmission	-

Option ：Distribution

Option ①

Remplacement de 90 unités de l'unité fonctionnelle, origine des incidents des lignes de distribution, par des étanches

Option ②

Renforcement des lignes de distribution et densification (electrification) de la zone Ouidah

Option ③

Densification (electrification) des réseaux de distribution de la zone Allada et Glo

pour améliorer la fiabilité et répondre à la demande potentielle par les industries métallurgiques et textiles et la Cité Internationale de l'Innovation et du Savoir (CIIS)

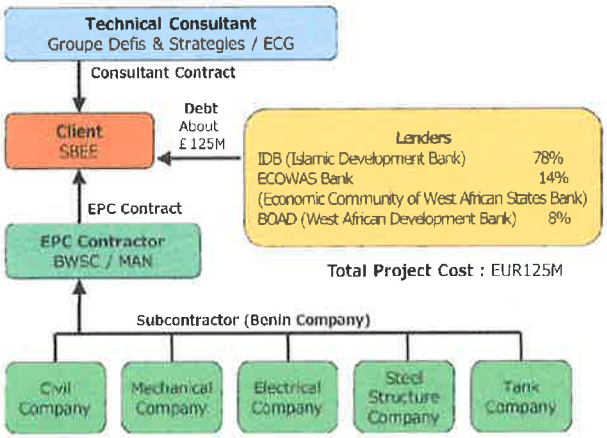
3-1-8. Intervention des opérateurs économiques priviés (IPP)

1

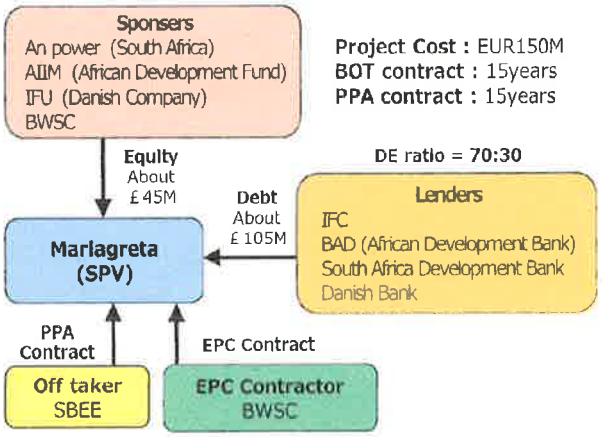
✓ Information détaillée des affaires IPP

Un seul projet réalisé par l'intervention d'opérateur privée dans le domaine de production électrique (IPP): Projet de MARIA-GLETA en cours de construction avec la puissance de 450MW en total. Détail est comme suit;

Phase 1 : Contrat en mode EPC (puissance de 120MW en total)
85% de l'achèvement des travaux. Examen du démarrage planifié à mi-mars 2019
Phase 2 : Contrat en mode IPP (puissance de 130MW en total)
Approbation d'EIA donnée. Démarrage des travaux planifié en été 2019



Graphique 1. Structure de la phase 1



Graphique 2. Structure de la phase 2

3-1-9. Introduction des mesures pour la promotion de l'investissement

2

✓ Etat actuel des mesures pour promouvoir l'introduction de l'énergie renouvelable

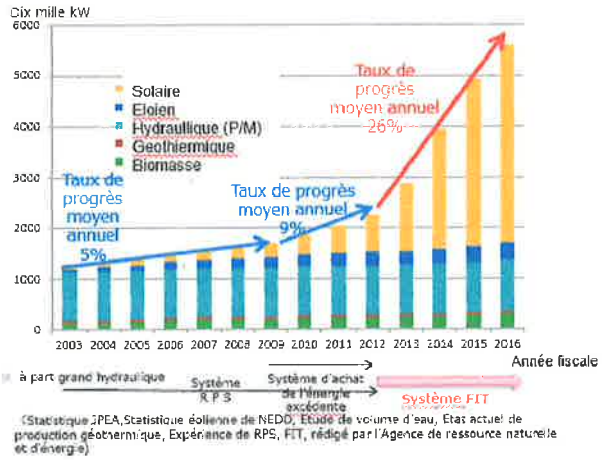
Bénin n'adopte pas le système de FIT (Programme de tarifs de rachat garanti), utilisé très souvent dans les pays développés pour promouvoir l'introduction de l'énergie renouvelable

Evaluation sur le système FIT au Japon

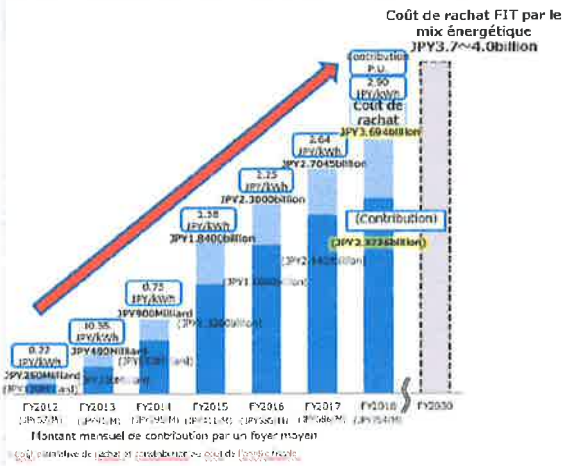
① Grande influence pour la promotion de l'introduction de production solaire, mais la charge tarifaire pour les ménages nécessite des mesures sociales, la compréhension de la population et la coordination politique

② Baisse de compétitivité des prix pour le système de production solaire et le prix unitaire de production

③ Nécessité d'un système de coordination avec l'autorité de régulation de l'énergie et les opérateurs électriques



Graphique 3. Evolution de la charge introduite par les énergies renouvelables



Graphique 4. Evolution du montant mensuel des charges par la classe moyenne et du tarif de FIT

3-1-9. Introduction des mesures pour la promotion de l'investissement

3

✓ **Etat actuel des mesures pour promovoir l'introduction des énergies renouvelables**

Graphique 5. Coût de production par le solaire dans les activités commerciales dans le monde

✓ **Evaluation**

Il est pertinent de ne pas adopter le système FIT à l'issue de l'évaluation de 3 problèmes suivants;

① La situation de la grande dépendance de l'importation de l'énergie électrique, donne priorité à l'approvisionnement de l'énergie à moindre coût et il est donc préférable de déterminer le tarif dans le référentiel d'IPP.

②Bénin ne produit pas le système d'énergie solaire, par conséquent, il n'est pas impératif de considérer un renforcement de capacité des industries à caractère IPP solaire du Bénin

③Le développement et la création d'un système de grande envergue est requis pour l'opération flexible du système. Il est donc difficile de réaliser ce système en état actuel

3-1-11. Aides réalisées par d'autres bailleurs de fonds

4

✓ **Information sur les aides principales**

MCC

	Secteur	Contenu	Activités détaillées
1	Politique	Renforcement politique et institutionnel de l'intégralité du secteur électrique (Développement de capacité)	·Révision de divers systèmes sur IPP pour promouvoir l'investissement privé et développement de capacité des ministères, autorités de régulation et compagnie d'électricité ·Document cadre sur le système disponible en mars 2019
2	Production	Construction des centres solaires photovoltaïques par IPP (au total 50MW)	Concrétisation des projets sur 4 sites, Organisation d'appel d'offre pour sélectionner les opérateurs
3	Distribution	Construction du centre de commande d'opération des réseaux destiné à moderniser les réseaux de distribution, Amélioration des pertes en ligne (Réseaux de Cotonou, Porto-Novo et ses périphériques)	Introduction de SCADA dans les postes de transformation de moins de 63kV administés par SBEE (SCADA déjà introduit dans les réseaux 161kV administrés par CEB)
4	Hors réseau	Electrification des zones rurales par le mini-réseau ou l'optimisation de l'énergie	Financer 32M pour l'électrification des foyers. Nombre cibles des foyers non fixé

AFD

	Nom du projet	Site	Contenu	Remarque
1	DEFISSOL	Sakete	25MW EPC dans le solaire	Démarrage des travaux en 2019
2	DEFISSOL	Cotonou	Modernisation du système informatique	SBEE
3	PRERA	Atlantique	Construction du poste 63kV/15kV	AFD(L), EU(G), EIB(L)
4	PRESREDI	Hagoume	Construction du poste 63kV/20kV	BAD(G/L), AFD(L)
5	PEDER	7 départements 15 communes	Construction des lignes de distribution	EU(G), AFD(L)

(L) : Prêt, (G) : Don

3-4-1. Opérateurs privés intervenants dans le secteur électrique par IPP solaire

5

✓ **Etat actuel du développement d'IPP solaire**

L'utilisation des sources de production électrique diversifiée, comme l'énergie renouvelable représentée par la production solaire, attire l'attention pour améliorer le taux d'électrification au Bénin. Actuellement 6 projets sont en cours d'exécution

Projet	Puissance	Promoteur	Remarque
Innovent	5 MW	Innovent (France)	Suspension de la procédure due à la révision du cadre IPP, Consultation sur la révision de PPA
Greeheart	10 MW	Greenheart (GB)	Suspension de la procédure due à la révision du cadre IPP, Consultation sur la révision de PPA
Bohicon	15 MW	MCA (Etats-Unis)	Organisation d'appel d'offer en avril pour sélectionner les concessionnaires (Application du nouveau cadre planifiée)
Djougou	10 MW	MCA (Etats-Unis)	Organisation d'appel d'offer en avril pour sélectionner les concessionnaires (Application du nouveau cadre planifiée)
Parakou	15 MW	MCA (Etats-Unis)	Organisation d'appel d'offer en avril pour sélectionner les concessionnaires (Application du nouveau cadre planifiée)
Natitingou	10 MW	MCA (Etats-Unis)	Organisation d'appel d'offer en avril pour sélectionner les concessionnaires (Application du nouveau cadre planifiée)

3-4-2. Accord d'achat de l'énergie électrique (PPA) par IPP solaire

6

✓ **Etat actuel de PPA**

Deux contrats PPA suivants ont été conclus, qui sont actuellement en cours de révision suivant le cadre d'IPP

Projet	Promoteur	Puissance	Puissance existante	Contenu
Innovent	Innovent (France)	5 MW	1.25 MW (non raccordé)	IPP dans le solaire
Greeheart	Greenheart (GB)	10 MW	0 MW	IPP dans le solaire

✓ **Modèle du contrat**

MCC, à travers MCA, est en train de rédiger un document cadre et les modèles de contrat de PPA en collaboration avec ME, ARE et SBEE. Après la finalisation de ce document cadre, les contrats de PPA doivent être conclus en conformité à ce document. (Finalisation prévue en mars 2019)

✓ **Evaluation des contrats PPA**

Pout autant que nous identifions, il est prévu d'établir le tarif fixe pour une durée de 15 ans pour IPP solaire, qui est similaire au système japonais. Nous pouvons donc conclure qu'il n'y a pas de grandes contraintes, pour le moment, dans la mise en œuvre des activités commerciales dans le domaine IPP solaire.

3-4-3. Sponsors et prêteurs pour IPP solaire

7

✓ Identification des sponsors et prêteurs potentiels et expérimentés

Sponsor expérimenté : 4 sponsors (N Power, AIIM, IFU et BWSC), comme indiqué dans le graphique 1, en dehors d'IPP solaire
Sponsor potentiel : En plus de 4 sponsor suivants, plusieurs sponsors potentiels dans le monde entier seront attendus pour les appels d'offre organisés par MCA

Sponsor	Pays	Sommaire
NGP	Bénin	Conclusion de protocole d'accord avec le Gouvernement pour la production de puissance 40MW par la nouvelle énergie renouvelable, qui est actuellement suspendu dû à la révison du cadre
NGA(New Generation Associate)	Bénin	Dérivé de NGP. Fort en production de bio-masse
MEA Benin	Bénin	Planifier la construction du central solaire de puissance 20MW à PARAKOU. Conclusion du contrat de partenaire avec l'entreprise américaine
NPG(Nordic Partner Gateway)	Danemark	Conclusion de protocole d'accord avec le Gouvernement précédent, mais le projet est suspendu dû à la réserve d'ARE pour l'approbation, qui considère l'application du nouveau cadre de MCA

✓ Prêts réalisés et planifiés par les prêteurs (à part le solaire)

Prêt réalisé : Centrale thermique de MARIA-GLETA (Phase 1: EPC) EUR 125M
Prêteurs : BID, BOAD, Banque de CEDEAO
Prêt planifié : Centrale thermique de MARIA-GLETA (Phase 2: IPP)
Prêteur : IFC (Société Financière Internationale), BAD, Banque sud-africaine de développement, Banque de Danske

3-4-4. Consultation avec les sponsors d'IPP solaire

8

✓ Sommaire de consultation

Deux problèmes suivants sont evoqués au cours des séances de travail. Ces problems ne sont pas inquiétants, car des solutions sont trouvées.

1. Pas de cadre ou des modèles de contrat PPA pour commencer les projets d'IPP

⇒ Nouveau cadre réglementaire par MCA sera bientôt disponible

2. Limite de capacité allouée pour les énergies renouvelables

⇒ Développement des énergies renouvelables en fonction la construction des réseaux internconnectés

Article	Opinion principale
Risque politique/sécurité	·Stabilité politique pour ces 20 ans, pas d'acte de terrorisme ·Absence de manuel claire pour les projets IPP, possibilité de changement des systèmes
Risque de marché	Politque de PPA peu précis (à régler plus tard)
	Politique tarifaire compétitive en adéquation avec le faible pouvoir d'achat de la classe moyenne, donc cela pourrait dissuader les opérateurs d'élever le prix de vente.
Risque partenaire	Pas d'information détaillée (Plusieurs partenaires potentiels ambitionnent d'intervenir dans le secteur IPP)
Risque d'ensoleillement	Peu de risque au Bénin qui bénéficie d'ensoleillement suffisant
Risque d'ingénierie/ d'équipement	Limite de quantité allouée pour les énergies renouvelables, étant donné que les installations ont une limite de capacité de recevoir l'énergie auprès des réseaux En maximum 20% par rapport à la demande maximale visée de 280MW (en 2021)
Risque d'achèvement	Sélection d'un entrepreneur d'EPC (BWSC) par appel d'offres international à MARIA-GLETA et Risques partagées par les opérateurs privé et public. (construction en cours en bonne voie)
Risque environnemental/ de site	Pas de commentaire particulier pour le risque environnemental et foncier
Risque financier	Banque Mondiale estime que le central thermique pratique un prix compétitif, et a forte potentialité pour la realisation du mix énergétique. Pas d'appui pour le domaine d'IPP solaire

3-4-5. Analyse financière des off-takers et garantie gouvernementale pour l'IPP solaire

9

✓ Off-taker (acheter, preneur ou bénéficiaire)

SBEE est seul preneur. L'état financier de SBEE pour ces 5 dernières années est comme suit;
SBEE assure une bénéfice d'exploitation stable même avec une marge étroite chaque année. Pas de grande inquiétude comme off-taker des activités commerciales d'IPP

Année fiscale	Bénéfice d'exploitation (CFA)	Bénéfice d'exploitation (JPY)
2013	1 825Million	350Million
2014	4 441Million	840Million
2015	2 361Million	450Million
2016	1 071Million	200Million
2017	1 735Million	330Million

*CFA1 = JPY0.19 (Réf: Taux de change du Féb. 8)

✓ Garantie gouvernementale

Pas d'expérience. Il est peu probable de fournir une garantie gouvernementale aux activités d'investissement privé. Par conséquent, Garantie de paiement, Crédit stand-by (Lettre de crédit) ou des assurances sont plus indiquées pour avoir un accord de prêts des investisseurs.

3-4-6. Procesus d'octroi d'une concession et organisme gouvernemental chargé de ce processus pour l'IPP dans le solaire

10

✓ Processus d'octroi d'une concession

MCA est en train de rédiger le processus d'un contrat de concession et le détail sera disponible fin mars 2019. En principe, l'approbation par les institutions gouvernementales suivantes est nécessaire et il est important de suivre le nouveau cadre.

✓ Organisme gouvernemental chargé du processus

Organisme gouvernemental chargé du processus est les suivants;
MCC, en coopération avec ces 6 institutions et SBEE, est en train de rédiger un nouveau cadre d'IPP et les modèles de contrat de PPA

Organisme gouvernemental	Sommaire	Activités principales
ME (Ministère de l'Energie)	Ministère en charge de l'énergie	Mise en oeuvre de PAG Energie, lois relatives à l'énergie électrique, PPP etc.; Interface pour tous les projets d'IPP dans le nouveau cadre
MEF (Ministère de l'Economie et des Finances)	Ministère chargé de l'approbation des marchés publics	Approbation des marchés publics
ARE (Autorité de Régulation de l'Electricité)	Autorité pour la regulation du secteur électrique	Régulation et vérification de l'investissement privé etc. dans le secteur électrique; Evaluation et approbation d'octroi dans le nouveau cadre
CAPPP (Cellule d'Appui au Partenariat Public-Privé)	Institution d'analyse sous le contrôle de la Présidence	Cadrage des processus de PPP
DNCMP (Direction Nationale de Contrôle des Marchés Publics)	Direction sous le Ministère de l'Economie et des Finances	Contrôle des processus de passation des marchés publics
ARMP (Autorité de Régulation des Marchés Publics)	Autorité sous le contrôle de la Présidence	Contrôle de la régularité des processus de passation des marchés publics

3-4-7,8 Organisation d'intervention des opérateurs privés et l'intérêts des entreprises japonaises pour l'IPP dans le solaire

11

✓ Organisation d'intervention des opérateurs privés

Le Gouvernement du Bénin vise à la construction des centrales solaires photovoltaïques de puissance 95MW, et l'introduction de biomasse de puissance 15MW à l'hauteur de 2021. Attribution détaillée de puissance à développer dans la production solaire photovoltaïque est comme suit;

Puissance	Institution chargée	Contenu	Possibilité d'intervention des opérateurs privés
50 MW	MCC / MCA	Appuis au développement, mise en oeuvre du cadre réglementaire	Possible par l'appel d'offres international
25 MW	AFD	Développement en forme d'EPC, Projet de DEFISOL	Possible par l'appel d'offres international
20 MW	A déterminer	Estimer le développeùent en forme d'IPP	Possible par la formulation des projets d'IPP

✓ Intérêts des entreprises japonaises

Les maisons de commerce japonaises sont consultées sur la possibilité d'intervention dans les projets IPP. Elles s'intéressent à intervenir, mais ne connaissent pas le sommaire du nouveau cadre, qui rend difficile de prévoir l'échelle des valeurs et le rendement pour intervenir. Les deux points suivants sont les clés pour l'intervention

①Etablissement du système sur l'investissement privé

②Existence des partenaires locaux capable de créer la relation d'affaires

4-2 Comparaison des projets faisant l'objet de cooperation pour l'IPP solaire

12

✓ Indentification des possibilités sur l'étude des sites potentiels pour l'IPP solaire et l'application de schèma de JICA (PPP etc.)

A l'issue de l'étude sur le terrain, il est possible de participer aux projets sous forme de PPP sur les 4 sites potentiels par les projets de MCA. Sur chaque site, les prévisions sont réalisées par le soutien de MCA (sous forme d'appui non remboursable); l'étude de faisabilité tel que l'évaluation des impacts environnementaux, l'étude du sol, et aussi les contrats de concession, la sécurisation foncière et les contrats de PPA, nécessaires pour la réalisation des projets. Il est donc fort possible de réaliser l'investissement privé en appliquant le schèma de PPP de JICA sur ces 4 sites.

	Nom du Projet	Puissance	Terrain
1	Bohicon	15 MW	50 ha
2	Djougou	10 MW	25 ha
3	Parakou	15 MW	48 ha
4	Natitingou	10 MW	20 ha

テクニカルノート（仮訳）

ベナン国電力セクターにかかる情報収集・確認調査

基礎情報収集・確認調査

JICA調査団（コンサルタント）は2019年１月25日から2月14 日にかけてベナンに滞在し、調査対象となるMono県、Atlantique県、Littoral県、Ouémé県の4都市で変電設備および配電網にかかる調査を実施した。

JICA調査結果および先方ニーズを確認の結果、プロジェクト実施時の優先順位を添付のとおり確認した。

また、JICA調査団は調査結果をSBEE総裁に説明し、SBEE総裁ははこれを了承した。

署 名	署 名
TOSSOU K. Laurent	八木 建一郎
総裁	コンサルタント総括
SBEE	株式会社ニュージェック

添付文書： ドラフト・ファイナルレポート

ベナン国電力セクターにかかる情報収集・確認調査

Draft Final Report
(Result of Field Survey)

February 2019

Japan International Cooperation Agency

NEWJEC Inc.　　The Kansai Electric Power Co., Inc.

目次

１．調査目的と対象地域

２．系統・変電

３．配電計画

４．太陽光IPP

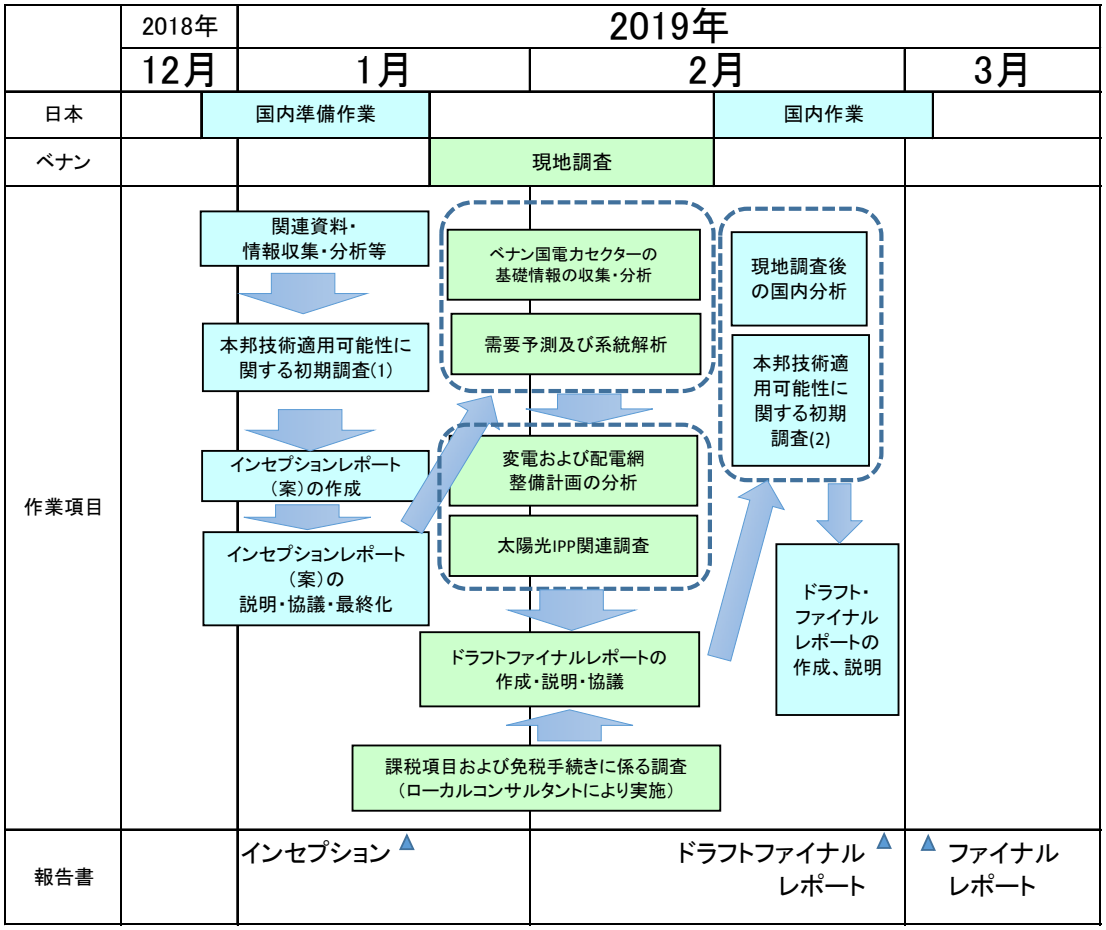
調査目的と対象地域

調査目的

現在進行中であるPAGおよびベナン国電力マスタープランにおいて重点課題とされた電力セクター開発（主として**変電/配電/太陽光IPP**）にかかる**情報収集**および**課題分析**を実施し、ベナンの持続的成長の促進に向け、我が国の優れた技術力を生かしつつ、電力インフラ整備におけるJICAの今後の具体的な支援策の策定に必要な**基礎資料**をとりまとめ、**想定される協力事業の素案を検討・策定**することを目的とする

調査対象地域

調査スケジュール



現地調査（変電）

既設９変電所および新設３変電所（Allada,Godomey,Cococodj）を現地調査
系統構成、設備の現状や負荷状況を確認

既設変電設備

調査対象地域の変電所一覧

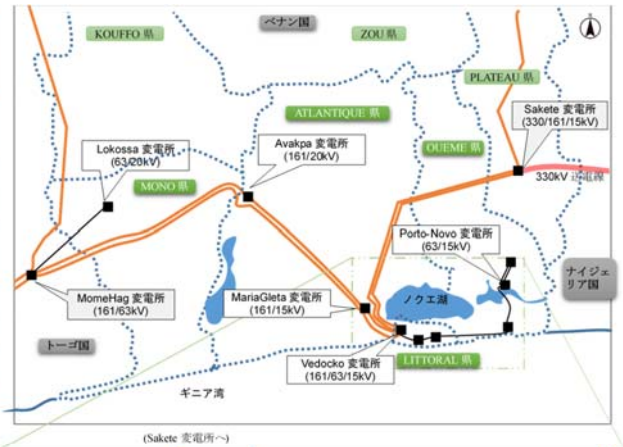
No.	変電所名	電圧 (kV)	負荷 (MW)	場所
1	Avakpa	161/20	11.16	ATLANTIQUE県
2	MariaGleta	161/15	21.24	ATLANTIQUE県
3	Vedocko	161/63/15	48	LITTORAL県
4	Akpakpa	63/15	37	LITTORAL県
5	Gbegamey	63/15		LITTORAL県
6	Lokossa	63/20	5.8	MONO県
7	Porto-Novo	63/15	55.5	OUEME県
8	Seme Kpodji	63/15		OUME県
9	Tanzoun	161/63	-	OUEME県

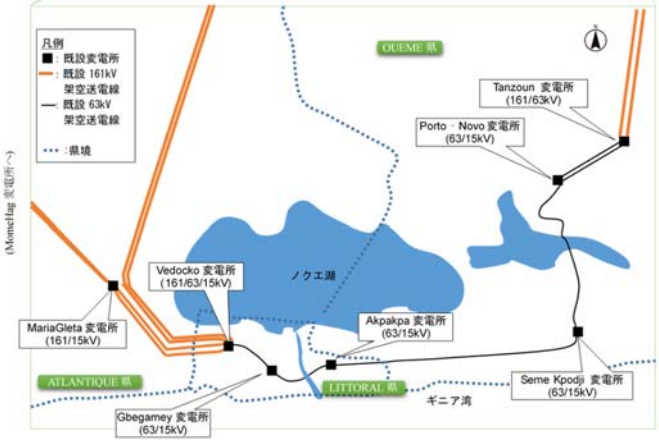
出典：電力M/Pを編集

調査対象地域の送電線一覧

No.	送電線	導体サイズ	距離 (km)	電圧 (kV)
1	Avakpa - MariaGleta	177mm²	38	161
2	Avakpa - (MomeHag)	177mm²	54	161
3	MariaGleta - (MomeHag)	177mm²	92	161
4	MariaGleta - Vedocko (1)	253mm²	11	161
5	MariaGleta - Vedocko (2)	177mm²	11	161
6	Sakete161 - Vedocko (1)	253mm²	75	161
7	Sakete161 - Vedocko (2)	253mm²	75	161
8	Akpakpa - Gbegamey	185mm²	55	63
9	Akpakpa - Porto-Novo	185mm²	33	63
10	Gbegamey - Vedocko	185mm²	4.4	63
11	Lokossa － (MomeHag)	185mm²	29	63
12	(Saketa) －Tanzoun (1)	-	-	161
13	(Saketa) －Tanzoun (2)	-	-	161
14	Tanzoun － Porto Novo(1)	-	7.5	63
15	Tanzoun － Porto Novo(2)	-	7.5	63

出典：電力M/Pを編集



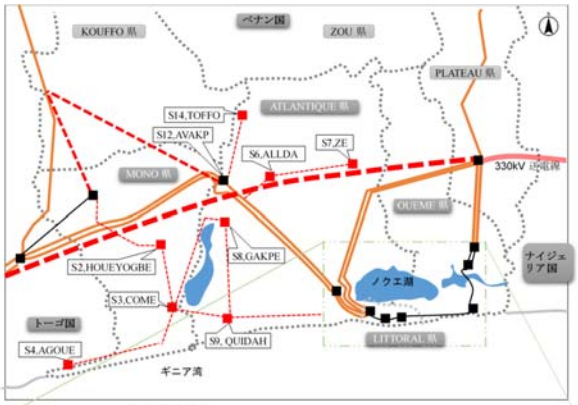


変電所開発計画

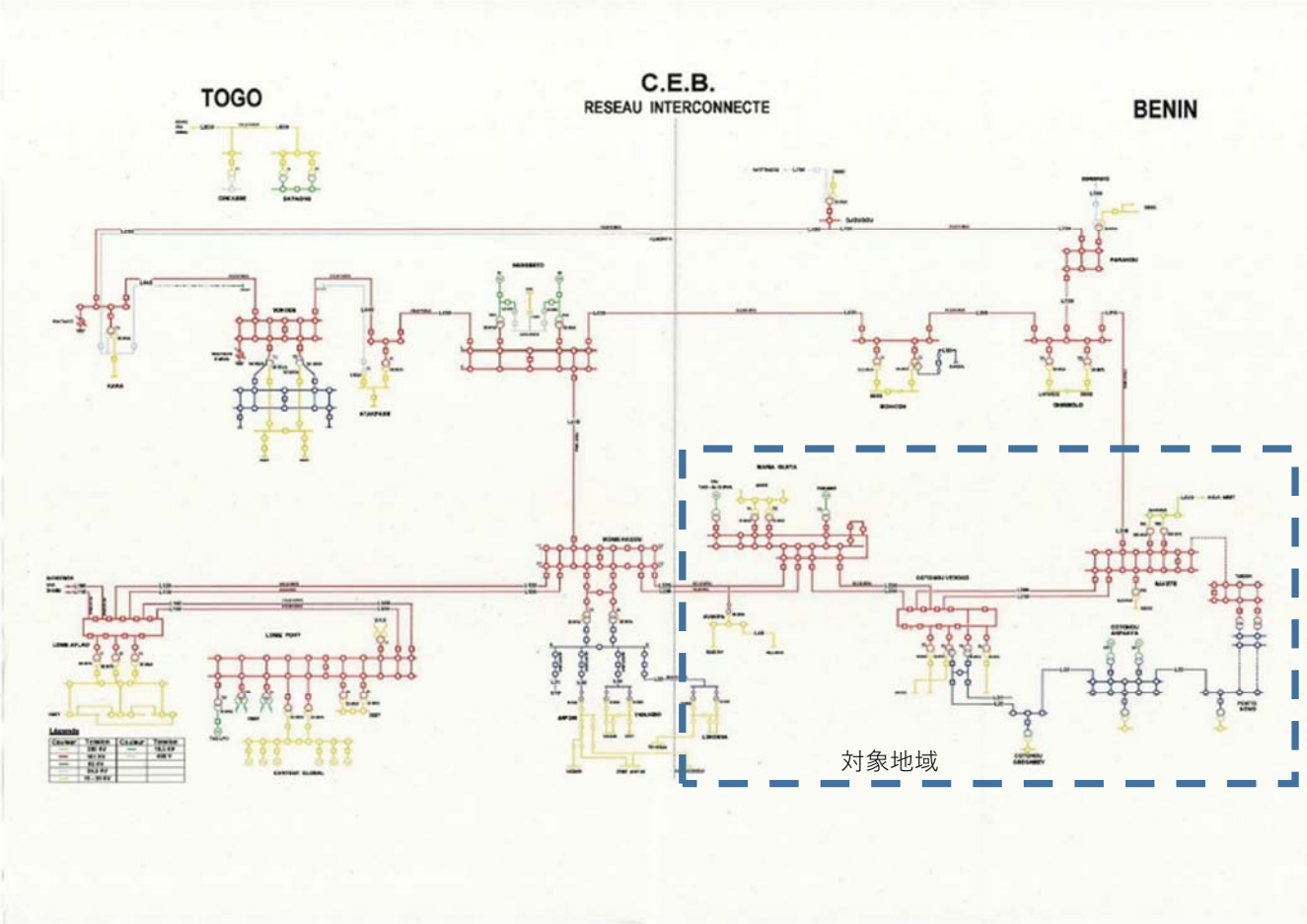
調査対象地域の変電所の開発計画一覧

No	変電所名	変圧器電圧および容量（MVA）								場所	備考
		161/63/20 kV	161/63/33 kV	63/20 kV	161/63 kV	161/20 kV	161/33kV	63/33kV	63/20 kV		
S1	CALAVI									ATLANTIQUE	建設中
S2	HOUEYOGBE								2x20	MONO	詳細位置未確定
S3	COME								2x20	MONO	
S4	AGOUE								2x20	MONO	
S5	OUEDO					2x 50				ATLANTIQUE	
S6	ALLADA								2x20	ATLANTIQUE	土地確保
S7	ZE								2x20	ATLANTIQUE	
S8	GAKPE				2x10 0				2x50	ATLANTIQUE	
S9	OUIDAH								2x35	ATLANTIQUE	
S10	GODOMEY								2x35	ATLANTIQUE	土地確保
S11	FIDJROSSE								x	ATLANTIQUE	
S12	AVAKPA				1x20	1x 20				ATLANTIQUE	
S13	SEME KPODJI	X			3x10 0	2x 50				QUEME	
S14	TOFFO								2x20	ATLANTIQUE	
S15	COCOCODJI								x	ATLANTIQUE	
S16	DANGBO								2x20	QUEME	

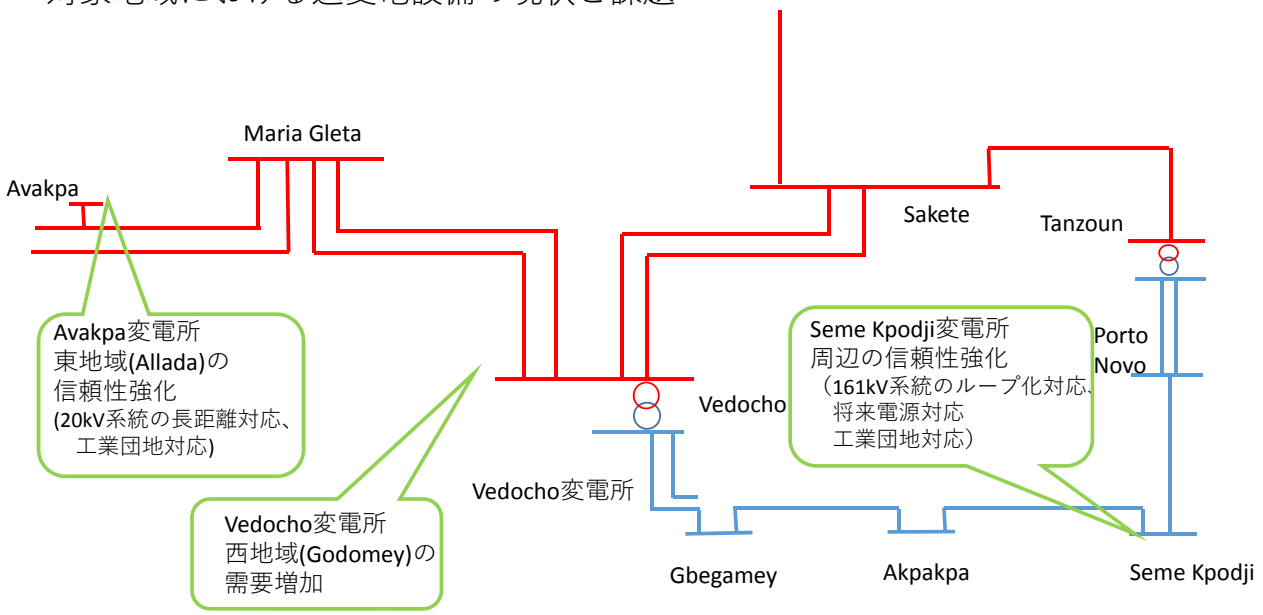
出典：Projet d’accès durable et sécurisé du Bénin à l’énergie électrique (PADSBEE 2019-2025), 2018年11月,SBEEを編集



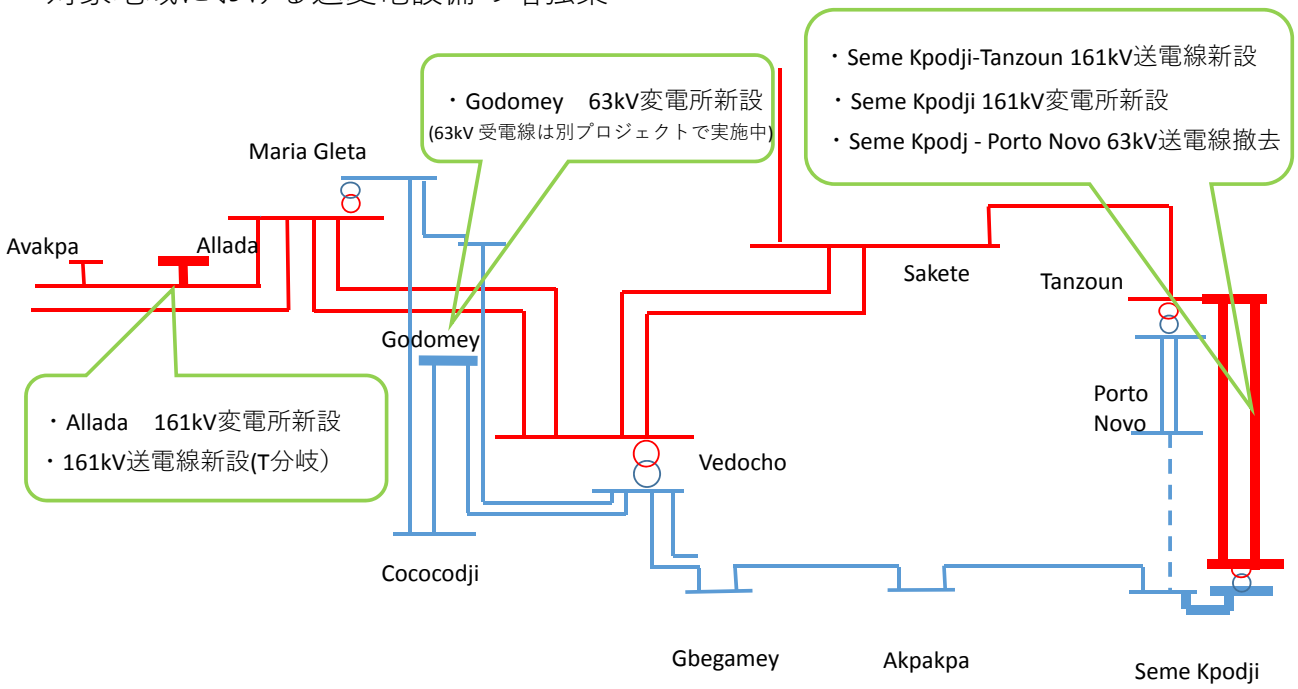
ベナン国－トーゴ国　現状系統



対象地域における送変電設備の現状と課題



対象地域における送変電設備の増強案



案件形成の比較検討（変電）

SEBB 優先順位	変電所	設備所有権	要望内容	調査結果				
				系統・需要	土地手配	他ドナー	環境	評価
1	MariaGleta 変電所	CEB	161/20kVの既設19MVA変圧器を50MVA変圧器へ取替え	需要小	不要		影響小	
2	Vedocko 変電所	CEB	老朽化に伴う 161/63/15kVの既設 55MVA変圧器の取替え	必要 需要大	不要	MCA	影響小	不可
3	Godomey 変電所	SBEE	新設予定（用地獲得済）であるGodomey変電所へ 63/15kVの35 MVA変圧器 2台の導入。	必要 需要大	手配済		影響小	○ 案２
4	Akpakpa 変電所	SBEE	63/15kVの15MVA変圧器1台を増設	需要小	不要		影響小	
5	Lokossa 変電所	SBEE	63/20kVの既設20MVA変圧器の並列運転を目的とした変電所の改修	需要小	不要		影響小	
-	Allada 変電所	CEB	161kV/20kV 変電所新設および関連設備増強	信頼度/配電電圧対応必要	手配済		影響小	○ 案１
-	SEME KPODJI 変電所	CEB	161kV/63kV変電所新設および関連設備増強	信頼度 161kVループ化対応必要	不要		影響中	○ 案3
-	Cococodji 変電所	SBEE	63kV/20kV 変電所新設		手配済	AFD	影響小	不可

事業素案（変電１:ALLADA変電所新設および関連工事)

設備概要：

（ALLADA変電所新設）

161/20 kV変圧器（容量20MVA）	２台新設
63kV屋外型AIS受電設備（２回線）	１式
20kV 配電用フィーダー盤	１式
制御・保護装置他	１式
建物	１式

（架空送電線新設）

161kV架空送電線新設（２回線）	8km

土地手配済。フェンスで囲われている

敷地内部は樹木伐採必要

近隣の161kV架空送電線に接続（約8km)、概略事業費20億円規模

事業素案（変電2:GODOMEY変電所新設）

スコープ変電2：GODOMEY変電所新設

設備概要：	63/15 kV変圧器（容量35MVA）	2台新設
	63kV 屋外型GIS設備	2回線
	15kV 配電用フィーダー盤	1 式
	制御・保護装置他	1 式
	建物	1 式

土地手配済。フェンスで囲われている

土地面積は800m²程度（測量必要）。ただし変形している。フェンス内整地済

本邦技術：屋外型GIS、概略事業費：８億円規模

事業素案（変電3:SEME KPODJI 2変電所新設および関連工事）

スコープ変電3：SEME KPODJI 2変電所新設および関連工事

設備概要：	(SEME KPODJI 2変電所新設)	
	161/63 kV変圧器（容量100MVA）	2台新設
	161kV 屋外型AIS設備	2回線
	63kV屋外型AIS設備	2回線
	制御/保護装置他	1式
	建物	1 式
	(地中・架空送電線)	
	161kV地中送電線（新設）	22km
	161kV架空送電線（既設ルート活用）	18km
	(TANZOUN変電所増強)	
	161kV 屋外型AIS設備	2回線
	制御/保護装置他	1 式

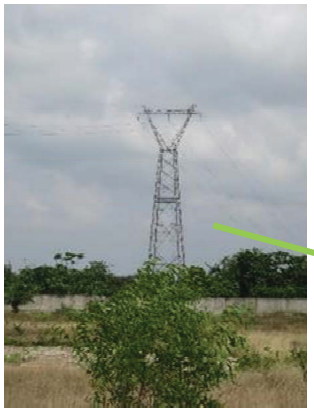
本邦技術：トリプレックスケーブル・低ロス電線他
概略事業費：200億円規模

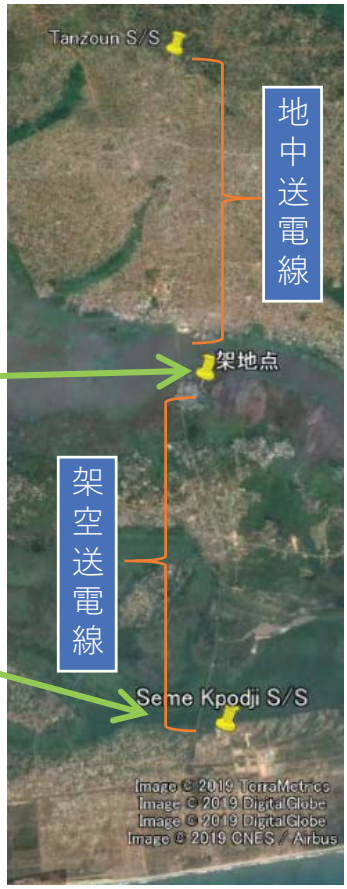
スコープ変電3：SEME KPODJI 2変電所新設および関連工事
設備概要：(地中・架空送電線)

161kV地中送電線（新設）	22km
161kV架空送電線（既設ルート活用）	18km

Port-Novo市内は、首都であり土地収用が困難なため、161kV地中送電線を採用する。既設63kV送電線も地中化されている。

架地点





架空送電線は、鉄塔を建て替え既設ルート活用。

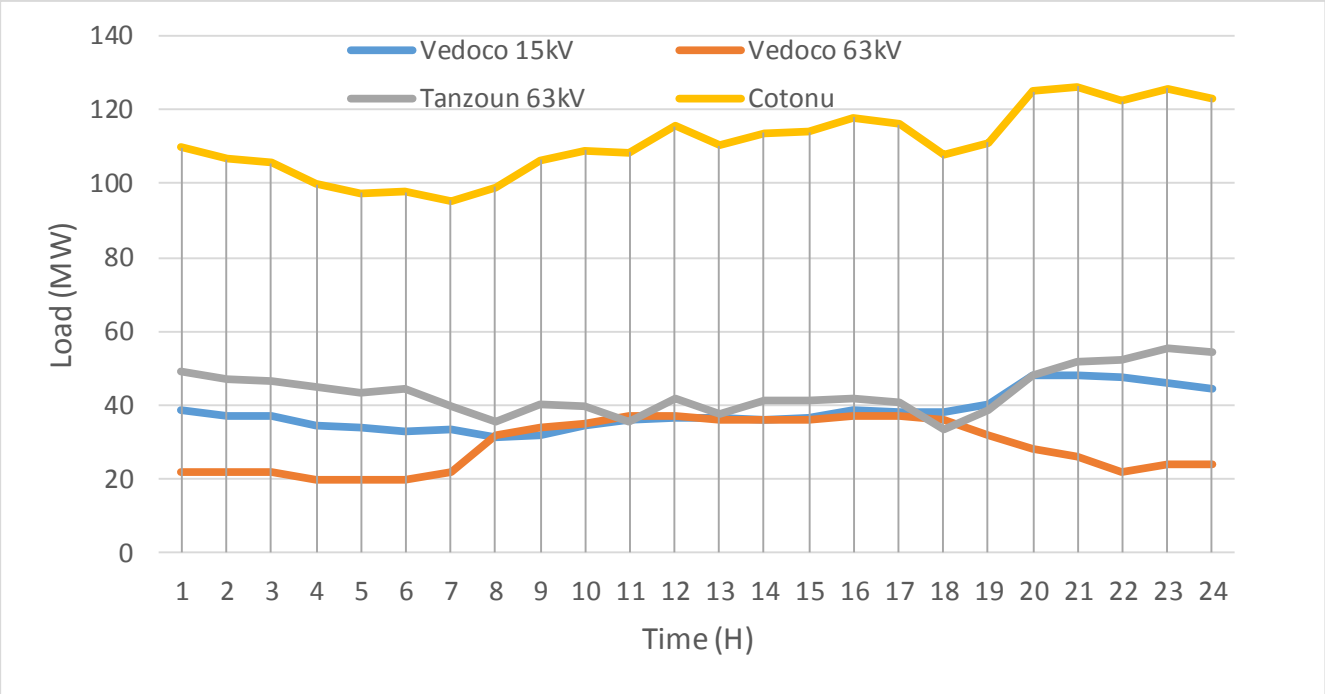
スコープ変電3：SEME KPODJI 2変電所新設および関連工事
設備概要：(SEME KPODJI 2変電所新設)

161/63 kV変圧器（容量100MVA）	2台新設
161kV 屋外型AIS設備	2回線
63kV屋外側 AIS設備	2回線
制御/保護装置他	1式
建物	1 式
(TANZOUN変電所増強)	
161kV 屋外型AIS設備	2回線
制御/保護装置他	1 式

SEME KPODJI 2変電所拡張用地

TANZOUN 変電所内空スペース

日負荷曲線（Cotonuの負荷）



記録日：2019年２月1日（金）

Vedocoの配電負荷（15kV)のピークは、48MWあり需要増に伴うVedoco地域の需要増に伴う設備増強（63kV変電所新設等）が必要である。

SBEEとCEBとの役割分担

電圧区分	設備所有	設備保守	系統運用	備考
高圧設備 (161kV以上)	CEB	CEB	CEB	
63kV設備	CEB（基幹系統） SBEE（市内系）	所有者	CEB	
配電設備 (20kV以下)	SBEE	SBEE	SBEE	

<u>63kV設備の設備所有</u>

CEB（基幹系統）　：Vedocko変電所、Lokossa変電所

SBEE（市内系）　: Akpakpa変電所、Gbegamey変電所、Porto-Novo変電所、SEME KPODJI変電所

配電関係協議・調査状況

SBEE配電関係者から計画の聞取りを実施。ヒアリングならびに協議状況は以下のとおり。

＜SBEE配電計画ならびに支援ニーズ＞

- Projet文書を基にヒアリング・協議し、その結果を配電計画ロングリストとして取り纏め（別紙①）
- 配電計画の目的は大きく４つに分類される
  - ① 配電基幹系統強化によるロス低減、電圧低下の改善、供給信頼度・系統運用性向上
  - ② 設備改修による供給信頼度向上
  - ③ 各エリアにおける電化率向上に向けた配電網構築
  - ④ 技術基準違反設備の改修

＜配電線停電事故の現状調査＞

- 配電線事故原因統計をもとにヒアリングを実施
- 不具合設備は多岐にわたるが、主に老朽化、塩害など施設環境による不具合が大半を占める

＜送配電ロス低減の現状調査＞

- 送配電ロス低減プロジェクトチームにヒアリングを実施。
- 配電トータルロスは、2017年で23.1%。そのうち、テクニカルロス7.5%～9.5%程度、残る10%以上がノンテクニカルロス
- ノンテクニカルロスの原因は盗電、テクニカルロスの原因は、配電線、変圧器の過負荷、長亘長による電圧低下、負荷の不均衡であり、当初想定通り
- ノンテクニカルロス対策として、WBによるプリペイド式メーター、スマートメーター導入等の支援プログラムを確認
- テクニカルロス対策については、SBEEも上記原因を把握しているものの、改修箇所を特定できていない状況であり、各エリアで計測機器を設置するなど、対策にあたる情報収集・調査を計画している段階

案件形成に向けた検討①

＜SBEE配電計画ならびに支援ニーズに対する方針＞

無償資金協力を前提とした案件形成を検討するにあたり、作成したロングリストより下記の基本方針で優先順位づけを実施（SBEE計画年が本件スケジュールに合わないものは除外）

計画分類	検討内容	優先順位
① 配電基幹系統強化によるロス低減、電圧低下の改善、供給信頼度・系統運用性向上	送配電ロス、電圧低下に対する定量的な改善効果が把握可能。また系統ループ化による供給信頼度、系統運用性向上に寄与できる。	Ⅰ
② 設備改修による供給信頼度向上	配電線事故の低減＝供給信頼度向上に寄与できる。	Ⅱ
③ 各エリアにおける電化率向上に向けた配電網構築	電化率向上に寄与するが、効果は各エリアの開発進捗や、需要動向に左右される可能性大。（現状、各エリアの開発計画、需要想定情報が不足）	Ⅲ
④ 技術基準違反設備の改修	送配電ロス改善や電化率向上といったベ国電力セクターへの裨益効果が極めて低い	Ⅳ

＜配電線事故対策に対する方針＞

- 配電線事故統計から本邦技術により事故低減に寄与する対策品を上記計画に盛り込む（詳細は後述ページ）

＜送配電ロス低減対策に対する方針＞

- ノンテクニカルロス低減については、WBによる支援を確認したため除外
- テクニカルロス対策については、上記計画の中で本邦技術によってより効果を高める対策品（アモルファス変圧器、力率調整装置、低ロス電線）を織り込む

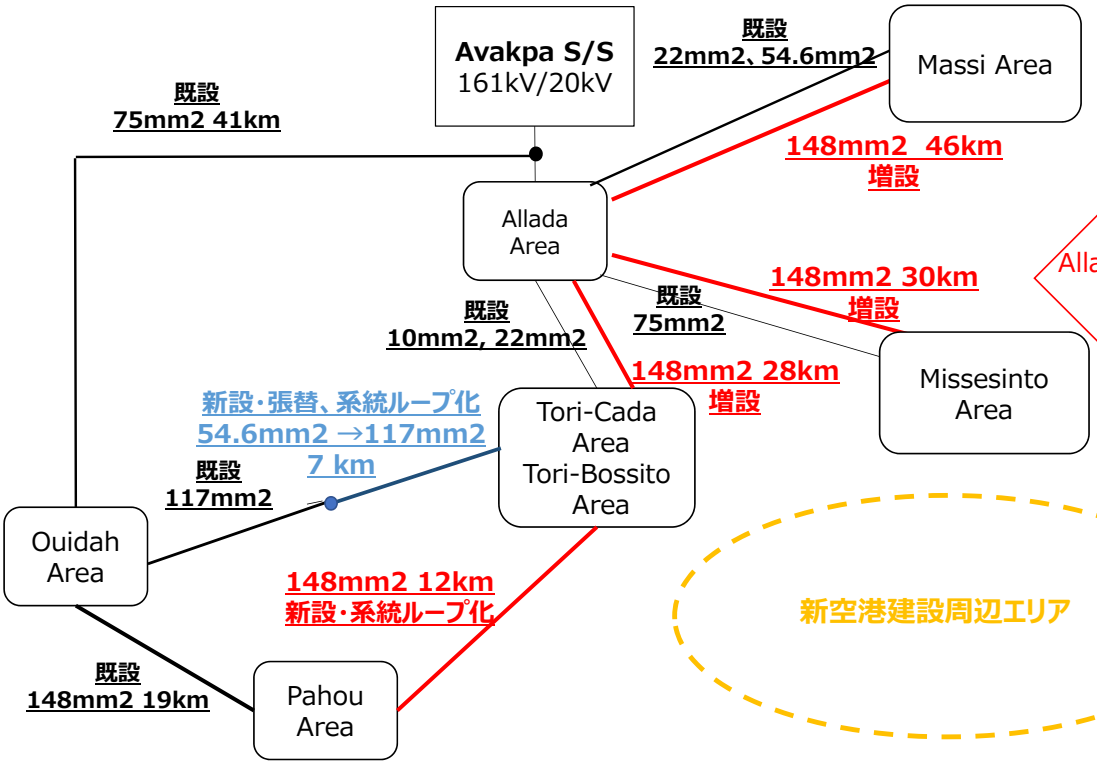
案件形成に向けた検討②

＜具体的案件候補＞

前述の検討方針により、以下優先順位の高い件名を選定した。

番号	件名	内容	時期	想定額（百万円）
①	Atlantique県、Alladaエリアを中心とした配電基幹系統の増強	送配電ロス低減、電圧低下の改善ならびに供給信頼度、系統運用性向上のための既設配電線の増強ならびに系統ループ化（詳細は次ページ）	2021年頃	470
②	コトヌー近郊の配電網の高密度化（都市部需要増対応）	ベドコS/S新設計画に協調し、優先順位を一つ繰り上げ。地中中圧線を3回線、合計約50kmを新設	2021年頃	200
③	配電所内の開閉ユニットの水密・気密化	配電線事故原因となっている対象の開閉器ユニット90台を水密・気密化タイプへ取替え	可能な限り早急	180
④	Ouidahエリア内の配電線強化と高密度化（電化）	・既設20kV中圧線8kmを117mm^{2}に張替 ・エリア内電化率向上のため中圧線45km、配電所30箇所を新設	2023年頃	290
⑤	Allada, Gloエリアの配電網高密度化（電化）	・20kV中圧線45km、配電所30箇所の新設	2023年頃	260

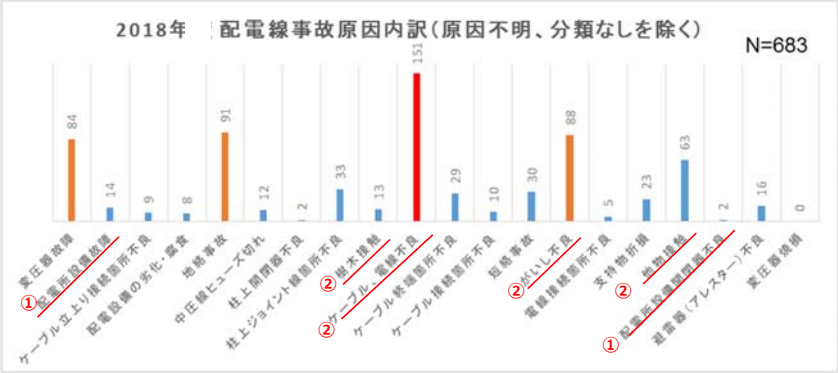
Atlantique県、Alladaエリアを中心とした配電基幹系統の増強



本調査対象エリア地図

配電線事故統計による対策案の検討

以下、配電線事故統計に基づき対策案の検討を行った。



① 配電所内の開閉ユニットの水密・気密化対策

- 配電所開閉ユニットの故障が起因の配電線事故であり、水密・気密型へ取替えることで改善が見込まれる。

② 基幹系統の増強時における、設備の更新、本邦技術の導入

- 主に設備劣化・老朽化に起因するものであり、系統増強時に設備を更新することで改善効果が期待できる。
- 劣化対策としてピンポストがいし、樹木・他物接触対策として耐磨耗防護管を本邦技術として合わせて導入することで改善効果が期待される。

③ Atlantique県 配電供給信頼度、系統運用性向上のための配電基幹系統の強化

- 地域別では、Atlantique県が最大の停電発生割合であり、Alladaエリアの配電基幹系統増強対策は有効と考える。
- 本邦技術として時限順送装置の導入により、配電線事故発生時の停電時間の低減が見込まれる。

SBEE 希望計画項目と本調査対象地域の確認（ロングリスト）

別紙1-①

SBEEが計画している(PADSBEE 2019-2025)に記載の計画項目をもとに、今回の検討対象項目を選定

2021年に向けた開発計画	対象
1- Glodjigbe新空港建設に伴う中圧供給線路建設、周辺地域の電化	○
2- Ouedo変電所新設に伴うZoundjaエリアへの中圧線の建設	○
3- Ouedo南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備、周辺地域の電化	○
4 -新設変電所の引出し中圧配電線の高密度化と電化	○
各エリアにおける配電網整備	
I- littoral県	○
II- Atlantique県	○
III- Mono、Coufo県	△
IV- Zou県	×
V- OUEME、PLATEAU県	△
VI-Borgou、Alibori県	×
VII-Atacora、Donga県	×
VIII-各エリアの技術基準違反シャーシ型配電所の改修	△

2021年に向けた開発計画

別紙1-②

項目	目的	計画内容
1- Glodjigbe新空港建設に伴う中圧供給線路建設、周辺地域の電化	・Glodjigbe新空港建設に伴う中圧供給線路建設 ・それに伴う周辺地域の電化	・63/20kV GLODJIGBE変電所新設が前提 ・20kV配電線で全地中系統にて新空港へ供給すると共に、周辺地域へも供給 空港周辺2km内は地中化、それ以外は架空線 ・空港需要は5MW、周辺地域は10MW程度を想定
2- Ouedo変電所新設に伴うZoundjaエリアへの中圧線の建設	Ouedo変電所新設に伴うZoundjaエリアへの中圧線の建設	・161/20kV OUEDO変電所新設が前提 ・OUEDO変電所からZoundjaエリアへの20KV地中配電線の新設 ・Zoundjaエリアの需要増加に伴い、既設Maria-gletaからの15kV配電線に加え、新設するもの。エリア想定需要は102ＭW。
3- Ouedo南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備、周辺地域の電化	Ouedo南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備 ・それに伴う周辺地域の電化 （Hevier, Cococodjiエリアを含む）	・161/20kV OUEDO変電所新設が前提 ・OUEDO変電所から新行政開発地区への20KV中圧線の新設 ・行政開発地区約2km四方に、プレハブ式、キャビネット式20kV/430V変圧器を12箇所、行政区外に150台程度を設置 ・行政地区ならびに周辺地域に低圧線500kmを新設。エリア内部は全地中、その他は架空。
4 -新設変電所の引出し中圧配電線の高密度化と電化	新設変電所の引出し中圧配電線の高密度化と電化	具体的計画なし

ヒアリング結果、上記計画はいずれも2021年までに竣工を目指しているものであるため、案件形成対象から除外

配電網整備　littoral県

別紙1-③

項目	目的	計画内容	計画年度	優先順位
１．コトヌー近郊の配電網の高密度化（電化）	・コトヌー近郊の需要増加に伴う配電網整備 ・電化率の向上	ベドコS/S新設計画に協調し、優先順位を一つ繰り上げ。 地中中圧線を3回線、合計約50kmを新設	2021年頃	Ⅲ→Ⅱ
２．15kV中圧線の地中化（Cotonou1, 4, 3, Saint Michel, Sonaci）	需要増、塩害対策、道路改修に伴い、中圧及び低圧架空配電線を地中化	・Cotono4では、全長12kmのうち、35mm2の銅ケーブルを使用した地中化工事が既になされているが、全て240mm2ケーブルに更新 ・その他地域については、現在工事調査予定であり今年度内に具体的なルート、物量が把握できる予定	2022年～2025年頃	Ⅲ
３．配電室内の開閉ユニット90台の水密・気密化	故障、また停電事故原因となっている空気絶縁スイッチを水密性・気密性の高いユニット開閉器へ取替え。	・対象地域はコトヌー周辺 ・物量は90台。	計画年なしできるだけ早急に	Ⅱ

配電網整備　Atlantique県

別紙1-④

項目	目的	計画内容	計画年度	優先順位
1. Allada - Massi間中圧配電線とMassi - Zogbodome - Bohicon-Djime中圧間配電線新設	・周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策	・Allada-Massi間は電線径148mm2の20kV配電線46kmの1回線増設 ・Massi – Zogbodome – Bohicon-Djime間については本調査対象外	できるかぎり早急に	Ⅰ
2. Allada- Missenssinto間中圧配電線強化	・周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策	・Allada - Missenssinto間20kV配電線の電線径148mm2の20kV配電線30kmの1回線増設	2020年～2021年まで	Ⅰ
3. Allada - Tori間中圧配電線強化とPahou - Tori間中圧配電線新設による系統ループ化	・周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策（特に電圧低下が深刻） ・配電系統ループ化による供給信頼度、系統運用性の向上	・Allada - Tori間は電線径148mm2の20kV配電線28kmの1回線を増設 ・現在接続されていないPahou - Tori間に電線径148mm2の20kV配電線12kmを新設し配電系統をループ化	2020年～2021年まで	Ⅰ
4. Ouidah – Tori間中圧配電線張替・新設による系統ループ化	・配電系統ループ化による供給信頼度、系統運用性の向上（大型工業団地整備計画があるため）	・Ouidah – Tori間の未接続区間約3kmも含め、Tori側から約7kmを電線径117mm2の20kV配電線を張替え、新設し、Ouidah – Toriを接続し配電系統をループ化	2020年～2021年まで	Ⅰ

配電網整備　Atlantique県

別紙1-⑤

項目	目的	計画内容	計画年度	優先順位
5. Ouidahエリア内の配電線強化と高密度化（電化）	・既設配電線のリハビリ ・電化率向上（30%→70%）	・既設20ｋV中圧線8kmを117mm2に張替。既設低圧線22km張替 ・またエリア内電化率向上のため中圧線45km、低圧100km、配電所30箇所を新設	2022年～2023年	Ⅲ
6. Allada、Gloエリアの配電網高密度化（電化）	両エリアの電化率向上（20%→100%）	・20kV中圧線45km、低圧線100km、配電所30箇所の新設	2023年	Ⅲ
7. CococodjiとHevieの高密度化（電化）	両エリアの電化率向上（20%→90%）	前述の2021年に向けた開発計画のOuedo南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備、周辺地域の電化と重複	－	－

配電網整備　Mono、Coufo 県、Oueme、Plateau県、各都エリアの配電所改修

別紙1-⑤

項目	目的	計画内容	計画年度	優先順位
Mono、Coufo 県				
Lokossa - Come - Segbohoue - Se間20kV配電線強化とSegbohoue – Oudah間配電線新設による系統強化	・需要増加、また電圧効果対策 ・異変電所系統の接続による供給信頼度、系統運用性の向上	・Lokossa - Come - Segbohoue - Se間の電線経148mm2の20kV中圧線1回線100kmを増設 ・Segbohoue - Oudah間の電線経148mm2の20kV中圧線1回線6kmの新設	2022年～2023年	Ⅲ
Oueme、Plateau県				
Tchonvi, Ekpo, Seme-Kpodjiエリアの配電線高密度化（電化）	・3エリアの電化率向上（15%→95%）	3エリア合計で中圧線40km、低圧線200km、配電所67箇所を新設	2024年	Ⅲ
各エリアの配電所改修				
各エリアの技術基準違反シャーシ型配電所の改修	各エリアの需要増加に伴い臨時設置した技術基準違反の変圧所設備の改修	対象のシャーシ型100箇所の配電所をキャビン化	できるだけ早急に	Ⅳ

案件形成の比較検討結果（まとめ）

優先順位	パッケージ名	変電	配電	概略予算
1	ALLADA変電所新設および関連工事	・ALLADA変電所新設 ・架空送電線新設 （20億円規模）	・Atlantique県、Alladaエリアを中心とした配電基幹系統の増強（4.7億円）	25億円規模（無償）
2	GODOMEY変電所新設および関連工事	・GODOMEY変電所新設 （８億円規模）	・コトヌー近郊の配電網の高密度化（都市部需要増対応）　（2.0億円）	10億円規模（無償）
3	SEME KPODJI 2変電所新設および関連工事	・SEME KPODJI 2変電所新設 ・地中/架空送電線 （200億円）	―	200億円規模（円借款）

オプション：（配電）

オプション①　180百万円

配電線事故原因となっている対象の開閉器ユニット90台を水密・気密化タイプへ取替え

オプション②　290百万円

Ouidahエリア内の配電線強化と高密度化（電化）

オプション③　260百万円

Allada, Gloエリアの配電網高密度化（電化）

3-1-8. 民間事業者（IPP）の参入状況

✓ IPP事業の詳細情報

発電分野（IPP）での民間参入実績としては、現在建設中のMARIA-GLETAプロジェクト1件のみ。最終発電出力は450MWであり、以下の通り計画が進められている。

フェーズ1：EPC契約（総発電出力120MW）
建設プロセスの約85%が完了。3月中旬にも始動テストを開始予定。

フェーズ2：IPP事業（総発電出力130MW）
EIAの承認が下りており、2019年夏に工事を開始予定。

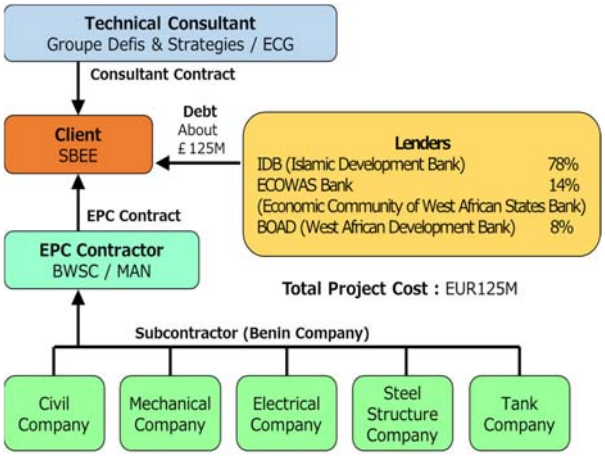


図1. フェーズ1のストラクチャー

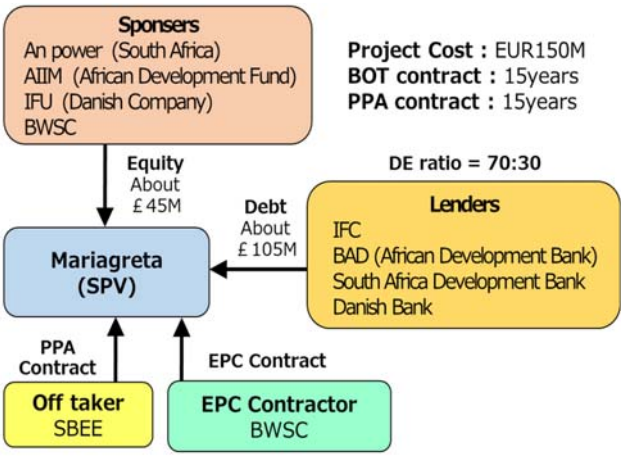


図2. フェーズ2のストラクチャー

3-1-9. 投資促進策の導入状況

✓ 再エネ導入促進策の現状

ベナンでは再エネ導入促進策として先進国でよく採用されているFIT制度は採用されていない。

日本でのFIT制度の評価は以下の通り。

①太陽光発電導入促進には大きな効果が期待できるものの、国民負担が増加するため、社会コストや受容性、それに伴う政治的な舵取りが必要なる。

②太陽光発電システム、発電単価の価格競争力の低下を招く。

③規制当局と電気事業者との連携による制度運用が必要である。

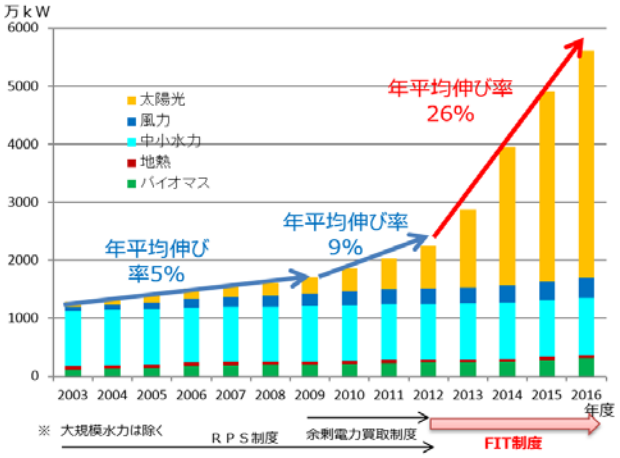


図3.再生可能エネルギーの導入量の推移

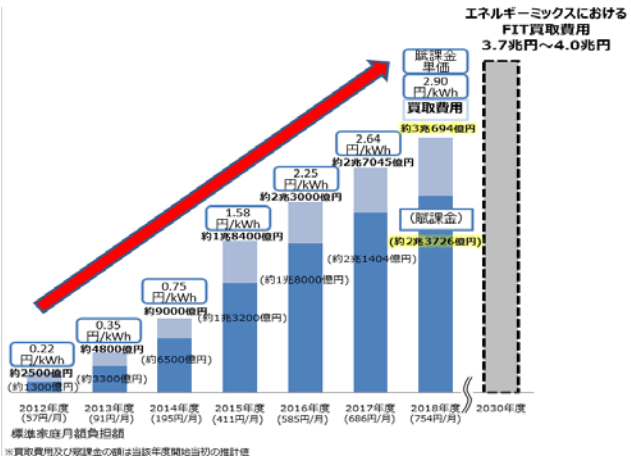


図4.標準家庭月額負担額とFIT買取費用の推移

3-1-9. 投資促進策の導入状況

✓ 再エネ導入促進策の現状

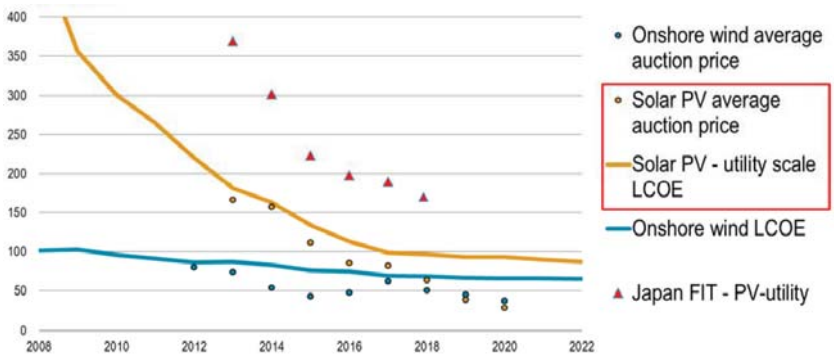


図5.世界の事業用太陽光発電の発電コスト

✓ 評価

3点の課題について以下の通り評価しFIT不採用の判断は妥当と考える。

①ベナン国消費電力の輸入に依存し、少しでも低廉な電力の調達が最優先されるべきで、IPPでの競争下でのTarrifの設定が望ましい。

②自国にて太陽光発電システムを生産しておらず、自国産業育成的な視点必は要性はない。

③制度の変更により柔軟な運用が必要となるため、膨大なシステム開発、体制構築が必要なため、現状システム・体制での実施は困難。

3-1-11. 他ドナーの動向

✓ 主な支援情報

MCCによる支援

	支援分野	支援内容	具体的活動
1	政策	電力セクターにおける制度設計支援及び関係機関の能力開発（Capacity Development）プロジェクト	・民間投資を促進する目的にIPPに関わる各種制度を見直しと省庁・規制機関・電力公社の能力開発を実施。 ・制度に関わる文書は2019年3月に完成予定。
2	発電	総容量50MWの太陽光IPP発電所建設支援	候補4地点における事業の具体化、事業者入札実施
3	配電	配電網の近代化にむけた系統運用・指令センターの建設、及び配電ロスの改善（Cotonu, Porto-Novoとその周辺系統が対象）	CBEE所管の63kV以下の変電所にSCADAを導入。（CEB所管の161kV以上の基幹系統にはSCADA導入済み）
4	オフグリッド	ミニグリッドやエネルギー効率化による地方未電化地域の電化	各家庭の電化が中心でUSD 32Mを拠出。対象となる需要家数の設定なし。

AFDによる支援

	プロジェクト名	サイト	支援内容	備考
1	DEFISSOL	Sakete	25MW 太陽光EPC	2019年建設開始
2	DEFISSOL	Cotonou	配電システムの近代化	CBEE
3	PRERA	Atlantica	63kV/15kV 変電所の建設	AFD(L), EU(G), EIB(L)
4	PRESREDI	Hagoume	63kV/20kV変電所の建設	BAD(G/L)、AFD(L)
5	PEDER	7 Departments 15 villages	配電線の建設	EU(G), AFD(L)

(L) : Loan, (G) : Grant

3-4-1. 太陽光IPPにおける電力セクター 民間参入実績

✓ 太陽光IPPの開発状況

ベナン国では電化率向上に向けた再生可能エネルギーである太陽光発電を中心とした、分散型電源の活用が期待されており、現在以下表の6つのプロジェクトが進められている。

プロジェクト	容量	開発会社	備考
Innovent	5 MW	Innovent (仏)	現在、政府によるIPPの新枠組見直しに伴い手続き停止とPPAの見直し協議中
Greeheart	10 MW	Greenheart (英)	現在、政府によるIPPの枠組見直しに伴い手続き停止とPPAの見直し協議中
Bohicon	15 MW	MCA (米)	4月にも入札手続きを開始し出資会社を決定(新枠組みを適用予定)
Djougou	10 MW	MCA (米)	4月にも入札手続きを開始し出資会社を決定(新枠組みを適用予定)
Parakou	15 MW	MCA (米)	4月にも入札手続きを開始し出資会社を決定(新枠組みを適用予定)
Natitingou	10 MW	MCA (米)	4月にも入札手続きを開始し出資会社を決定(新枠組みを適用予定)

3-4-2. 太陽光IPPにおける電力売電契約（PPA）

✓ PPAの締結状況

PPAは下表の通り2件の締結実績があるものの、IPPの新枠組見直しに伴い、2件ともに契約内容の見直しが進められている。

プロジェクト	開発会社	容量	既設容量	内容
Innovent	Innovent (仏)	5 MW	1.25 MW（未連系）	太陽光IPP事業
Greeheart	Greenheart (英)	10 MW	0 MW	太陽光IPP事業

✓ ひな型の有無

現在、MCCが主体となりMoEやSBEE等と共にPPAのひな型の作成を進めており、今後そのひな型に沿ったPPA契約が必要となる。（2019年3月完成予定）

✓ PPA契約書の評価

現在、確認が出来ている範囲では、太陽光IPPに対しては15年間の固定的なタリフが設定される予定であり、また契約内容も日本と比較し大きな差は無い事から、IPP事業を実施するに当たり問題は無いと想定。

3-4-3. 太陽光IPPにおけるスポンサー・レンダー

✓ **スポンサー実績、候補者の確認**

スポンサー実績：太陽光IPP以外では、P.1のスキーム図で示したAn Power、AIIM、IFU、BWSCの4社

スポンサー候補：下表の4社に加え、MCAプロジェクトには世界中から多数の入札が予想される

スポンサー	国名	概要
NGP	ベナン	40MWの再生エネルギー発電について、政府とMOUを結ぶも新枠組みの見直しに伴い保留。
NGA(New Generation Associate)	ベナン	NGPからスピンオフした。バイオマス発電に強み。
MEA Benin	ベナン	20MWのPARAKOU太陽光発電所を計画中。米国系企業ともパートナーシップ契約を締結。
NPG(Nordic Partner Gateway)	デンマーク	政府とMOUを結んだものの、MCCの新枠組み適用を想定しており、ERAの事業承認保留中。

✓ **レンダー融資実績・計画について（太陽光以外）**

融資実績：MARIA-GLETA火力発電所（フェーズ1：EPC）EUR 125M
融資団　：イスラム開発銀行（IsDB）、西アフリカ開発銀行（BOAD）
西アフリカ諸国経済共同体銀行（ECOWAS bank）

融資計画：MARIA-GLETA火力発電所（フェーズ2：IPP）
融資団　：国際金融公社（IFC）、アフリカ開発銀行（BAD）
南アフリカ開発銀行、ダンスケ銀行

3-4-4. 太陽光IPPにおけるスポンサーへのヒアリング

✓ **ヒアリング概要**

現地ヒアリングを踏まえ、以下2点の課題が考えられるが、解消見込みであり大きな問題は無い
1.IPP事業を開始するための明確な枠組みやPPAの雛形が無い⇒　MCAの新枠組みが完成間近
2.再生可能エネルギーの受入容量に限界がある⇒　国際連系線建設と協調しながら開発

ヒアリング項目	主な意見
政情・治安リスク	・20年間治安は安定。テロ等の発生もなし。 ・明確な事業の枠組みやガイドラインが無く、制度が変わる可能性有り。
売電リスク	PPAの策定方針が現状明確にされていない。（今後解消される見込み）
	購買力が低く、電気料金も上げられず新規参入電源は高い価格競争力が求められる。
パートナーリスク	IPP事業を計画している複数のパートナー候補が考えられるものの、詳細情報なし。
日照リスク	ベナン国は日照資源にも恵まれているためリスクは小さい。
技術・設備リスク	系統に対して設備の受入容量に限度があるため、再エネ導入量に限りがある。 目標需要最大値280MW（2021年）に対し、20%程度の導入が限界
完工リスク	MARIA-GLETA発電所では国際競争入札にてEPCコントラクター（BWSC社）を選定し、官・民双方にてリスクを分担している。（順調に建設進捗中）
環境・用地リスク	環境・用地リスクに対しては特にリスクに関する意見無し。
ファイナンシャルリスク	WBは、ベナンでのエネルギーミックスも必要で価格競争力のあるガス火力のポテンシャルが高と想定。太陽光IPPについては支援の予定はない。

3-4-5. 太陽光IPPにおけるオフテイカーの財務分析・政府保証

✓ **オフテイカー**

オフテイカーはSBEEのみ。過去5年の財務状況を以下表に示す。
現在確認が取れている2013年～2016年の範囲では、毎年営業利益を確保しており、IPP事業のオフテイカーとして大きな問題は無いと考えられる

Fiscal Year	Net Income (CFA)	Net Income (JPY)
2013	1,825M	3.5億
2014	4,441M	8.4億
2015	2,361M	4.5億
2016	1,071M	2.0億
2017	1,735M	3.3億

*1 CFA = 0.19円換算（2/8レート参考）

✓ **政府保証**

・実績無し。ベナン政府が民間投資事業に対して政府保証を付ける可能性は低い。
・ レンダーから融資を受けるに当たってはGuaranteePaymentやStandby Credit（Letter of Credit：信用状）、保険等の活用が必要になると考えられる。

3-4-6. 太陽光IPPにおける事業権付与プロセス・政府担当機関

✓ **事業権付与プロセスについて**

事業権付与プロセスについては、現在MCCが中心となり3月末を目処に整理を進めているため、詳細な情報はそのガイドラインの開示を待つ必要がある。基本的には、下の各政府関係機関からの承諾が必要であり、新たなガイドラインに沿った手続きが必要である。

✓ **政府担当機関**

政府担当機関については、以下表の通り。現在、MCCを主体に以下3機関とSBEEと共に、IPP事業における新枠組み作りや、PPAのひな型作り等に取り組んでいる。

政府担当機関	概要	主な活動
ME (Ministry of Energy)	電力エネルギー省	PAG、電力関係法令、PPP等の整備 新枠組みではIPP事業の一括受付窓口になることを想定
MEF (Ministry of Economy and Finances)	経済・財務省	公契約にかかる承認業務
ARE (Authority Regulated Energy)	電力規制庁	電力セクターにおける民間投資等の公平性チェック・規制 新枠組みでは許認可の付与判断箇所を想定
CAPPP (PPP support unit)	大統領府下の分析機関	PPP手続きの枠組み作成
DNCMP (National Direction of Public Deal Control)	経済・財務省下の局	公契約締結手続きにかかる管理
ARMP (Authority of Public Deal Regulation)	大統領府下の機関	公契約締結手続きにかかる規制管理

3-4-7,8 太陽光IPPにおける民間参入体制・本邦企業の関心

✓ 民間参入体制について

ベナン国政府は2021年までに95MWの太陽光発電所建設と、15MWのバイオマスの導入を目標として掲げている。太陽光発電の具体的な開発容量の割当は以下の通りとなっている。

割当容量	開発主導機関	開発内容	民間参入可能性
50 MW	MCC / MCA	開発支援、フレームワーク等の整備	ICBによる参画可能性有り
25 MW	AFD	EPCによる開発、DIFFISOL Project プロジェクト	ICBによる参画可能性有り
20 MW	未定	IPPによる開発を想定	IPP事業組成による参画可能性有り

✓ 本邦企業の関心

日系商社を中心にIPP事業参画の可能性について聞き取りを行った結果、各社ともアフリカ進出は前向きに考えているものの、新制度の概要を把握しておらず、事業を行うに当たり希望する規模やリターンが見通せないという意見あり。

また事業実施にあたり、以下の2点が特に重要として挙げられた。

①民間投資に対する制度設計が確立されている事

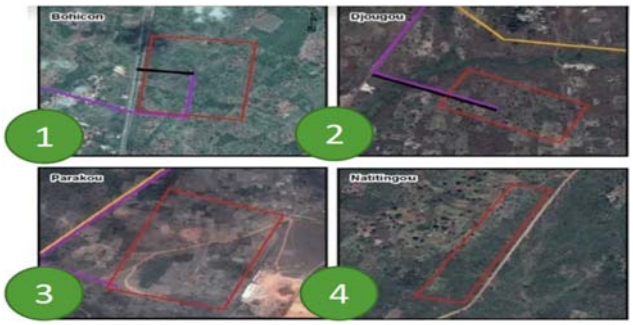
②関係性を構築出来るローカルパートナーが存在する事

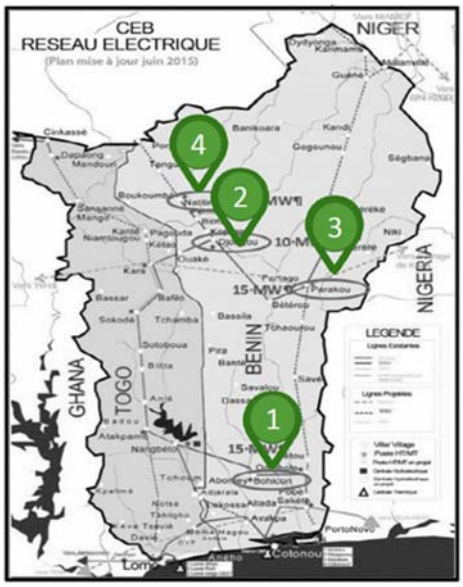
4-2 太陽光IPPにおける協力対象事業 の比較検討

✓ 太陽光IPP候補地点の調査およびJICAスキーム（PPP等）への適用可能性確認

現地調査の結果、MCAプロジェクトで進める4地点において、PPPスキームを活用した事業参画の可能性が考えられる。各4地点共に、環境影響評価や地質調査等のFSおよび事業実施に必要な事業権契約、土地収用、PPA契約がMCAにより無償で実施されており、4地点共にJICAのPPPスキームを適用した民間投融資の可能性が充分考えられる。

	プロジェクト名	容量	敷地規模
1	Bohicon	15 MW	50 ha
2	Djougou	10 MW	25 ha
3	Parakou	15 MW	48 ha
4	Natitingou	10 MW	20 ha





添付資料－4

売電価格

REPUBLIQUE DU BENIN

MINSTERE DE L'ENERGIE, DE L'EAU ET DES MINES

DIRECTION GENERALE DE LA SBEE

DIRECTION DE LA DISTRIBUTION

DIRECTION COMMERCIALE ET DE LA CLENTELE

Cotonou, le 29 JUIL. 2016

Société Béninoise d'Energie Electrique - SBEE
DPGS
Arrivée le 29/07/16
Sous le N°

NOTE DE SERVICE N°2347/16/SBEE/DG/SG/DD/DIG/DCC/SP

Objet : **Nouveaux tarifs d'électricité**

Vu les statuts de la SBEE,

Vu l'Extrait du Relevé N° 10 des décisions prises par le Conseil des Ministres en sa séance du jeudi 11 Mars 2010 relatif à la communication N°271/10 portant mesures de rétablissement de l'équilibre financier de la SBEE,

Vu la note de service N° 0729/10/SBEE/DG/DCC du 29 mars 2010 relative aux nouveaux tarifs d'électricité,

Vu la note de service N° 2246/14/SBEE/DG/DGA/SG/DD/CSLCE du 15 décembre 2014 relative à la limite des puissances souscrites par les Gros Consommateurs,

Considérant les nécessités de service,

Le Directeur Général décide :

Les tarifs applicables en électricité sur toute l'étendue du territoire de la République du Bénin sont les suivants :

I - Tarifs d'Electricité Basse Tension :

Tarif BT1 : Usages domestiques (lumière et climatisation)

Tranche (Sociale) : Consommation ≤ 20 kWh par mois

Prix du kWh : 78 FCFA

Cette tranche est exonérée de la TVA

Tranche 1 : 109 FCFA/kWh

Consommation supérieure à 20 kWh et inférieure ou égale à 250 kWh, toute la consommation de 0 à 250 kWh sera facturée à 109 FCFA.

Tranche 2 : 115 FCFA/kWh (pour le reste de la consommation supérieure à 250 kWh)

Tarif BT2 : Usage professionnel (Boutiques, salons de coiffure, de couture, cafés, restaurants, menuiseries, ateliers de soudure, usines de glaces, boulangeries, moulins, hôtels et services etc)

Tranche Unique : 111 FCFA/kWh

Tarif BT3 : Eclairage public

Tranche Unique : 122 FCFA/kWh

II -Tarifs d'Electricité Moyenne Tension : (HTA)

1) Clients HTA livrés en comptage Basse Tension et dont la puissance souscrite (PS) est comprise entre 40 KVA et 400 KVA (40 kVA <PS < 400 kVA)

Tarif MT0 : Prix du kWh : 111 FCFA

Prime fixe : Nulle

2) Clients HTA livrés en Moyenne Tension 15, 20 ou 33 kV :

Tarif MT1 : Clients HTA livrés en Moyenne Tension dont la puissance souscrite (PS) est comprise entre **200 kVA et 400 kVA**

(200 kVA ≤ PS < 400 kVA)

Prix du kWh : 94 FCFA

Prime Fixe : Nulle

Tarif MT2 : Clients HTA livrés en Moyenne Tension dont **PS ≥ 400kVA**

Prix du kWh : 94 FCFA

Prime Fixe : 4500 FCFA par kVA souscrite à la pointe.

Tarif MT3 : Industries Pures (coupure totale à la pointe)

Prix du kWh : 78 FCFA

Prime Fixe : Nulle

Tarif MT4 : Industries Pures (sans coupure à la pointe)

Prix du kWh : 78 FCFA

Prime Fixe : 7 000 FCFA par kVA souscrite à la pointe.

III – Fonds d'Electrification Rurale :

Il est institué une contribution spécifique pour l'alimentation du Fonds d'Electrification Rurale en République du Bénin.

Cette contribution spécifique est de 3 FCFA / kWh consommé par mois, non assujettie à la TVA et applicable à tous les consommateurs BT (**Basse Tension**) et HTA (**Moyenne Tension**).

IV – Tarifs d'Entretien de Branchement et des Appareils de Comptage d'Electricité :

Basse Tension : 500 FCFA par mois et par kVA souscrite

Moyenne Tension :

Entretien compteur sans horloge	2524 FCFA par mois
Entretien compteur avec horloge	3 554 FCFA par mois
Entretien Branchement	11 813 FCFA par mois

Tous les Directeurs, Chefs Services, Chefs d'Agences, Chefs Sections sont chargés, chacun en ce qui le concerne de l'application de la présente Note de Service qui abroge toutes dispositions antérieures.

Le Directeur Général,

Laurent K. TOSSOU

Ampliations : MEEM (à titre de compte rendu)

DG- SG – Experts- DSI- DED - DCF – DRH- DD- DIG- DCC - Tous Directeurs Centraux- Tous Directeurs Régionaux- Chefs d'Exploitation DR- Contrôleurs DR- Chefs Cellules- Chefs Services- Chefs d'Agences- Chefs Sections- Agents d'Abonnement –Agents de Devis - Affichages- Classeur.

添付資料－5

接続料他

REPUBLIQUE DU BENIN

STERE DE L'ENERGIE, DES MINES
ET DE L'HYDRAULIQUE

ECTION GENERALE DE LA SBEE

COTONOU, le 23 FEVRIER 1994.

/)/OTE DE SERVICE N° 116/94/SBEE/DG/DAC/D-EXP/DCF.

A compter du 12 Janvier 1994, les montants des branchements forfaitaires ainsi que les avances sur consommations en eau et en électricité applicables sur toute l'étendue du Territoire National seront les suivants :

A) PRIX DES BRANCHEMENTS FORFAITAIRES (hors T V A)

Aérien	2 fils	31 177 F CFA
Aérien	4 fils	55 833 F CFA
Souterrain	2 fils	34 328 F CFA
Souterrain	4 fils	44 678 F CFA
Compt./Add.	2 fils	13 800 F CFA
Compt./Add.	4 fils	18 400 F CFA
Eau diam 20		46 000 F CFA

B) AVANCES SUR CONSOMMATION

a) Branchements 2 fils

Puissance souscrite	Réglage disjoncteurs	Montant avance
1 KVA	5 A	22 500 F CFA
2 KVA	10 A	45 000 F CFA
3 KVA	15 A	67 500 F CFA
4 KVA	20 A	90 000 F CFA
5 KVA	25 A	112 500 F CFA
6 KVA	30 A	135 000 F CFA

b) Branchements 4 fils

Puissance souscrite	Réglage disjoncteurs	Montant avance
3 KVA	5 A	45 000 F CFA
6 KVA	10 A	90 000 F CFA
10 KVA	15 A	150 000 F CFA
13 KVA	20 A	195 000 F CFA
16 KVA	25 A	240 000 F CFA
20 KVA	30 A	300 000 F CFA
30 KVA	45 A	450 000 F CFA

c) Branchements Eau

	Calibre	Montant avance
Calibre	20 mm	9 200 F CFA
Calibre	30 mm	34 500 F CFA
Calibre	40 mm	69 000 F CFA
Calibre	60 mm	276 000 F CFA
Calibre	80 mm	414 000 F CFA
Calibre	100 mm	552 000 F CFA
Calibre	200 mm	1 035 000 F CFA

LE DIRECTEUR GENERAL

Société Béninoise d'Electricité et d'Eau
LE DIRECTEUR GENERAL

Philippe HOUNKPATIN

MATIONS :

res CODIR
cteurs Départementaux
s Services
s Centres
chages
eur.

添付資料－6

主要変圧器の製造年・製造会社名一覧

主要変圧器の製造年・製造会社名一覧

No.	変電所名	電圧 (kV)	変圧器情報			
			容量 (MVA)	製造年	製造会社名	備考
1	Avakpa	161/20	25	1986	ALSTHOM (France)	
2	MariaGleta	161/15	19	1971	CANADIAN GENERAL ELECTRIC	故障中
			50	2012	Chint Electric (中国)	
3	Vedocko	161/15	19	1971	CANADIAN GENERAL ELECTRIC	T2
		161/63/15	40/15	1985	Cie Electro Mecanique (France)	T3
		161/63	80	2004	AREVA(France)	T5
		161/15	40	2004	AREVA(France)	T6
4	Akpakpa	63/15	31.5	2009	Chint Electric (中国)	
			20	2005	不明	
5	Gbegamey	63/15	20	1986	France Transfo (France)	
			63	2008	Jiangsu Huapeng Transformer(中国)	
6	Lokossa	63/20	16.6	1980	Cie Electro Mecanique (France)	
7	Porto - Novo	63/15	36	2006	Société Normande de Transformateur – Duriez (France)	
			31.5	2009	Chint Electric (中国)	
8	Seme Kpodji	63/15	7	2009	France Transfo (France)	
9	Tanzoun	161/63/15	50/30	2013	ABB	
			50/30	2013	ABB	

添付資料－7

配電ロス低減プログラム

I- STRATEGIE TRIENNALE DE REDUCTION DES PERTES DE DISTRIBUTION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE DE LA SBEE 2018-2020

Le taux de pertes de distribution de 23,87% en 2016 de la SBEE témoigne d'une dégradation profonde de son système organisationnel de distribution et présage d'une part très importante des pertes non techniques ou commerciales au regard des normes et standards internationaux en la matière.

A cet effet, il faut une réorganisation profonde de ce système avec l'implication des autorités afin de favoriser la conduite d'une stratégie efficace de maîtrise de ces pertes de distribution les trois prochaines années.

1- Principaux axes de la stratégie

Cette stratégie sera basée sur des axes ci-après avec des actions principales y afférentes :

- **Organisation ;**
- **Management ;**
- **Communication ;**
- **Activités/Projets.**

Organisation

- Renforcer les équipes dédiées à la facturation et au suivi des clients gros consommateurs dans les Directions Régionales ;
- Rendre opérationnelles les structures de réduction des pertes de distribution dans toutes les Directions Régionales ;
- Créer une ligne verte pour permettre aux clients d'avoir un recours à la suite des contrôles (gestion des réclamations) et de faire des signalements de fraudes ;
- Prendre l'initiative d'un cadre juridique dans le secteur de l'électricité qui punit plus sévèrement les fraudes, les actes de vandalisme et d'incivisme sur les équipements électriques ;

- Conduire les démarches idoines auprès de l'Etat pour faire de nos agents contrôleurs (judicieusement choisis pour leur compétence et au-dessus de tout soupçon) des agents assermentés ou des auxiliaires de justice dont les procès-verbaux font foi.

Management

- Mise en place d'une charte éthique ;
- Elaboration, négociation et signature des contrats d'objectifs avec les régionaux ;
- Organisation et réalisation des points de gestion avec recadrage éventuel par la structure en charge de la maîtrise des pertes ;
- Contrôle de performance par la Direction Générale ;
- Motivation des sources de dénonciation de fraudes et des collaborateurs grâces à des programmes de récompenses de performance.

Communication

Interne

- Rencontres avec tous les collaborateurs pour partager la stratégie et le mode opératoire (animées par le DG).

Externe

- Rencontres avec les organisations socio-professionnelles (associations de consommateurs, sociétés civiles, chambres de commerces, patronat, juges, etc.) pour expliquer les enjeux, le mode opératoire et les moyens de recours ;
- Communication par tous les moyens (panneaux publicitaires, radios, télés, crieurs publics, etc...)

Activités/Projets

La maîtrise significative des pertes de distribution de la SBEE sur les trois prochaines années doit passer par la mise en œuvre des activités et projets pour la conduite des stratégies efficaces de maîtrise des pertes technique et non technique ci-dessous.

2- Stratégie de maîtrise des pertes techniques de la SBEE

- Installer les systèmes de comptage en tête de tous les départs HTA, sur les auxiliaires dans les postes sources et centrales et les compteurs statistiques (témoin) dans les postes de distribution publique HTA/BT alimentant des quartiers à grandes consommations ;
- Rattacher les clients aux postes de distribution publique HTA/BT ;
- Constituer une base de données sur les équipements constitutifs des réseaux de distribution et de leurs caractéristiques permettant d'estimer les pertes techniques ;
- Concevoir et mettre à disposition des régionaux une méthodologie d'estimation des pertes techniques ;
- Installation des batteries de condensateurs dans certains postes sources et sur des postes HTA/BT : maîtrise des pertes réactives ;
- Densification du réseau électrique et amélioration de tension dans les zones à forte baisse de tension pour permettre le bon fonctionnement des compteurs à prépaiement dans ces zones et réduire les pertes techniques ;
- Harmoniser la méthode de calcul du taux de pertes.

3- Stratégie de réduction des pertes non techniques de la SBEE

- Installation des systèmes de comptage inter-régions : cela permettra de circonscrire les zones de pertes, de quantifier l'énergie envoyée sur les réseaux de distribution de chaque Direction Régionale et de calculer les pertes de distribution par région ;
- Campagne de contrôle permanent des systèmes de comptage dans toutes les régions : lutte contre les vols d'énergie et des branchements illégaux, recensement des compteurs défectueux (compteurs bloqués, compteurs présentant d'anomalies fonctionnelles, compteurs non codifiés) ;
- Renforcement du contrôle de tous les compteurs industriels ;
- Remplacement systématique des compteurs bloqués et compteurs présentant d'anomalies fonctionnelles ;

- Sécurisation des systèmes de comptage : normalisation des branchements et des systèmes de comptage et mise en place des plombs et scellés pour rendre la fraude difficile ;
- Mise en place d'un logiciel de gestion et de suivi des scellés de tous les systèmes de comptage ;
- Instauration d'une visite trimestrielle des compteurs à prépaiement ;
- Recensement et remplacement systématique des compteurs défaillants (prépayés et électromécaniques) ;
- Recensement mensuel des erreurs de facturation et celles dues aux agents releveurs et procéder automatiquement à leur correction ;
- Remplacement des compteurs ayant plus de vingt ans ;
- Suivi rigoureux des clients à consommation nulle ;
- Revoir la procédure de coupure des clients débiteurs dans le sens de ne pas favoriser la fraude après coupure ;
- Faire le suivi du recouvrement des pénalités pour fraude ;
- Réforme du calcul des pénalités pour fraude par leur harmonisation ;
- Mettre les liaisons entre TI, TP et système de comptage en apparent ;
- Mise en place de câble armé, cache bornes secondaires des transformateurs de puissance et cadenas sécurisé sur les circuits et cellules de mesure ;
- Actualiser le guide technique d'exécution d'un branchement ;
- Poser les compteurs dans des endroits accessibles et aux limites de propriété.
- Former les releveurs à la détection des fraudes sur les systèmes de comptage ;
-

4- Actions-projet à mener pour la réduction des pertes de distribution de l'énergie électrique de la SBEE

Afin de maîtriser durablement les pertes de distribution de la SBEE, nous proposons la mise en œuvre des actions phares ou projets ci-après :

a) **Séparation des énergies consommées dans les exploitations régionales** : Installation des systèmes de comptage inter-régions. Cela permettra de circonscrire les zones de pertes, de quantifier l'énergie envoyée sur les réseaux de distribution de chaque Direction Régionale et de calculer les pertes de distribution par région ;

b) **Sécurisation des systèmes de comptages** : Normalisation des branchements et sécurisation physique des systèmes de comptage avec mise en place d'un logiciel de gestion et de suivi des scellés de sécurité codifiés desdits systèmes de comptage d'énergie électrique ;

c) **Géoréférencement des clients, rattachement des clients aux départs BT, aux postes HTA/BT, aux départs HTA et aux postes sources et installation des compteurs sur les départs HTA, sur les auxiliaires des postes sources et de compteurs statistiques dans les postes HTA/BT** : Codification des clients avec un adressage géoréférencé qui prend en compte les postes, les départs qui les alimentent et Installation des systèmes de comptage dans les postes sources, postes de répartition, sur les auxiliaires de ces postes sources et centrales et compteurs statistiques dans certains postes de distribution HTA/BT ;

d) **Télérelève des compteurs industriels** : sécurisation des systèmes de comptage des gros consommateurs et leur télérelève ;

e) **Installation des batteries de condensateurs dans certains postes sources et sur des postes HTA/BT** : maîtrise des pertes réactives ;

f) **Densification du réseau électrique et amélioration de tension dans les zones à forte baisse de tension et à toile d'araignée pour permettre le bon fonctionnement des compteurs à prépaiement dans ces zones et réduire les pertes techniques.**

添付資料－8

巡視・点検・改修計画

SOCIETE BENINOISE
D’ENERGIE ELECTRIQUE

Manuel de maintenance

2019

DIRECTION DE LA DISTRIBUTION

1 PRINCIPES DU MAINTIEN EN CONDITIONS OPERATIONNELLES DES OUVRAGES

Le maintien en conditions opérationnelles, plus couramment désigné sous le terme de maintenance, répond aux exigences qui s'imposent à tout gestionnaire de réseau :

- assurer la sécurité du public,
- assurer la sécurité des intervenants, qu'ils appartiennent au gestionnaire de réseau ou à des entreprises sous –traitantes,
- garantir aux utilisateurs du réseau la qualité de fourniture contractuelle,
- rechercher, en bon gestionnaire, le meilleur rapport coût-efficacité.

La SBEE devra prendre des dispositions nouvelles et que grâce aux investissements à consentir dans la distribution à l'effet de rajeunir le réseau par le renouvellement systématique d'ouvrages vétustes, ou par d'importantes restructurations et renforcements.

Le principe de la politique de maintenance est de distinguer clairement trois types d'interventions :

- l'entretien,
- la maintenance
- la réparation.

Ci- dessous les objectifs de la maintenance :

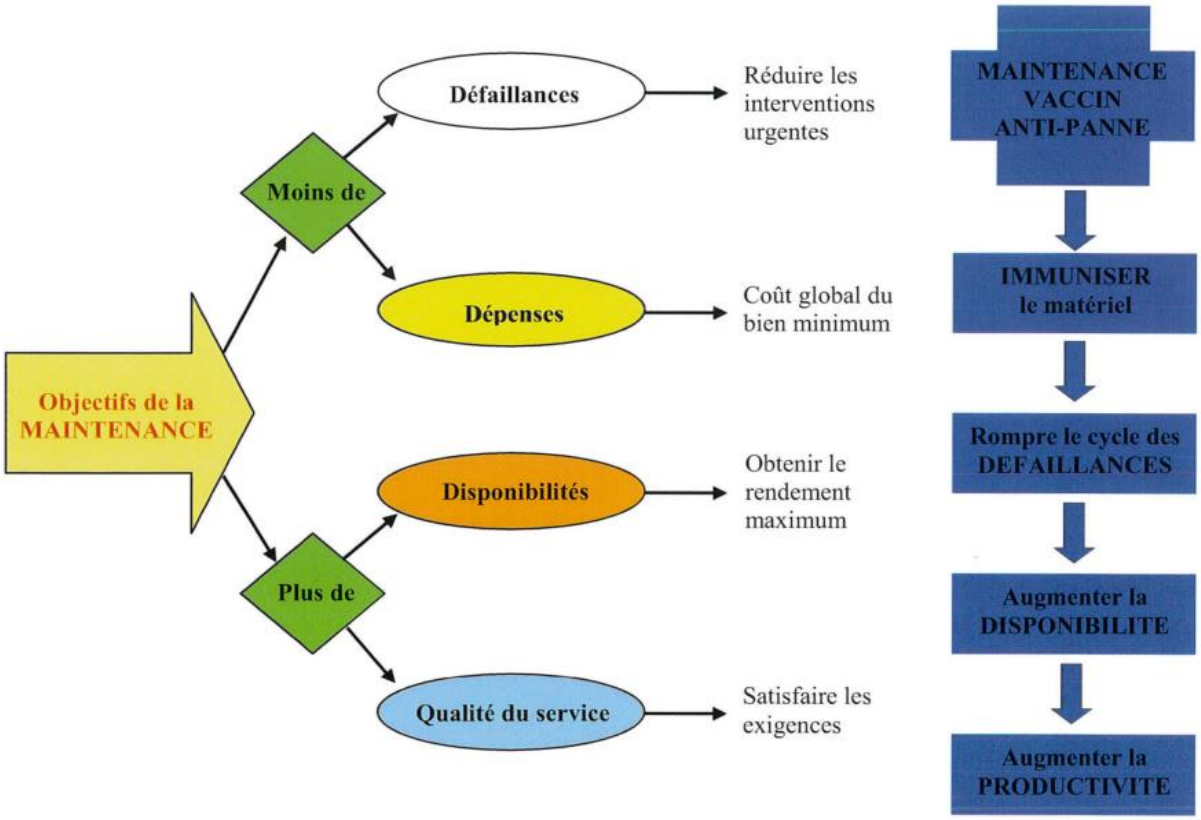


Figure1 : Objectifs de la maintenance

1.1 Entretien

On regroupe sous le terme « entretien » : les opérations imposées par la réglementation ; celles recommandées par les fabricants ; les visites, inspections, contrôles ; et plus généralement tout ce qui, au vu de l'évolution probable des équipements dans le temps, est de nature à en garantir le fonctionnement normal.
L'entretien consiste principalement à effectuer des opérations périodiques, soit en fonction des impératifs de la réglementation, soit selon des règles établies par les experts du domaine technique, sans qu'il soit besoin d'observer une dégradation des performances pour les justifier.
On classe par exemple dans l'entretien : les mesures de terres (réglementation), l'élagage (réglementation), les manœuvres périodiques d'appareils (règles internes), la révision des disjoncteurs (recommandations des constructeurs).
La nature et la fréquence des opérations d'entretien sont établies à partir de diverses sources dont le principal est le REX (Retour d'expérience) sur les avaries de matériels. L'analyse des données ainsi collectées est plus ou moins poussée selon les matériels concernés et leur position sur le réseau.
Le matériel de réseau en aval des postes sources ne fait à ce jour l'objet que d'une simple analyse statistique. La détection d'une anomalie générique sur un matériel donne lieu à une intervention des experts internes aussi bien auprès des exploitants (pour prendre des mesures conservatoires), qu'auprès des constructeurs (pour corriger le défaut). Plus généralement, l'analyse peut alimenter les programmes d'entretien, ou orienter les diagnostics pour préparer des actions de maintenance.

1.1.1 Retour d'expérience sur les avaries de matériels

Le suivi du comportement des matériels en service consiste à recenser les avaries affectant les matériels sur le réseau. Tous les matériels sont concernés. Pour faire une interprétation correcte des avaries, la simple collecte est insuffisante. Elle est complétée par des informations plus précises sur la description détaillée des matériels, l'environnement, les conditions de pose et d'exploitation, etc. En particulier, le nom du constructeur, la série ou l'année de fabrication, sont des données de base de la collecte.
Une organisation est en place pour bâtir le retour d'expérience. L'objectif est d'améliorer la fiabilité et d'abaisser les coûts. Les exploitants, les experts techniques, les responsables des achats, les constructeurs, entretiennent des relations étroites.
La collecte des avaries est sous la responsabilité des chargés d'exploitation du réseau. La liste des acteurs de la collecte comprend les agents d'exploitation, les techniciens des centres, ceux des exploitations.

Le REX peut aussi révéler les défaillances d'un fournisseur ou les insuffisances des spécifications du cahier des charges.

Le REX enfin fournit la matière première pour la constitution des plans d'entretien, et des orientations pour les diagnostics de maintenance.

1.1.2 Plan d'entretien

Les responsables d'exploitation, ou les experts du niveau national pour certains ouvrages, établissent des plans d'entretien annuels et pluriannuels, qui s'imposent soit comme des obligations réglementaires, soit comme des contraintes techniques.

Le non-respect strict des plans d'entretien est de nature à, provoquer une dégradation accélérée du matériel, et d'augmenter le nombre d'incidents sur le réseau et affectant ainsi la qualité de fourniture.

Les plans d'entretien sont d'autant plus lourds que les ouvrages concernés sont situés en amont sur le réseau : l'entretien est important dans les postes sources, il est très réduit pour les branchements.

1.2 Maintenance

La « maintenance » (au sens restreint) est basée sur un diagnostic. La maintenance ne résulte pas, comme l'entretien, de la prise en compte d'un risque statistique de défaillance, mais de la constatation d'une dégradation des performances.

1.2.1 Diagnostic

Le diagnostic est soit périodique, soit ponctuel :

- pour un type d'installation donné, des visites ou contrôles périodiques peuvent être décidés dans le cadre de l'entretien et aboutir à un diagnostic.

Pour un matériel présentant des défaillances génériques, ou pour une portion de réseau s'étant signalée par un fonctionnement dégradé, un diagnostic ciblé peut être engagé pour étudier les remèdes à apporter (soit dans le cadre de la maintenance, soit du renouvellement). Des investigations sont alors poussées plus spécifiquement dans telle ou telle direction, grâce à des visites spécifiques, des auscultations, des analyses thermographiques.

Le diagnostic repose sur l'analyse de données. Des bases nationales existent : GDO (Gestion des ouvrages) en cours d'élaboration à la DD, fichier descriptif des ouvrages en exploitation, CF (Continuité de fourniture), fichier des pannes de réseau. Ces bases fournissent une masse de données dont le croisement permet d'obtenir d'utiles renseignements sur l'état de l'ensemble des installations.

Mais préparer un programme de maintenance nécessite davantage d'informations. Une véritable « base de données patrimoniales » est indispensable, pour connaître non seulement le dernier état des ouvrages, mais aussi l'historique des événements les ayant affectés. Les informations à recueillir, et à dater, sont par exemple les visites, les manœuvres hors incidents, les pannes, les actions délibérées d'entretien, etc. Des caractéristiques plus détaillées des matériels sont aussi à collecter, au-delà des données contenues dans les bases nationales GDO.

1.2.2 Critères de choix des actions de maintenance

On distingue la maintenance courante et la maintenance lourde.

La maintenance courante regroupe les actions de faible importance qui ne relèvent pas de l'entretien car commandées par les résultats d'un diagnostic.

La maintenance lourde désigne des opérations de remplacement de composants, ou d'importantes remises en état de matériels.

La Direction de la Distribution tient à jour une liste exhaustive des opérations passibles de l'appellation de maintenance lourde.

1.3 Réparation

La « réparation » est déclenchée par l'incident. A la différence de la maintenance, elle est impérative et doit être effectuée immédiatement pour rétablir la continuité de l'alimentation. La réparation ne figure dans ce chapitre qu'en considération des situations où une réparation définitive succède à une réparation provisoire. C'est dans ce cas que l'intervention définitive, différée dans le temps, peut être assimilée à un acte de maintenance. On se retrouve devant l'interrogation mentionnée précédemment : faut-il faire une réparation définitive ou renouveler complètement l'ouvrage ? La question ne se pose que pour les réparations importantes.
Il convient de noter cependant que pour les branchements, le renouvellement complet étant une opération relativement rapide, c'est une solution qui est tentante sur le terrain pour faire une réparation immédiate suite à un incident.

1.3.1 Entretien

Les plans d'entretien proposent trois niveaux différents (« nominal », « allégé », « renforcé »). Ces trois niveaux se distinguent par la périodicité des interventions, qui peut varier de 6 mois pour un plan renforcé à 6 ans pour un plan allégé par exemple.

1.3.2 Diagnostic

Une appréciation peut être portée rapidement grâce à un indicateur simple : le nombre de déclenchements des disjoncteurs « arrivées HTA ». En principe, ce nombre devrait être proche de zéro, dans la mesure où un tel déclenchement signifie une défaillance grave du poste source.

Un diagnostic périodique, ou ciblé, est indispensable pour anticiper les dysfonctionnements. Toute action de maintenance repose sur les résultats de ce diagnostic.

1.4 Actions de mises à niveau

Les actions de mises à niveau sont classées dans la maintenance. D'une certaine manière, elles contribuent à l'efficacité de l'entretien, soit en assurant le maintien de l'homogénéité des installations, soit en relevant le niveau d'ensemble.

Les actions de mises à niveau sont issues des retours d'expérience ou des contacts avec les constructeurs. Elles sont décidées nationalement au niveau de la DD.

Plus spécialement, pour les postes sources urbains, des études de sécurisation ont conduit à l'élaboration d'une liste d'opérations à effectuer pour éliminer certaines configurations jugées fragiles. Elles peuvent être assimilées à des mises à niveau.

1.5 Maintenance lourde

Il s'agit d'actions de remplacement partiel de matériels, ou de révision importante de certains appareils. Chaque opération est suivie individuellement dans une rubrique comptable. Elle n'est décidée qu'après comparaison avec une solution de renouvellement financée sur investissement. Si elle est retenue, elle est inscrite dans la liste de toutes les opérations de maintenance étudiées dans l'année (pas seulement les postes sources), et n'est réalisée qu'en fonction de son ordre de priorité défini par son rang dans la liste du plan de réfection des ouvrages.

Pour les installations HTA, des opérations de révision ou de remise en état d'appareillage peuvent être décidées en fonction des résultats d'un diagnostic. Des matériels ont été identifiés comme devant faire l'objet d'un suivi particulier.

1.6 Réseaux HTA aériens

La proportion de lignes aériennes sur le réseau HTA de la SBEE est en évolution constante. C'est dû au retard d'investissement dans les réseaux de distribution. Au regard de la croissance des charges, certaines lignes aériennes de Cotonou et Porto- novo devraient passer déjà en souterrain car déjà en sous capacité par rapport à leur charge de transit.

1.6.1 Entretien

L'entretien des réseaux HTA se limite à l'élagage, aux mesures de terres, et à leur réfection éventuelle. On rappelle que les opérations d'entretien sont imposées, qu'elles font partie des dépenses à inscrire tous les ans au budget d'exploitation.

1.6.2 Elagage

L'élagage doit être fait suivant les recommandations normatives en ce qui concerne les lignes HTA. Des visites et des actes d'élagage doit être conservé, la tenue d'un registre ou d'un fichier les retraçant devenant obligatoire. De plus l'élagage doit se faire dans le respect de l'environnement (protection des paysages, de la faune et de la flore).

L'élagage revêt d'une importance pour le gestionnaire d'un réseau aérien. On peut souligner que le classement de l'élagage dans l'entretien (et non la maintenance) porte en soi une signification claire : l'élagage est effectué avant qu'on observe des incidents sur la ligne.

1.6.3 Mesures et réfections de terres

La mesure de la résistance des prises de terres doit être effectuée tous les 5 ans, de manière à s'assurer que les valeurs restent inférieures à la limite réglementaire. Si ce n'est pas le cas, la remise à niveau est entreprise sans délai.

Un registre des mesures, datées, est tenu par le chef d'exploitation.

Sur le réseau HTA aérien, sont pourvus de prises de terre des masses : les appareils sur poteaux (interrupteurs) : les armoires de coupures au sol ; les postes H61. Les bornes de terre des parafoudres sont reliées à la terre des masses.

1.6.4 Maintenance

1.6.4.1 Diagnostic

En matière de réseaux aériens HTA, de multiples paramètres peuvent influencer la qualité de fourniture :

- l'environnement de la ligne (zone boisée, zone de vent, de foudroiement, de neige, de givre, de pollution, zone accidentée, terrain de résistivité élevée, etc.)

- la structure de la ligne, affectant sa capacité à faire transiter la charge, à subir le moins de dommage possible en cas d'incident, à favoriser la rapidité du dépannage,

- l'état du matériel (état des supports, des armements, des isolateurs, des attaches, des conducteurs, etc.)

L'examen approfondi de chaque défaut permanent donne des renseignements complémentaires.

Pour affiner davantage encore le diagnostic, une analyse des événements journaliers départ par départ permet de connaître, en scrutant les relais numériques qui y sont installés par exemple :

- les coupures brèves et très brèves,

- les coupures longues

- la phase concernée lors des défauts homopolaires,

L'analyse de tout événement observable sur le départ doit ainsi permettre de mettre en évidence, s'ils existent, les « points noirs » bien souvent à l'origine de la majorité des incidents.

Le constat a posteriori d'événements ou d'incidents peut être utilement complété par des visites de ligne délibérées.

Les visites de lignes permettent de contrôler visuellement l'état physique des ouvrages et leur environnement. La fréquence d'une visite par départ aérien HTA tous les ans a été jugée optimale, en moyenne, mais elle reste à déterminer localement.

Enfin, l'auscultation ciblée d'un départ peut encore apporter des précisions. Elle peut être appliquée à des départs qui ont été repérés comme « perturbés » mais pour lesquels l'analyse « classique » n'a pas permis de trouver la ou les causes des perturbations. La mise en œuvre temporaire de matériel spécifique de détection de défauts aériens permet en général de lever l'incertitude.

Les diverses données ainsi collectées sont rapprochées pour aboutir à un diagnostic.

1.6.5 Maintenance lourde et autres actions

Du diagnostic découlent des actions de maintenance qui peuvent être soit limitées, auquel cas elles sont imputées sans distinction dans une même rubrique comptable, soit d'une certaine importance, et elles sont individualisées en tant que maintenance lourde.
A titre d'exemple, des opérations de maintenance lourde peuvent concerner :
- le remplacement en nombre de supports isolés, ou le remplacement systématique de supports sur des tronçons importants,
- le remplacement de conducteurs sur des antennes sans changer les supports,
- le remplacement en nombre d'isolateurs, d'attaches, de ponts, etc.

1.7 Réseaux HTA souterrains

Les réseaux souterrains ne sont pas concernés par l'entretien et la maintenance. Seul le renouvellement complet d'un tronçon de câble défectueux est possible. Il s'agit alors d'investissement, relevant d'études décisionnelles, examinées par ailleurs. On ne traitera donc que de diagnostic dans ce paragraphe.
Si le distributeur ne veut pas courir le risque de devoir faire face un jour à un phénomène d'avalanche par accumulation d'incidents touchant un même type de câble en fin de vie, il lui faut en connaître le parc avec exactitude et préparer éventuellement un plan de renouvellement.
Or dans les bases de données concernant le réseau HTA souterrain on a longtemps ignoré les caractéristiques des câbles. Aujourd'hui, la règle est de collecter à toutes occasions ces informations : technologie, section, conditions de pose, présence d'accessoires, etc.
Pour préparer les plans d'investissement, les informations suivantes sont susceptibles de fournir des motifs de renouvellement de câbles, mais chacune est en principe insuffisante pour déclencher la décision :
- câble dont la technologie est arrivée en fin de vie,
- tronçon de câble ayant été affecté d'un nombre significatif d'incidents,
- proportion importante d'accessoires par rapport à la longueur considérée,
- dénivelée importante entre les extrémités d'un câble ancien, entraînant un risque de migration de l'huile dans la partie basse,
- augmentation de la PCC (puissance de court-circuit) du réseau depuis la mise en service du câble.

Il n'y a aucune politique de renouvellement systématique des câbles, quelle que soit leur ancienneté. L'expérience montre en effet que ce sont les accessoires qui vieillissent le plus vite et qui déterminent la durée de vie d'un tronçon. Il n'y a pas de raison dans ces conditions, sauf cas particulier de sous capacité, de remplacer préventivement les câbles.
Il n'empêche qu'il serait fort utile de pouvoir faire un diagnostic des câbles en exploitation. Des études sont menées pour détecter des pénétrations d'eau ou

des décharges partielles à travers l'isolant, signes précurseurs d'une avarie. Beaucoup de pays font de la mesure de décharges partielles.

1.8 Appareils télécommandés sur les réseaux HTA

Il s'agit des IAT (interrupteurs aériens télécommandés) sur poteaux, des interrupteurs dans les postes HTA/BT ou dans les armoires bas de poteau, des interrupteurs de permutation dans les postes HTA/BT double-dérivation. On emploie le terme générique d'OMT (organe de manœuvre télécommandé).

1.8.1 Entretien

Si la partie « courant fort » ne nécessite pas davantage d'entretien que les mêmes composants des appareils non télécommandés, l'équipement de télécommande proprement dit, dont la disponibilité est essentielle pour l'efficacité du dépannage, mérite une surveillance plus étroite et un entretien plus fréquent (les interrupteurs aériens télécommandés, cependant, bénéficient, en raison de leur exposition aux intempéries, d'un entretien électromécanique complet au moins tous les 4 ans).
En pratique les actions suivantes sur les télécommandes sont réalisées :

- des essais de liaison entre le PC de télécommande et chaque organe télécommandé toutes les semaines,
- des manœuvres en réel à fréquence semestrielle,
- un contrôle de l'atelier d'énergie et une inspection visuelle de l'ensemble tous les ans,
- le remplacement des batteries tous les 4 ans.

1.8.2 Maintenance

L'équipement de télécommande n'est concerné que par la maintenance de type « mise à niveau », décidée uniformément au niveau national pour tous les appareils de même type. Il peut s'agir de remplacement de logiciels ou de matériels.

1.9 Postes HTA/BT

1.9.1 Entretien

L'entretien se limite à la mesure périodique des résistances de terres et la réfection de celles qui ne sont plus aux normes. En urbain la vérification de la continuité des liaisons constitue un contrôle suffisant, aux termes de la réglementation.
Les mesures et vérifications sont consignées dans un registre de terres. Elles sont à faire tous les 5 ans.

1.9.2 Maintenance

1.9.2.1 Diagnostic

Le diagnostic est alimenté, outre les statistiques d'incidents (CF) et les bases descriptives du matériel en exploitation, par :

- les données du retour d'expérience sur les matériels,
- les visites de postes cabines HTA/BT.

Les visites de postes conduisent à compléter ou rectifier l'inventaire des bases de données, et à inspecter, notamment :

- les cellules HTA et les têtes de câbles, par contrôle visuel,
- les indicateurs lumineux de défauts, par un test de bon fonctionnement,
- le transformateur,
- le tableau de distribution BT,
- le génie civil.

La périodicité des visites est fonction de la position du poste sur le réseau. Elle varie dans une fourchette allant de 1 à 2 ans. Un poste choisi comme premier point de manœuvre dans un plan de réalimentation est visité tous les ans par exemple.

Une autre segmentation, basée non plus sur la position mais sur la technologie de l'appareillage, permet d'identifier le parc d'ouvrages vétustes encore en service présentant des risques non négligeables d'incidents. On renouvelle ainsi les anciennes cellules du constructeur Coq-France à isolement dans l'huile, et certaines cellules à pas de 700 ou 500 à coupure dans l'air. Pour d'autres, une opération de maintenance lourde est préférable. La mise à niveau se fait progressivement.

1.9.2.2 Maintenance lourde

L'appareillage HTA peut voir sa durée de vie allongée de 3, 5, voire 15 ans par une opération de maintenance. Sur des appareils des anciens paliers, le nettoyage des commandes et le remplacement de certaines pièces est parfois une réponse économiquement plus intéressante que l'investissement. Chaque cas est étudié par comparaison avec la solution de renouvellement.

1.9.2.3 Autres actions de maintenance

Les visites de postes sont à mentionner au titre du diagnostic (voir ci-dessus).

Les manœuvres des interrupteurs HTA font partie des opérations de maintenance envisageables, en fonction de leur intérêt technico économique. Des périodicités optimales ont été étudiées : une, deux ou trois fois par an pour les matériels les plus vétustes, une fois tous les cinq ans pour les plus récents.

Les postes H61 sur poteau relèvent plutôt de la mise à niveau : achèvement de la campagne de pose de parafoudres, remplacement de cosses Al-Cu à friction, remplacement de disjoncteurs BT anciens, etc.

Les postes cabine haute, dans la mesure où leur position sur le réseau est pérenne vis-à-vis du schéma directeur, peuvent être inscrits dans une campagne de fiabilisation.

Il n'y a pas d'action de maintenance à envisager pour les postes cabine de type basse et rural compact, ou les postes socles.

1.10 Réseaux BT

La contribution des ouvrages BT à la qualité globale est relativement faible car liée au nombre de clients desservis, qu'il s'agisse des lignes, des branchements, ou des colonnes montantes. Les dépenses d'entretien et de maintenance en revanche, compte tenu du volume important des ouvrages considérés, peuvent être élevées.
L'objectif du distributeur est de hiérarchiser les interventions sur le réseau BT au prorata de la contribution à la qualité globale.

1.10.1 Entretien

L'entretien est limité à l'élagage à proximité du réseau aérien et aux mesures-réfections de terres.
Les valeurs des terres du neutre BT sont mesurées tous les 10 ans. Les procédures sont les mêmes que pour le réseau HTA (tenue obligatoire d'un registre, remise en état immédiate des terres défectueuses).
Concernant l'élagage, le réseau torsadé isolé doit être protégé de la végétation comme le réseau nu, mais dans une moindre mesure : il suffit de prendre en compte les risques d'usure ou détérioration par frottement. La généralisation progressive du réseau torsadé va dans le sens d'une diminution des dépenses d'élagage à proximité du réseau BT.

1.10.2 Maintenance

Les interventions de maintenance ne se justifient que pour des actions qui répondent à des obligations légales, ou qui traitent des problèmes de sécurité.
En ce qui concerne le diagnostic, la collecte systématique des incidents BT, instaurée de longue date, fournit une première source de données. Pour constituer une base plus complète, les visites d'ouvrages sont nécessaires. Compte tenu de leur coût, elles sont limitées aux ouvrages pour lesquels l'exploitant craint un effet négatif sur la qualité : réseaux vétustes ayant provoqué des incidents, réseaux dont la technologie présente des risques mécaniques ou électriques.
Le programme des tâches d'entretien et de maintenance ci-dessus décliné résulte non seulement de l'analyse des incidents survenus sur les réseaux mais aussi du retour d'expériences d'avaries sur certains équipements. Ledit programme devra être déroulé strictement par les chefs services dépannages sous le contrôle éclairé des chefs d'exploitation. Un compte rendu trimestriel devra parvenir à la direction de la Distribution en vue du suivi et de son évolution.

Plan de maintenance 2019

JANVIER	D	L	M	M	**J**	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

FEVRIER	M	J	V	S	**D**	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																												
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																												
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																												
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																												
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																												
VISITE DES POSTES H61 ET H59																												
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																												
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																												

MARS	M	J	V	S	**D**	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

AVRIL	S	D	L	M	**M**	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

MAI	L	M	M	J	**V**	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

JUIN	J	V	S	D	**L**	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

JUILLET	S	D	L	M	**M**	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLE DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

AOUT	M	M	J	V	**S**	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

SEPTEMBRE	V	S	D	L	**M**	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

OCTOBRE	D	L	M	M	**J**	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

NOVEMBRE	M	J	V	S	**D**	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

DECEMBRE	V	S	D	L	**M**	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S	D	L	M	M	J	V	S
	1	2	3	4	**5**	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
PATROUILLES DES LIGNES ASSORTIES DE RAPPORT																														
INSPECTION THERMOGRAPHIQUE ET MESURES DES CHARGES ET TENSIONS																														
CHANGEMENT DES ISOLATEURS ET CORRECTIONS DES POINTS FAIBLES																														
ELAGAGE (EMPRISE 3M DE PART ET D'AUTRE DE LA LIGNE)																														
PARE FEU AUX ABORDS DES INSTALLATIONS (POSTES H61, REMONTEES AEROSOUTERRAINES)																														
VISITE DES POSTES H61 ET H59																														
ENTRETIEN DE POSTES H59 et H61 (VERIFICATION DES TETES DE CABLES, SERRAGE, CORRECTIONS DES POINTS CRITIQUES, BALAYAGE)																														
REMPLACEMENT DES CIRCUITS DE TERRE																														

添付資料－9

SBEE 開発計画一覧

SBEE 開発計画一覧

	内容	具体的計画、備考	他ドナー	計画年	優先順位
1. 政府行動計画に沿った配電網の新設・増設計画					
①	Glodjigbe 新空港建設に伴う中圧供給線路建設、周辺地域の電化	・63/20kV　GLODJIGBE 変電所新設が前提 ・20kV 配電線で全地中系統にて新空港へ供給すると共に、周辺地域へも供給空港周辺 2km 内は地中化、それ以外は架空線 ・空港需要は 5MW、周辺地域は 10MW 程度を想定 ・2021 年までに竣工を目指し、想定する協力対象事業スケジュールに沿わないため、協力対象事業候補から除外	なし	2021 年まで竣工	なし
②	Ouedo 変電所新設に伴う Zoundja エリアへの中圧線の新設	・161/20kV OUEDO 変電所新設が前提 ・OUEDO 変電所から Zoundja エリアへの 20KV 地中配電線の新設 ・Zoundja エリアの需要増加に伴い、既設 Maria-gleta からの 15kV 配電線に加え、新設するもの。エリア想定需要は 102MW。 ・2021 年までに竣工を目指し、想定する協力対象事業スケジュールに沿わないため、協力対象事業候補から除外	なし	2021 年まで竣工	なし
③	Ouedo 南部エリア新行政区開発に伴う中圧・低圧配電網整備、周辺地域の電化	・161/20kV OUEDO 変電所新設が前提 ・OUEDO 変電所から新行政開発地区への 20KV 中圧線の新設 ・行政開発地区約 2km 四方に、プレハブ式、キャビネット式 20kV/430V 変圧器を 12 箇所、行政区外に 150 台程度を設置 ・行政地区ならびに周辺地域に低圧線 500km を新設。エリア内部は全地中、その他は架空。 ・2021 年までに竣工を目指し、想定する協力対象事業スケジュールに沿わないため、協力対象事業候補から除外	なし	2021 年まで竣工	なし

内容		具体的計画、備考	他ドナー	計画年	優先順位
2. 各エリアの配電網整備計画				（以下、計画年は目安）	
Littoral 県					
①	Cotonou 近郊の電力需要の増加、電化率向上のためのGodomey変電所新設計画に伴う地中中圧線の新設	・ベドコ S/S 新設計画に協調し、優先順位を一つ繰り上げ。（ベドコ S/S への送電線新設は MCA による支援） ・地中中圧線を 3 回線、合計約 50km を新設	なし	2021 年頃	Ⅲ → Ⅱ
②	需要増加、塩害対策、道路改修工事に伴う Cotonou エリア内の架空 15kV 中圧線と低圧線の地中化	・Cotono4 では、全長 12km のうち、35mm2 の銅ケーブルを使用した地中化工事が既になされているが、全て 240mm2 ケーブルに更新 ・その他地域については、現在工事調査予定であり 2019 年 3 月中に具体的なルート、物量が把握できる予定 ・他ドナー支援を確認のため、協力対象事業候補から除外	WB	2022 年～2025 年頃	なし
③	供給支障事故原因となっている配電所室内の空気絶縁型開閉ユニットの取替え（約 90 台）	・対象地域はコトヌー周辺 ・物量は約 90 台。（添付資料 10 を参照）	なし	できるだけ早急に	Ⅱ
2. 各エリアの配電網整備計画				（以下、計画年は目安）	
Atlantique 県					
①	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のため、Allada – Massi 間の中圧配電線強化	・Allada-Massi 間は電線径 148mm2 の 20kV 配電線 46km の 1 回線増設	なし	できるだけ早急に	Ⅰ
②	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のための Allada – Missenssinto 間の中圧配電線強化	・Allada – Missenssinto 間 20kV 配電線の電線径 148mm2 の 20kV 配電線 30km の 1 回線増設	なし	2020 年～2021 年頃	Ⅰ

内容		具体的計画、備考	他ドナー	計画年	優先順位
2. 各エリアの配電網整備計画				（以下、計画年は目安）	
Atlantique 県					
③	周辺地域の需要増加ならびに電圧低下対策のための Allada – Tori 間中圧配電線強化と供給信頼度、系統運用性向上のための Pahou – Tori 間中圧配電線新設による系統ループ化	・Allada – Tori 間は電線径 148mm2 の 20kV 配電線 28km の 1 回線を増設 ・現在接続されていない Pahou – Tori 間に電線径 148mm2 の 20kV 配電線 12km を新設し配電系統をループ化	なし	2020 年～2021 年頃	Ⅰ
④	供給信頼度、系統運用性向上のための Ouidah – Tori 間中圧配電線張替・新設による系統ループ化	・Ouidah – Tori 間の未接続区間約 3km も含め、Tori 側から約 7km を電線径 117mm2 の 20kV 配電線を張替え、新設し、Ouidah – Tori を接続し配電系統をループ化	なし	2020 年～2021 年頃	Ⅰ
⑤	既設配電網のリハビリ、電化率向上を目的とした Ouidah エリア内の配電線強化と高密度化	・既設 20ｋV 中圧線 8km を 117mm2 に張替。既設低圧線 22km 張替 ・またエリア内電化率向上のため中圧線 45km、低圧 100km、配電所 30 箇所を新設 ・電化率 30%→70%が目標	BOAD（電化率 40% 程度までを支援）	2022 年～2023 年頃	Ⅲ
⑥	電化率向上を目的とした Allada、Glo エリアの配電網高密度化	・20kV 中圧線 45km、低圧線 100km、配電所 30 箇所の新設 ・電化率 30%→100%が目標	BOAD（電化率 40% 程度までを支援）	2023 年頃	Ⅲ
Mono 県					
①	電圧効果対策のための Lokossa – Come – Segbohoue – Se 間 20kV 配電線強化と異変電所系統の接続による供給信頼度、系統運用性向上のための Segbohoue – Oudah 間配電線新設による系統強化	・Lokossa – Come – Segbohoue – Se 間の電線経 148mm2 の 20kV 中圧線 1 回線 100km を増設 ・Segbohoue – Oudah 間の電線経 148mm2 の 20kV 中圧線 1 回線 6km の新設 ・他ドナー支援を確認のため、協力対象事業候補から除外	BOAD	2022 年～2023 年頃	なし

内容		具体的計画、備考	他ドナー	計画年		優先順位
2. 各エリアの配電網整備計画					（以下、計画年は目安）	
Oueme 県						
①	電化率向上を目的とした Tchonvi, Ekpo, Seme-Kpodji エリアの配電線高密度化	3エリア合計で中圧線 40km、低圧線 200km、配電所 67 箇所を新設 ・他ドナー支援を確認のため、協力対象事業候補から除外		WB, BAD, AFD	2024 年頃	なし
各エリアの配電所改修						
①	ベ国内各エリアの各エリアの需要増加に伴い臨時設置した技術基準違反の配電所設備の改修	ー		なし	できるだけ早急に	Ⅳ

添付資料－10

空気絶縁型開閉ユニットの取替対象一覧

liste des poste donts les unités fonctionnelles à isolement dans l'aire sont à remplacer par des unités fonctionnelles blindés

L'exploitation du littoral 1: réseaux HTA souterrain

N° d'Ordre	N° POSTE	TYPE		Localisation (repère, N°carré)	Caractère	Mode de livraison	Mode de Raccordemlent au ré seaux	TRANSFORMATEURS Puissance (KVA)	QTE	TENSIONS (V) HTA	TENSIONS (V) BT	FABRICANT	ANNEE	NUMERO
1	C 255	Cabine	Moderne	Grande chancelerie du bénin-zone port	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Nexans	2008	8001828
2	C 214	Cabine	Moderne	Face Grande chancelerie du b énin- DG/PAC	Distribution public	BT	Coupure d'artère	200	1	15000	410	France Transfo	1980	10897702
3	C-Base navale_Port de pêche	Cabine	Moderne	Base Navale	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	TIMSAN		6331
4	C 342	Cabine	Moderne	A coté de la pharmacie du port	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Beltranfo		
5	C 341	Cabine	Moderne	Marine Militaire (Etat Major)	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	ALSTHOM	1983	719.093
6	C 477	Cabine	Moderne	Atelier Port Joponnais face LNB	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1					
7	C 476	Cabine	Moderne	Direction générale LNB	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	Beltranfo	2004	402475
8	C 203	Cabine	Moderne	Air Afrique	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	160	1	15000	410	TSA	1971	625 69-B
9	C 94	Cabine	Moderne	Consult de France	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	160	1	15000	410	France Transfo	1970	101717004
10	C 294	Cabine	Moderne	Cour Supreme	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2008	1650800280
11	C 62	Cabine	Moderne	Chèque Postaux	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	ALSTHOM	1984	722716
12	C 104	Cabine	Moderne	En face Intendance Militaire	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630 - 400		15000	410	Transfix/ FranceT		
13	C 475	Cabine	Moderne	Siège Ecobank en face DG/Seib	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	sans transfo				
14	C 01	Cabine	Moderne	En face SCB	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630 - 250	2	15000	410	Nexans/ FranceT	2007/1990	1715-630-HC
15	C 75	Cabine	Moderne	Face resto Berlin	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630	1					
16	C 65	Cabine	Moderne	Face arrondissement xlacodji	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	Transfix	1998	
17	C-Gendarmerie Xwlacodji	Cabine	Moderne	Bureaux Port xlacodji	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	Transfix	2010	135.100 794 C
18	C 286	Cabine	Moderne	Ministère fonction publique	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	Transfix	1982	208033
19	C 478	Cabine	Moderne	CCIB	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	Transfix	2000	EN 0201
20	C 486	Cabine	Moderne	Commissariat wlacodji	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	EFACEC	2003	E84/224
21	C 131	Cabine	Moderne	Sonagnon face caniveau C/ 673	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	FranceTansf o	2010	1040340
22	C 221	Cabine	Moderne	C 530 CSM de Tokpa maison SEIFOUSAKA	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	FranceTansf o	1991	182383 - 04

N° d'Ordre	N° POSTE	TYPE		Localisation (repère, N°carré)		Mode de		TRANSFORMATEURS						
					Caractère	livraison	Raccordemlent au ré seaux	Puissance (KVA)	QTE	TENSIONS (V)		FABRICANT	ANNEE	NUMERO
										HTA	BT			
23	C 199	Cabine	Moderne	Hopital CNSS	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400 - 400	2	15000	410	ALSTHOM/ BEITA	1995/2016	148652/21608076
24	C 110	Cabine	Moderne	C/141 Missebo	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2010	165100186 C
25	C 35	Cabine	Moderne	Lycée Coulibaly	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	MATELEC.SA.1	2005	20024313
26	C 377	Cabine	Moderne	C/389 HOMEL	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2003	493
27	C 06	Cabine	Moderne	Tokpahoho (ciné vogue) C/111	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1					
28	C 194	Cabine	Moderne	CM	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630 - 400	2	15000	410	Beltransf/Transfix	2004/2013	402495/184050050
29	C 487	Cabine	Moderne	Ex Librairie Buffalo	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	FranceTansfo	1987	153594
30	C 5	Cabine	Moderne	Eglise St Michel	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400 - 400	2	15000	410	Transfix/ Transfix	2003/2003	184030039/184030070
31	C 485	Cabine	Moderne	Rue festival des glaces/ AFOUSSATOU	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	MATELEC	2005	200.20748
32	C317	Cabine	Moderne	C/ 172 El Hadj Sénégal	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	ALSTHOM	1982	722720
33	C 218	Cabine	Moderne	ex SIBEAU	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400 - 630	2	15000	410	Transfix/ Nexans	2010/2008	150B10338/08001095
34	C-Ex Direction média contact	Cabine	Moderne	Média contact				400	1	15000	410	BETA	2014	11608083
35	C 187	Cabine	Moderne	Cosmos				400	1					
36	C 269	Cabine	Moderne	Face DRL1	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400 - 250	2	15000	410	Transfix/EF FACEC	2003/2002	E09784/13638.6
37	C 58	Cabine	Moderne	Parcking agence centrale BOA	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400 - 400	2	15000	410	Transfix/ Transfix	1990/1990	324290/324190
38	C 02	Cabine	Moderne	Face Dg BIBE(jardin)	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250 x 2	2			ALSTHOM /Francetrxfo	1991/1979	105442/10293106
39	C 499	Cabine	Moderne	DG CAA carrefour 3banques	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	500 x 2	2					
40	C 36	Cabine	Moderne	M . Justice (Ex Bceao)	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	160 - 250	2	15000	410	SACEM/ Francetrxfo	2002/2003	83634/682239 - Z3
41	C 39	Cabine	Moderne	MTPT	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400 X 2	2	15000	410	Francetrxfo/ Francetrxfo	1990/2003	
42	C 140	Cabine	Moderne	Silo face MTPT	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Francetrxfo	1988	
43	C-DSLD	Cabine	Moderne	DSLD	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	NEXANS		
44	C 490	Cabine	Moderne	PNUD	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	1998	FN0110
45	C-Domicile PR TALON	Cabine	Moderne	Domicile PR TALON	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	BETA	2008	8001681
46	C 372	Cabine	Moderne	Centre culturel chinois/ MERPMEDER	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	Beltransfo	2004	402483

N° d'Ordre	N° POSTE	TYPE		Localisation (repère, N°carré)		Mode de		TRANSFORMATEURS						
					Caractère	livraison	Raccordemlent au ré seaux	Puissance (KVA)	QTE	TENSIONS (V)		FABRICANT	ANNEE	NUMERO
										HTA	BT			
47	C 403	Cabine	Moderne	DG SOBEMAP	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2010	
48	C 241	Cabine	Moderne	Face direction douane (Livraison HTA)	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2003	682320 - 01
49	C 402	Cabine	Moderne	Port (Livraison HTA)				630	1	15000	410		2011	11111100046
50	C-RORO Terminal	Cabine	Moderne	Parc Tampon en face Pré sidence	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	160	1	15000	410			
51	C 40	Cabine	Moderne	Prairie de france	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	BETA	2016	21608131
52	C 54	Cabine	Moderne	Dg Sonacop				630 X 2	2	15000	410	France Transfo	1988/1988	160593-03/04
53	C 445	Cabine	Moderne	Bénin Télécom rue DG Sonacop				630	2	15000	410	Transfix	2010	
54	C 340	Cabine	Moderne	DG/ Douane				400	1					
55	C 220	Cabine	Moderne	Face cabinet Militaire/ ex Ptit Palais				250	1	15000	410	Transfix	1982	208038
56	C 492	Cabine	Moderne	Direct T Libercom M/ Communication				630	1	15000	410	France Transfo		
57	C 03	Cabine	Moderne	M/ E Sup Entrée rue Infirmerie/Sbee	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250 X 2	2	15000	410	Nexans/ Nexans	2007/2008	
58	C 341	Cabine	Moderne	Camp Guezo 2	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	France Transfo		
59	C 114	Cabine	Moderne	Camp Guezo 3	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	France Transfo		
60	C 38	Cabine	Moderne	C N H U (Livraison HTA)	Distribution privé	HTA	Coupure d'artère	3	3					
61	C 17	Cabine	Moderne	Atlantique FM/ Radio				250 -400	2	15000	410	ALSTHOM/ ALSTHOM		
62	C 72 bis	Cabine	Moderne	M/ Décentralisation				400	1					
63	C 42	Cabine	Moderne	40 logemens				250	1	15000	410	France Transfo		
64	C 41	Cabine	Moderne	Pate d' oie, rue face piace des Marthys				400 X 2	2	15000	410	FranceTransf/France T		
65	C 151	Cabine	Moderne	Unafrica				630	1	15000	410	France Transfo		
66	C 51	Cabine	Moderne	Ex conseil de l'entente face INFOSEC	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	1	15000	410	France Transfo	1987	153594 - 08
67	C 139	Cabine	Moderne	Radio Nationale	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	Transfix	2010	135100799C
68	C 50	Cabine	Moderne	Ex Croix du sud				400	1	15000	410	J -M	1976	15873
69	C 49	Cabine	Moderne	Palais de justice	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	250	1	15000	410	ALSTHOM	1984	722714
70	C 49 bis	Cabine	Moderne	Palais de justice	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	630	1	15000	410	Transfix	2009	1650900266

N° d'Ordre	N° POSTE	TYPE		Localisation (repère, N°carré)		Mode de		TRANSFORMATEURS						
					Caractère	livraison	Raccordemlent au ré seaux	Puissance (KVA)	QTE	TENSIONS (V)		FABRICANT	ANNEE	NUMERO
										HTA	BT			
71	C 125	Cabine	Moderne	En face MAEP	Distribution public	BT	Coupure d'artère	Sans transfo						
72	C 124	Cabine	Moderne	A coté de l'opt cadj	Distribution public	BT	Coupure d'artère	100 - 100	2	15000	410			
73	C 508	Cabine	Moderne	derrière mur aéroport	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1					
74	C 509	Cabine	Moderne	Rue derrière Aéroport gonduana	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1					
75	C 510	Cabine	Moderne	Rue derrière Aéroport gonduana	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1					
76	C 511	Cabine	Moderne	Rue derrière Aéroport gonduana	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1					
77	C 512	Cabine	Moderne	Rue derrière Aéroport gonduana	Distribution public	BT	Coupure d'artère	250	1					
78	C-Fadoul1	Cabine	Moderne	Fadoul1	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	1					
79	C-Fadoul2	Cabine	Moderne	Fadoul2	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	1					

Poste à construire et à amménager sur la liaison souterraine de cotonou 4

N°	Désigation	Type	Caractère du poste	Mode de:		Puissance du transformateur en kVA	
				livraison	raccordement au réseau HTA	à poser	existant
I	**Poste à concerver**						
1	Poste magasin SONEB	Moderne	Distribution privé	BT	Coupure d'artère	400	
2	poste CVN	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630	
3	poste Trans-Ascier,	Moderne	Distribution privé	HTA	Coupure d'artère	1250	0
II	**Poste à amménager avec remplacement des équipements**						
1	Poste P2 ex Champ de tir	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge par câble souterrain HTA	400	0
2	Poste de livraison HTA Ex	Classic	Distribution privé	HTA	Antenne	630	0
3	C 304,	Classic	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	315
4	C188 PLM	Classic	Distribution public	BT	Coupure d'artère	630	630
5	C364	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	0	400
6	C359,	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	250
7	C362,	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	250
8	C368,	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	400	250
9	C367,	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	400	250
10	poste MSP	Moderne	Distribution privé	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	630	630
III	**Poste à construire**						
1	EPP CVN	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	400	0
2	Domaine CARDER PK5	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	400	0

N°	Désigation	Type	Caractère du poste	Mode de:		Puissance du transformateur en kVA	
				livraison	raccordement au réseau HTA	à poser	existant
3	Résidence AHOUEFA	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	630	160
4	Ministère de la Santé derrière CAME	Moderne	Distribution public et privé	BT	charge en rémonté aéro-souterraine HTA	630	2x160+100
5	Domaine brigarde des mineurs	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	400	0
6	Domaine brigarde des mineurs	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère avec reprise de charge en rémonté aéro-souterraine HTA	400	0
7	C 304,	Moderne	Distribution public	BT	Coupure d'artère	315	630
8	C188	Moderne	Distribution public et privé	HTA et BT	Coupure d'artère avec la liaison C189	630	630

添付資料－11

土地所有者確認書（GODOMEY 変電所）

REPUBLIQUE DU BENIN
--*-*-*-*
DEPARTEMENT DE L'ATLANTIQUE
--*-*-*-*
COMMUNE D'ABOMEY-CALAVI
--*-*-*-*

Abomey-Calavi, le 13/02/ 2019

N° 21/117 /C-AC/DC/SG/DAJ/DAU/SAC

ATTESTATION DE MISE A DISPOSITION

Je soussigné **Georges A. BADA**, Maire de la Commune d'Abomey-Calavi, atteste que les parcelles a, b, c et d du lot 99 d'une contenance de huit cent seize (816) m² sise dans le lotissement de Yolomahouto sont effectivement réservées à la Société Béninoise d'Energie d'Electrique (SBEE) pour l'installation d'un transformateur.

En foi de quoi, la présente attestation est délivrée, pour servir et valoir ce que de droit.

Georges A. BADA

REPUBLIQUE DU BENIN
ORDRE DES GEOMETRES-EXPERTS
Bureau d'Etudes Topographiques
d'Aménagements Fonciers et d'Expertises
"BETAFE-ALLOSSOGBE"
Julien ALLOSSOGBE
e-mail:betafeallossogbe@yahoo.fr
03 BP 4338 Tél: 21-32-26-05 / 97-60-62-46 / 94-95-58-86

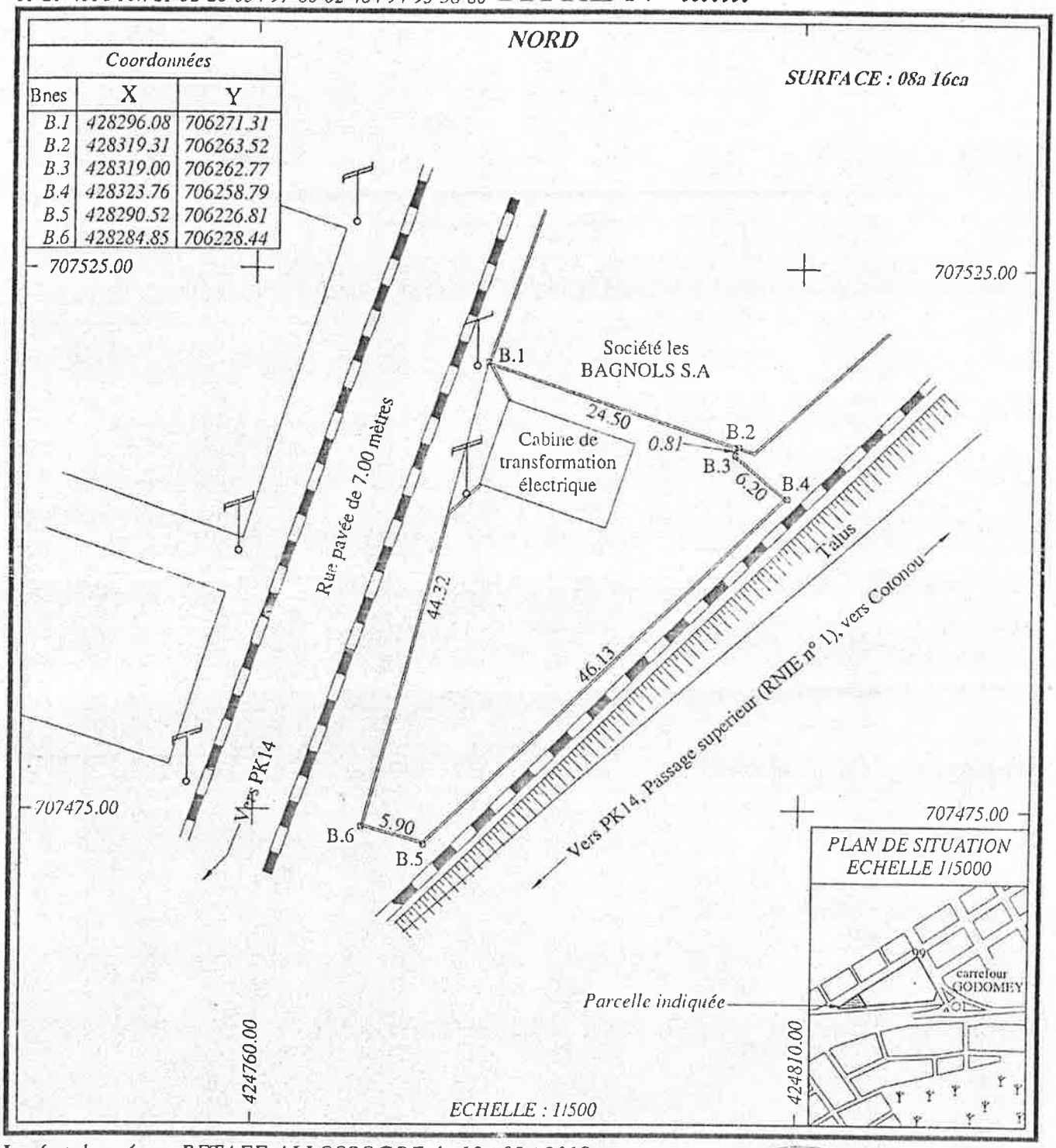
Procédure n°.....
Régistre Foncier
d' ABOMEY-CALAVI

TITRE N° .....

NORD

SURFACE : 08a 16ca

Coordonnées		
Bnes	X	Y
B.1	428296.08	706271.31
B.2	428319.31	706263.52
B.3	428319.00	706262.77
B.4	428323.76	706258.79
B.5	428290.52	706226.81
B.6	428284.85	706228.44



Levé et dressé par BETAFE-ALLOSSOGBE, le 13 / 02 / 2019

Levé topographique des parcelles "a,b,c et d' " du lot 99, sis au quartier YOLOMAHOUTO, Arrondissement de GODOMEY , Commune d'ABOMEY-CALAVI,
demandé par ***la Société Béninoise d'Energie Electrique (SBEE) .***

Le Directeur
BETAFE Sarl
Le Directeur
Julien ALLOSSOGBE
(Géomètre Expert Agréé)