

## 第4章 計画の内容

### 4.1 計画の目的

全国電化計画 (National Electrification Programme:NEP)およびその中でも特にガーナ政府が高いプライオリティを与えている地方郡都電化計画 (District Capitals Electrification Programme:DCEP)の一環として、Great Accra RegionおよびVolta East Regionにおける未電化3郡都(Ada Foah, Sogakope, Adidome)および併せて配電線経過地近傍の村落を本計画により電化すること及び既存Keta系統と連携し同地域の電力供給の安定化を図ることを目的としている。

これにより、当該地域の民生の向上を目指し、併せて地域産業の活性化による住民の生活基盤の安定化、地域への定着化を進めることを狙いとしている。またこれにより、現在問題となっている大都市Accraへの人口流入の阻止にも資するものとしている。

### 4.2 要請内容の検討

#### 4.2.1 計画の妥当性・必要性の検討

##### 1)計画の必要性

ガーナ国は早期にボルタ河の水力開発を行い、豊富低廉な水力エネルギーを有して、近隣諸国にも電力輸出を実施しながら、一方国内では送配電網の未整備により国内の電化率は20%程度に留まっている。

ガーナ国政府は近年に至り、国内の未電化地域の解消に強い意欲を示しつつあり、具体的には、2.3.3に記述したような全国電化計画を策定して、地方電化の推進を図っているが、財政上の理由により自国予算での実施は困難のため、諸外国及び国際機関の援助による実施を計画している。特にその第1段階として、全地方郡都の電化を1995年までに実施することに高いプライオリティを与え、鋭意その実現に努力を傾けている。今回の要請計画はその一環であり、Great Accra州の唯一電化から取り残されているAda Foahを含め、近傍の2つの郡都及び配電線経過地に所在する地域の電化を実施したいとするものである。

本計画は、まさにガーナ国政府が自国の優良資源を国民へ還元することを策し、国民の生活レベルの向上を狙い、一方疲弊している地方産業に活力を与えて国家の経済発展に資することを目指しており、無償資金協力による計画実施の必要性は高いものと判断される。

##### 2)計画対象範囲の検討

本計画の対象範囲について、以下の通りその妥当性を検討した。

##### a)裨益人口から見た検討

3郡都を含むオリジナルの要請範囲と事前調査において表明された追加電化希望範囲に

ついて、それぞれの配電線1km当りの裨益人口を比較し、追加要望の地域を今回の計画対象とする妥当性を検討することとする。

計画地域の各区分毎の電化市町村名と人口、戸数は、Fig. 3-4に示されている。

オリジナルの範囲と追加部分との効果を裨益人口/kmで対比したものが次表である。

オリジナルの範囲：Ada Foah, Sogakope, Adidome, Battorの地域

追加要請の範囲：Kase-Sege-Akplabanyaの地域

オリジナルと追加要請の範囲における配電線1km当り裨益人口の比較表

	裨益人口 人	配電線 互長 km	1km当り 裨益人口 人	オリジナルに対する 比率 %
オリジナルの範囲	64,080	89.3	718	100
追加要請範囲	18,991	30.0	633	88
範囲全体	83,071	119.3	696	97

即ち、追加要請の範囲は、オリジナルに比して、1km当りの裨益人口を尺度として裨益効果を比較すると、12%低い程度であり、次項に記載する産業振興上の効果を考えると今回の計画範囲に組み入れるのが妥当であると思量する。

#### b) 産業育成面から見た検討

追加要請区域のSege、Akplabanyaの地域にて現在稼働中の政府企業の製塩工場(VSPL)は、今回の計画全地域中最も活発に稼働している工業であり、現在でも年産50,000トンを生産し、地域にも1500人以上の雇用機会を与えている。当面の生産上のネックとなっているのは塩水をレザーバーに揚げるポンプであり、増設が必要であるが、その電源は故障し勝ちな古いディーゼル発電機(合計容量150kw)に頼っている。これに代わって安定な配電線から電源を得ることができれば、ポンプの増設が可能となり、現在計画中の生産拡大も一層具体性を持つこととなると考えられる。当区域に配電線が導入されれば、当工場は約300kwの大口工業需要家となることが予想される。

この点からも追加要請の区域を計画に含めることは妥当であると考えられる。

その他、計画地域に於ける産業用電気の需要として既存のものは、Battorでの皮革工場および食品(牛肉、米)工場、Tefle付近の壺の生産工場、Sogakope、Ada Foahでのホテルなど小規模であるが皆安定な電源を期待している。

また、各地方で飲料水供給や灌漑の計画があり、早急な電気の導入が待望されている。

さらに、実際に電気が導入されれば、現在は見受けられないような多種の事業への利用が図られ、新たな産業が起こるのであろうし、その効果は計り知れないものがある。

#### 4.2.2 実施・運営計画の検討

計画の施設は、既設の電力系統に接続される電力設備であり、完成後は特別高圧(69kv)施設はV R A, 33kvおよびそれ以下の施設はE C Gが管理することとなっている。建設工事は実施主体(Implementation Agency)には、直接エネルギー省が当たるが、実質的にはそれぞれの上記範囲について、V R AおよびE C Gが建設を担当することとなる。建設段階での組織図を Fig. 5-13 に示す。

V R A、E C Gともに、2. 2に詳述したような大組織で、運用している既設電力設備の規模もアフリカとしては最大級であり、従業員数も多く、今回の設備の維持・運営に全く問題はない。

(VRA、ECGの会社内容は Fig. 2-5、2-6 参照)

計画地域は、未電化地域であることからV R A, E C Gとも現在地域内に既存の事業所は無いが、本計画完成後にはV R Aは既設Asiekpe変電所と同様に、新設Sogakope変電所の機器の操作・監視のための保守員を配備することとなっている。更に近い将来はTemaの給電指令所からの遠方監視・制御を行うこととしている。

E C Gは、施設の保守、料金徴収業務、配電運用などのため約12名程度の営業機構は地域内に新規に設ける必要があるとしており、Sogakope変電所の配電ワーカーの操作要員の必要性とともに、管理・運用の組織・要員については今後具体的に検討することとしている。

保守管理のための予想費用は年間約V R A4.8m $\phi$ , E C G16m $\phi$ と予想され、両社の現有既設設備の運転経費それぞれ8,174m $\phi$ 、8,339m $\phi$ に比して僅小であり、V R A, E C Gともその予算措置に問題はない。なお、本計画地域の新規需要に関して見込まれる電力料金収入は次表のように予想されるので、この面からも問題無いと思われる。

料金収入予想(1992年料金率適用)

時点	2000
増分電力量 (MWh)	16,326
V R A (m $\phi$ )	62.8
E C G (m $\phi$ )	248.8

プロジェクトの実施計画については第5章にて詳述する。

#### 4.2.3 類似計画及び国際機関等の援助計画との関係

本計画の上位計画は全国電化計画(National Electrification Plan:NEP)である。この内容については2.3.3に記した。

今回の要請計画は、この内のGrater Accra RegionとVolta Regionに跨るもので、NEPのProject NumberではGA01およびVR01に関するものである。

ガーナ政府は本計画に関して、重複して他国際機関に計画推進の援助を別途要請している事実は無い。

#### 4.2.4 計画の構成要素の検討

##### 1) 系統構成の妥当性について

要請された系統計画の内容は、既設Asiekpe変電所より69kv送電線を引出し、Sogakope市に変電所を新設して33kvに降圧し、ここから33kv配電線を各地区に向けて引き出すとするものであった。Fig. 3-1、3-2 参照。

この系統構成について次の3点に関してその妥当性を検討する。

##### a. 系統の起点

既存の系統としては、Fig. 3-1 に示されているAsiekpe変電所が最も計画地域に近い場所に存在し、それ以外には、今回の電化計画の需要15MVA程度(2005年に於て)を賄える受電点はない。従って系統の起点としてはAsiekpe変電所とすることが妥当である。

##### b. 69kv送電線を33kv2回線で代替する案との比較

代案として検討する必要があるのは、Asiekpeに69/33kvの変電所を併設し、直に33kv配電線をAsiekpeから引出し、Sogakopeには33kv開閉所のみを設置し、69kv送電線を33kv配電線で代替出来ないかと言う問題である。

このため次の代案を設定し、電圧低下およびロスから検討を行った。

Fig. 4-2(1)-(6) に前提条件および計算書を掲載する。

##### 検討対象の代案：

既設Asiekpe変電所に 69kv/33kv 15MVA の変電所を新設。

Asiekpe - Sogakope間は 33kv 2回線の2次送電線を新設

Sogakopeには33kv開閉所を新設

Sogakope以降の33kv配電線は本案通り

Loadは 次項記載の需要想定に基づき、4,870kw(電化直後)、6,680kw(5年後)、

9,300kw(10年後)および参考のため電化15年後の12,200kwの4ケース

検討の結果は次表の通り：

	時点	電圧低下率(%) at AdaFoah	電力損失(%) (11kV系統のみ)
電化直後	1995	6.0	4.2
5年後	2000	9.2	6.3
10年後	2005	14.2	9.8
(参考) 15年後	2010	20.5	14.6

電化直後の負荷に対しては、この案でも不具合はないが、5年後の負荷では問題を生じ、10年後の想定需要に対しては、AdaFoah地点の電圧低下は14%を超え、ロスも10%程度に達し、系統改善が必要となる。更に、15年後の想定負荷に対しては、送電不可能である。これに対し、本案（69kV送電線案）の場合は、Fig. 4-2(7) に示すように15年後の需要に対してもロス率3.7%、電圧降下もAda Foah末端で4.3%程度であり、良好な値と考えられる。

なお、69kV送電線としては、当のAsiekpe変電所から北方のIloの地域に対して、1982年に建設され現在運用されている既存系統がある。従って、特別に新規の電圧標準を導入するものでもなく、運用上問題はない。

以上の検討から、系統は要請書の案通りAsiekpe-Sogakope間69kV送電線とすることが妥当であると考えられる。

### c. 配電線の電圧選定

Sogakope変電所以降の配電系統は33kV配電線が要請されている。

小容量の負荷が長距離で広範な地域に分布する地方電化の系統にあっては高い電圧を採用することが一般的な方法であるが、更に、次の理由から配電電圧として33kVを採るとは妥当であると考えられる。

- i) 全国電化計画の配電線標準電圧が33kVであり、予備品その他運用面で好都合なこと
- ii) 代案として考えられるのは11kVであるが、Ada FoahおよびAkplabanyaなどはSogakopeから40kmを超える長距離であり、11kVでは電圧低下やロスの面で近い将来の予想負荷でも問題が生ずること
- iii) 既設Keta系統との連系が必要であるが、その電圧が33kVであり、これとの整合をとる必要があること

以上の検討より、要請された系統構成は妥当なものと判断する。

Fig. 4-1 に確定された計画系統概要図を示す。

## 2) 計画地域の需要想定

### a. 需要想定の間と計画容量

2010年までの需要予測を行った。

電化時点を1995年と考えれば、2000年は電化後5年、2005年は電化後10年である。

2010年は現在から17年先の将来であり、諸種の不確定要素のため、この需要値は参考値として考慮するのみとし、設備計画の基礎とはしない。

想定需要を設備計画に反映させるに当たっては次の考え方を採るものとした。

設備増強の困難な上位系統では比較的長期の想定需要に見合う計画とすることが必要であるが、簡単に増設の可能な低位系統の設備は短期の需要見通しで計画することが妥当である。

具体的には、計画の施設に反映すべき需要を基幹系統即ち送電線、変電所、主幹配電線については電化後10年(2005年)、分岐線、配電変圧器、低圧設備などについては電化後5年(2000年)を目標とした。

### b. 需要想定の方法

1990年に提出された全国電化計画(National Electrification Planning Study : NEPS)に関する Acres Internationalの手法に準拠して計画地域の需要想定を行った。

即ち、下記のような条件を設定した。

i) 地域村落名および人口 : AcresレポートのPage44、45、85、86所載のもの。

但し、人口は1992年に各district毎の伸び率で修正。

ii) 需要想定の種類パラメータは下表による。

iii) 電化直後(1年後)、5年後、10年後の電化参入需要家割合

(Market Penetration Parameter)は、NEPSの採用値を参考とし、それぞれ10%、35%、75%とする。

iv) 電化後の需要増加率は一律に3.5%とした。

#### 需要想定の基本データ表

#### Load Consumption and Market Penetration Parameters

	Consumption per household (kwh/yr)	Non-residential Consumption per Household (%)
Rural	920	27
Commercial Center	1250	32
District Capital	1540	32

v) Point Load としては次を考慮した。

District Capitals 一律に50kw

Battorの病院： 36kw

VSPL： 300kw

vi) Keta系統の需要については、ECGは現状のAflaoからの受電形態を取りやめ、非常時の予備として存続する意向である。

従って、現在のKeta系統の全負荷が今回の系統より送電されることとなる。

(Aflaoの max Peak Demand実績：3,228 MW Oct.'91)

vii) Pute, Lolonya, Legupogunoなど今回取り上げられなかったタウンは10年後には電化されるものとして想定需要に入っている。

Load Forecast 計算データをFig. 4-3に示す。

### c. 需要想定結果の概要

#### 需要想定結果サマリー (kw)

年次	1995	2000	2005	(2010)
計画地域	1210	2340	4140	6070
Aflao系統	3660	4350	5160	6130
計	4870	6680	9300	12200

### 3) 設備容量について

#### a. Sogakope変電所主変圧器容量

上記の需要想定に基づき、次の理由により、同変電所の主変圧器容量を15,000kVAと決定する。

2005年では想定需要合計9,300kwであり、力率(Power Factor) 80%、需要率(Diversity Factor) を0.9と仮定すれば、所要変圧器容量は10,500kVAと算定される。

つまり、2005年の時点で、既に10,000kVAを超える容量を必要とする。更に、2010年の時点を考慮すれば、同様の仮定の下では13,700kVAの容量が必要となると予想される。

運開後10年程度で最も基盤的な設備に容量不足が生じて、新たな増設を必要とするような計画は避けるべきものと考えられるので、主変圧器容量としては運開後15年時点の状況も考慮し、15MVAとすることが適当である。

#### b. 計画諸設備の容量

本プロジェクトの施設計画は未電化地域に対する初めての施設であり、低位系統(特に柱上変圧器など)については、当面参入して来ると考えられる需要家を対象とする1995-2000年までの想定需要に対応できれば良いと考える。即ち、当面、電化後5年程度の需要に対応する計画とし、その後実際の需要動向を調査して、次々に適切な増設を行うことが良策であると考え。

一方、主幹系統(33kv Main system)や上位系統(69kv系)は施設の拡張に新たな困難と大きな費用とが必要となることから、先行投資的な考え方を採ることが妥当であり、長期の需要に対応できる施設とすることが必要である。これらについては2005-2010年の想定需要に対応すべきものとする。

#### 4.2.5 要請施設、機材の内容検討

##### 1) 変電所計画の方針

###### a) Asiekpe変電所の機器増設

Asiekpe変電所からは、既設H0変電所(容量7MVA)向けに69kv送電線が引き出されている。今回の計画はこれと相似であるので、運用面の便宜を配慮し、既存のH0向け送電線引出し口と同様な設備配列で69kv開閉機器を増設することとする。

新設69kv送電線への接続方法は、変電所敷地内を69kv電力ケーブルにて横断して、敷地南端にて立ち上がる方法も考えられるが、万一のケーブル事故を想定するとその修復に長期間を要する点を考慮し、H0送電線と同様、架空線にて引き出すこととした。

このため、送電線ルートは変電所敷地を迂回し、既存161kv送電線の線下を短径間で横断することとなる。

###### b) Sogakope変電所新設の方針

69kv送電線1回線を引き入れ、69/33kv変圧器1台(容量:15MVA)を設置し、33kv母線より33kv配電線を引き出すものとする。

33kv引出し回線はAda Foah向け1、Adidome向け1、Sogakope市内供給を含むKeta系統との連系線1および予備1回線の4回線とする。

この変電所もV R A所管の既存H0変電所と相似であるので、基本的にはH0と類似の仕様を持つ施設とする。

変電所内にV R AとE C Gの施設の責任区分境界が生ずる。

ここには、33kv断路器を置き、設備保守・運用の責任が明確となるよう配慮する。なお、この点においてV R AからE C Gへの電気の卸売りが行われることとなるので、精密級電力計量装置を備えることとする。

33kv配電線引出し口遮断器はガス遮断器とし、自動再閉路を行うものとする。

操作盤、保護リレー盤は屋内型とし建て屋に収納する。

変圧器容量の決定については、前項にて検討されている。

##### 2) 送電線計画の方針

新設される69kv送電線は、既存のH0変電所向け送電線と相似であり、原則的にはこの設計基準を踏襲することとする。

支持物はラチス型自立鉄塔、回線数1、電線はACSRまたはAAACの185mm<sup>2</sup>を使用する。

標準径間は300m。架空地線を備える。

Asiekpe変電所付近にて161kv既設送電線下を横断する箇所では、鉄塔は特殊構造、電線は水平配列、径間は短くして十分な線間を確保することに努める。

### 3)配電線計画の方針

主幹の配電線は総て33kv、3相、中性点直接接地式で電化地域末端まで配置する。但し小部落New Bakpa, Dogoなど将来の延長の必要性がない小分岐線については、単相回線とする。

Mepe, Battor分岐線およびSege方面分岐線は幹線と同様の構造とし、分岐点に区分開閉器を備え保守上の便宜を図る。

配電線支持物は、ガーナ側の希望に沿い、現地産の木柱とする。

### 4)ボルタ河横断の方法

長径間鉄塔を設け、架空線による河横断も考慮したが、現地での踏査の結果、良好な1000m以内の横断箇所が見出せなかったことと、現存のSogakope橋上に電力ケーブルの敷設が可能なスペースが確保できる見通しを得たことから、架空線横断を排し、電力ケーブルの橋梁添架を行う計画とする。

具体的には、橋の手摺外側の幅約12cmのスペースを利用して、外径約8cmの33kv C Vケーブルを敷設するものとする。

ケーブルの送電容量は、需要想定2010年値4500kwに、将来の製塩産業の追加需要と日照による低減をも考慮し、許容値8000kVA程度とする。

なお、事前調査にて危惧されていた橋梁のリハビリ工事との関連については、今回の案が橋上への敷設であり、実際的に殆ど相互の干渉がないと思われることから、特に両者の工事工程の調整は必要がない。

### 5)配電変電所(柱上変圧器)配置計画

前項需要想定結果による各タウンの想定負荷と、それに対応する配電変電所計画として現地調査の際、E C Gとの協議に於て暫定的に計画した変圧器配置を Fig.4-4 の Trf. Plan 1 に示す。

想定負荷に対して変圧器容量が大きく違うのは次の5箇所である。

Tefle(過大)、Kase(過大)、Sogakope(過小)、Sege(過小)、  
Akplabanya, Anyaman(過小)

従って、現地調査時に把握できた現地状況と郡都としての発展の可能性などの観点から、暫定案を一部修正し、変圧器配置計画として、同表Trf. Plan 2 の如く提示する。

なお、Segeでは大きな違いが残っているが、これは想定負荷にVSPL(製塩工場)の負荷(最終300kw)を算入しており、変圧器計画では会社が自前の変圧器を施設すべきものとして供与対象から外しているためである。

この検討に基づき、配電変圧器の配備予定を下表の通りとする。

## 配電変圧器計画の総括

想定負荷 (2000年時点)				変圧器計画		
合計	VSP分	対象負荷	所要容量	変圧器台数		合計容量
kW	kW	kw	kVA	50kVA 台	100kVA 台	kVA
2338	204	2134	2510	33	9	2550

### 6) 低圧配電線路資機材

低圧配電幹線および配電枝線について外貨を必要とする資機材を供給するものとする。  
ただし、需要家への引き込み線は供与しない。

数量、品目については、前回（平成元年度）のプロジェクトの実績に基づき次の方針による：

- a. 配電幹線互長は3相4線とし、変圧器50kVAでは、  
1基当り両方向に各1km、100kVAでは1.5kmとする。
- b. 配電枝線は単相とし、変圧器1基当り平均700m  
50kVAでは3系統、100kVAでは5系統とする。
- c. 電線は50mm<sup>2</sup>電線とする。
- d. 碍子、金物は上記電線互長分を供給する。
- e. 木柱は支給しない。
- f. 積算電力計は、幹線竣工後3年程度の需要家数を対象とし、  
単相3000個、3相30個とする。

### 7) 工事用車両、工具類の供給の方針

#### a. 車両

原則として、工事中に必要であって、将来の保守にも必要な車両の種類・数量を支給することとするが、建設工事期間においては、事業者が工事管理のために使用し、また、事業者が実施する工事と競合しない範囲で、コントラクターも使用することができるようにする。

建設工事のみに必要な延線車、土木工事機械、特殊輸送車両などは含めない。

また、工事業者は工事能率を上げるためこの数量・種類以外の必要分は当然自己の負担で手配するものとする。

具体的な供与車両種類・数量は、前回のプロジェクトの経験から、第5章に記載する通りである。

#### b. 工具類

将来の保守の万全を期すため、今回の工事に必要となる一般工具類および測定器類1式

を供給する。

主建設工事終了後も長年に亙り、需要家の受電申し込みが生ずる都度、事業者（ECG）の手で配電線延長工事、需要家への引き込み工事が実施される。従って、これら工具・測定器類はECGの現地保線区または営業所にて保管・維持されることになる。

具体的な支給工具・測定器類の種類・数量は第5章に記載する。

#### 4.2.6 技術協力の必要性検討

VRA、ECGとも、設備維持・管理の能力は高く、今回の設備運用のために、基本的には技術協力を実施する必要はないと考える。

但し、VRA、ECGとも日本製の機器には不慣れであり、特に先方が強く希望しているガス遮断器の保守技術についての日本での研修に関しては、計画設備の将来の良好な維持、運用のために必要と考えられる。

（添付資料の Minutes of Discussions 15, Mar., 1993 の Annex-2 参照）

#### 4.2.7 協力実施の基本方針

本計画の実施については、以上の検討により、その効果、現実性、相手国の実施能力が確認されたこと、本計画の効果が無償資金協力の制度に合致していることなどから、日本の無償資金協力で実施することが妥当と判断される。よって、日本の無償資金協力を前提として、以下において、計画の概要を検討し、基本設計を実施することとする。

### 4.3 計画の概要

#### 1) 事業実施機関および運営体制

ガーナ国側の実施体制は次の通り：

実施責任主体： エネルギー省(Ministry of Energy)

69kv施設： ボルタ河公社(Volta River Authority)

33kvおよび低圧施設： ガーナ電力公社(Electricity Corporation of Ghana)

#### 2) 事業計画

ガーナ政府が早急に実現を目指している全郡都電化計画の内の

Greater Accra RegionおよびVolta Regionにおける3郡都 (Ada Foah, Sogakope, Adidome)および近傍諸タウンの電化

計画名称：「ボルタ河下流域 電化計画」

#### 3) 計画地の位置および状況

ガーナ国南東部のボルタ河デルタ地域で平坦なサバンナである。

大部分が舗装された国道1号線の沿線地域で、計画全地区に対し、広い支道により容易に接近できる。

ボルタ河横断箇所には、2車線のコンクリート橋があり、配電線は橋梁を利用して敷設される。

#### 4) 施設・機材の概要

##### a. 既設Asiekpe変電所に69kv開閉設備の新設

既設Asiekpe変電所(VRA所有)から69kv送電線を引き出すための開閉設備およびその付帯設備の新設。

##### b. 69kv送電線の新設

Asiekpe変電所より次項のSogakope変電所の間に電圧69kvの鉄塔送電線を新設する。互長約40km、回線数1回線。

##### c. Sogakope変電所の新設

計画地域の需要中心に当たるSogakopeに、電圧を69kvより33kvに下げる変電所を新設する。

変圧器容量 15MVA 1台、33kv引出し回線数 4。

##### d. 33kv配電線の新設

Sogakope変電所よりAdidome方面、AdaFoah方向(主回線)、Sogakope市内およびKeta方面連系線各1回線を引き出す。

## 架空配電線

支持物：木柱、導体：100mm<sup>2</sup>アルミ線、

Ada Foah 主回線 Sogakope - Ada Foah 43 km

Battor 分岐線 Kpotame - Battor 21 km

Sege 分岐線 Kassah-Sege-Akplabanya 30 km

Adidome 線 Sogakope - Adidome 24 km

Sogakope - Keta 連系線 2 km

## 橋梁添架電力ケーブル

ボルタ河横断箇所は Lower-Volta橋に33kv電力ケーブルを敷設する。

導体：70mm<sup>2</sup> 3芯架橋用リフレクシオン装ケーブル 長さ：約1.0 km

### e. 配電変電所の新設

33kv配電線に50kVAおよび100kVAの柱上変圧器と保護設備を設置し、これより低圧回線を引き出す配電変電所とする。

変圧器 台数 50kVA：33台、100kVA：9台

電圧：33kv/415,240v

### f. 低圧資機材の供給

低圧幹線、枝線として必要となる合計互長 174km分の低圧絶縁電線、碍子、架線金物および合計3,050個の積算電力計を供給する。

工事実施はECGが行い、日本側には含めない。

### g. 車両・工具類の供給

工事の管理用、事業者が直接実施する工事のため、および完成後の施設の保守作業に必要な車両、工具類を適切に数量算定し、供給する。

これらは主工事実施前に納入されることとし、主工事のコントラクターもこれを利用できるように考慮する。

## 5)維持管理計画

本計画により建設される施設は、完成後、69KV設備はVRA、33KV以下の設備はECGにより維持・運用されることになるが、両事業者とも現在既に大きな規模の電力設備を所有し運用しており、また、これまでに十分な経験を有しているため、施設の維持管理能力には問題はない。

本計画による施設の建設工事完了後は、電化された地域に対する電力供給業務として、保守、運転、営業業務が新たに必要となる。この諸業務のうち運転及び保守については現有の組織により対応することが可能であるが、VRAは新設される送電及び変電設備の運転要員の配置、ECGでは配電運用・保守要員の増員および電力料金の徴収業務や新規受電申し込みの受付等を行う営業事務所の開設が必要である。

上記のような新規に生ずる要員の配置及び営業事務所の設置に係わる年間経費は、V R Aで約480万セディ(約120万円)、E C Gで約1,600万セディ(約400万円)と予想される。従って、設備の運開後に必要とされる業務については、V R A、E C Gともに十分な検討を行い、予算を充当し、維持管理に努めることが要求される。

#### 4.4 技術協力

4.2.6に述べた技術協力の内容として、次のような方法が妥当であると考える。

1)研修の種類：技術研修員の受け入れ

2)研修員の職種：電気技術者

3)人数：2名

4)期間：約1.5カ月

5)受け入れの時期：平成6年後半

6)研修内容：

ガス遮断器に関する技術的保守業務を修得する。

大部分の期間、製作者の工場において、機器の構造、分解・組み立て方法の修得。

定期的に行うべき点検の内容およびその方法と技術の研修。

第4章 図面・表

計 13 ページ

- Fig. 4-1 計画電力系統図
- Fig. 4-2(1) 電圧降下、電力損失計算付図
- Fig. 4-2(2) 分岐点での電力潮流
- Fig. 4-2(3)～(7) 電圧降下、損失計算表
- Fig. 4-3(1) 需要想定結果
- Fig. 4-3(2) 2<sup>次</sup> 需要想定計算表
- Fig. 4-4 2<sup>次</sup> 配電変電所配置計画

Fig. 4-1

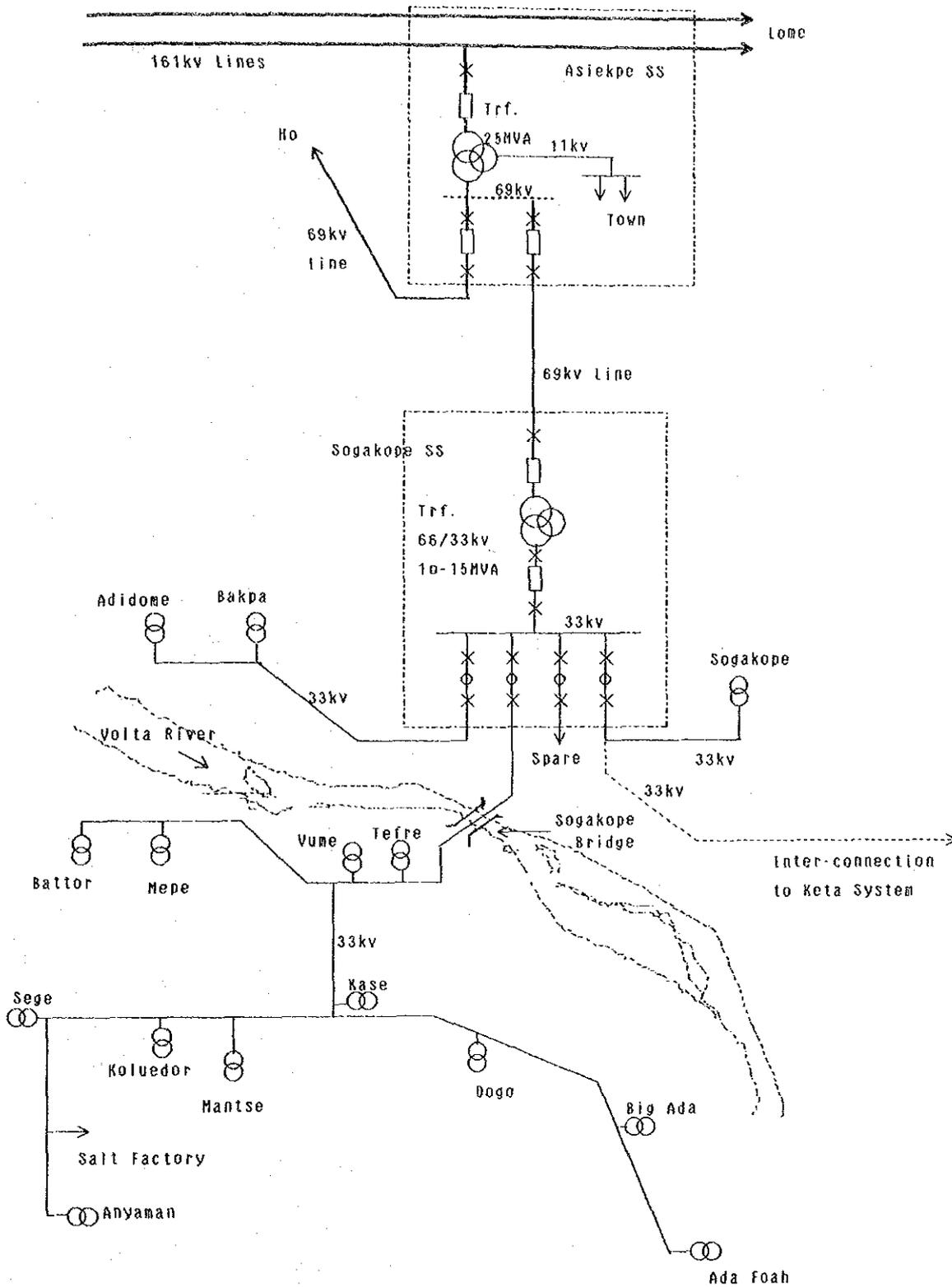


Fig.
Lower Volta Area Electrification Proj.
Mar., 23, 1993

電圧降下、電力損失計算の付図  
Asiekpe-Sogakope間33kv2cct.の場合

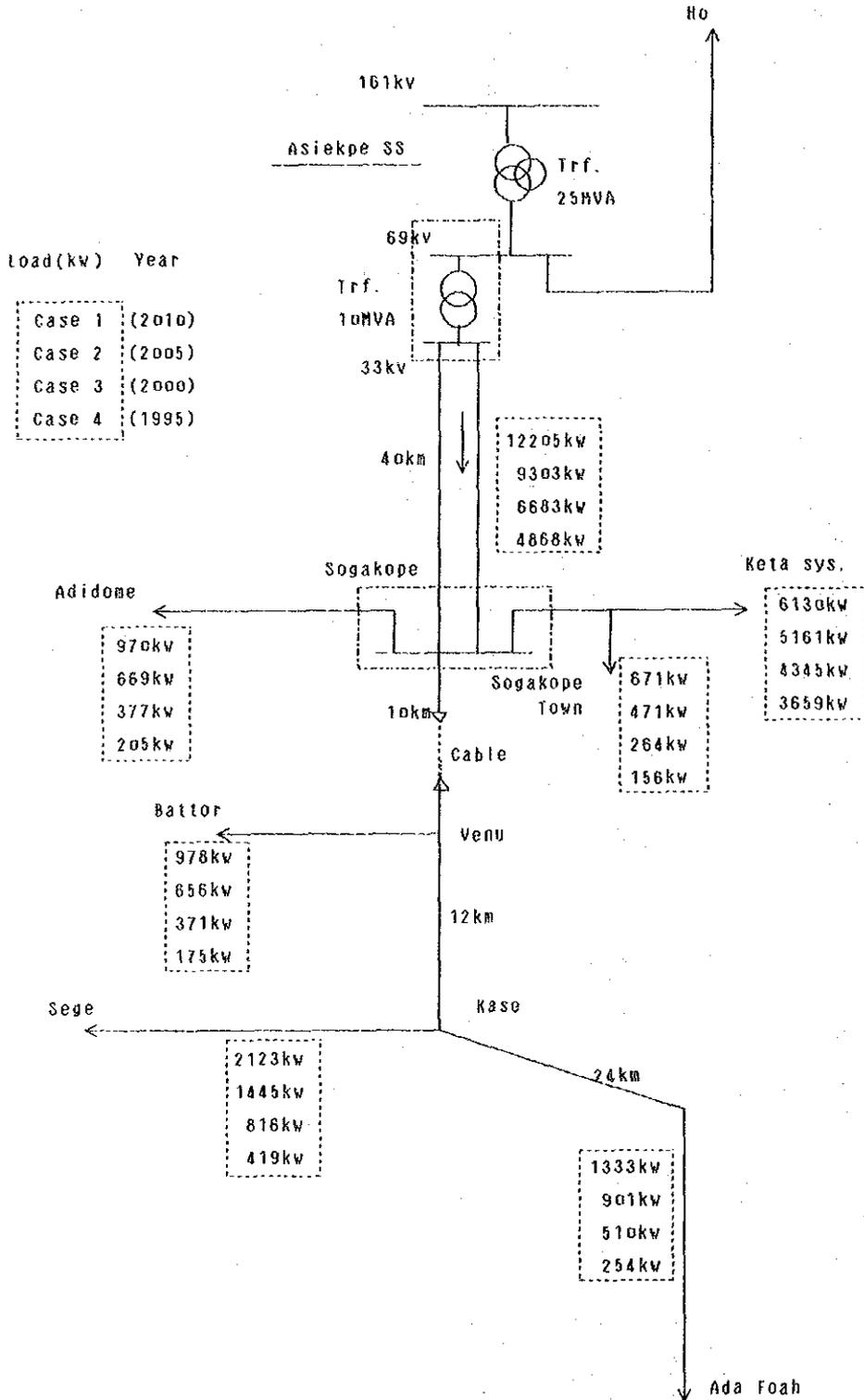


Fig.4-2(2)

分岐点での電力潮流'93, 3, 22  
F:ADA-LrJ

Branch Point	Direction	Power Flow (KW)			
		(1995)	(2000)	(2005)	(2010)
		0	5	10	15
At Sogakope					
	To Adidome	205	377	669	970
	[Interlink: 100% of Aflao			Growth 3.5 %/y]	
*	To Interlink	3659	4345	5161	6130
	To City	156	264	471	671
	S. Ttl.	4020	4986	6301	7771
Main Line					
From Kpotame					
	To Tef, Vume	55	94	168	239
	To Battor	120	277	488	739
	S. Ttl.	175	371	656	978
From Kase					
	To Kase & Vcini	84	142	253	360
	To Sege, Akpl.	335	674	1192	1763
	S. Ttl.	419	816	1445	2123
From Kase to Adafoah					
	Ada & vicini	254	431	767	1094
	Others	0	79	134	239
	S. Ttl.	254	510	901	1333
<b>Grand Total</b>		<b>4868</b>	<b>6683</b>	<b>9303</b>	<b>12205</b>

## Note:

\* Assumption on Peak Load for Interlink

Max. Past peak load from Aflao: 3300 kw (1992 Oct.)

Load to be supplied from Sogakope:

100% of total Keta System

Load growth of Keta system: 3.5%

電圧降下、電力損失の計算 (1)

'93, 3, 23  
F: Ada-VrJ

Case 1 負荷: 12.2 MW

系統条件

System: Asiekpe-Sogakope 33 kv 2 cct.  
All Others 33 kv 1 cct.

Wires: 100mm<sup>2</sup> ACSR

Distance btw. each wire:

Dab: 1.5 Dbc: 0.9 Dca: 2.4 [m]

D mean = (Dab\*Dbc\*Dca)<sup>1/3</sup> = 1.47 [m]

Wire dia d: 16.5 [mm]

Induct. L' = 0.4605\*log(D/r)+0.05 mH/km /cct.

= 1.087 [mH/km] = 0.34 [ $\Omega$ /km](per phase)

Resis.: R' = 0.33 [ $\Omega$ /km](per phase) /cct.

V. drop: (2 $\pi$ f\*L\*sin $\phi$ +R\*cos $\phi$ )I [kv] per phase

(Abbreviation):

Load': total load upto pt.

l: line length

Il: Load curr.

It: total curr.

Vdx; reac. drop = I\*X\*sin $\phi$

Vdr: resis. drop = I\*R\*cos $\phi$

Load:	kw	pf	Km
Ada	1333	0.85	Ka-Ad: 24
Kas	2123	0.85	Ve-Ka: 12
Ven	973	.85	So-Ve: 10
Sog	7771	0.85	As-So: 40
Asi	12205		Total 86

cct	Load	Load'	E	Pf	Il	It	I	Vdx	Vdr	Drop	Loss	Loss'
Pt.	kw	kw	kv		A	A	km	kv	kv	kv	kw	kw
										(per phase)		
Ada	1333	1333	27.8	0.85	32.5	32.5	24	0.14	0.21	0.35	8.40	8.40
Kas	2123	3456	28.4	0.84	50.7	83.3	12	0.18	0.27	0.46	27.4	35.8
Ven	978	4434	29.2	0.84	22.7	106.	10	0.19	0.29	0.48	37.1	72.9
2. Sog	7771	6103	30.0	0.84	87.7	140.	40	1.03	1.56	2.60	523.	596.
Asi	0	12205	34.5	0.82	0	140.				3.91		596.

Case 1

Results: at Asiekpe 14.0 MW, 16.8 MVA

E at Asi 34.5 kv Voltage drop: 6.77 kv (20.5 %)  
E at Ada 27.8 kv Line loss: 1788 kw (14.6 %)

## 電圧降下、電力損失の計算 (2)

'93, 3, 23  
F: Ada-VrJ

Case 2 負荷: 9.30 MW

## 系統条件

System: Asiekpe-Sogakope 33 kv 2 cct.  
All Others 33 kv 1 cct.Wires: 100mm<sup>2</sup> ACSR

Distance btw. each wire:

Dab: 1.5 Dbc: 0.9 Dca: 2.4 [m]

D mean = (Dab\*Dbc\*Dca)<sup>1/3</sup> = 1.47 [m]

Wire dia d: 16.5 [mm]

Induct. L' = 0.4605\*log(D/r)+0.05 mH/km /cct.

= 1.087 [mH/km] = 0.34 [ $\Omega$ /km](per phase)Resis.: R' = 0.33 [ $\Omega$ /km](per phase) /cct.V. drop: (2 $\pi$  f\*L\*sin $\phi$  + R\*cos $\phi$ ) I [kv] per phase

Load:	kw	pf		Km
Ada	901	0.85	Ka-Ad	24
Kas	1445	0.85	Ve-Ka	12
Ven	656	0.85	So-Ve	10
Sog	6301	0.85	As-So	40
Asi	9303		Total	86

(Abbreviation):

Load': total load upto pt.

l: line length

Il: Load curr.

It: total curr.

Vdx: reac. drop = I\*X\*sin $\phi$ Vdr: resis. drop = I\*R\*cos $\phi$ 

Pt.	Load	Load'	E	Pf	Il	It	l	Vdx	Vdr	Drop	Loss	Loss'
cct	kw	kw	kv		A	A	km	kv	kv	kv	kw	kw
										(per phase)		
Ada	901	901	29.9	0.85	20.4	20.4	24	0.08	0.13	0.22	3.31	3.31
Kas	1445	2346	30.2	0.84	32.4	52.8	12	0.11	0.17	0.29	11.0	14.3
Ven	656	3002	30.7	0.84	14.4	67.3	10	0.12	0.18	0.31	14.9	29.3
2 Sog	6301	4651.	31.3	0.84	68.2	101.	40	0.74	1.13	1.88	274.	303.
Asi	0	9303	34.5	0.83	0	101.					2.71	303.

## Case 2

Results: at Asiekpe 10.2 MW, 12.2 MVA

E at Asi 34.5 kv Voltage drop: 4.69 kv (14.2 %)  
E at Ada 29.9 kv Line loss: 911. kw (9.79 %)

電圧降下、電力損失の計算 (3)

'93, 3, 23  
F:Ada-VrJ

Case 3 負荷: 6.68 MW

系統条件

System: Asiekpe-Sogakope 33 kv 2 cct.  
All Others 33 kv 1 cct.

Wires: 100mm<sup>2</sup> ACSR

Distance btw. each wire:

Dab: 1.5 Dbc: 0.9 Dca: 2.4 [m]

D mean (Dab\*Dbc\*Dca)<sup>1/3</sup> = 1.47 [m]

Wire dia d: 16.5 [mm]

Induct. L' = 0.4605\*log(D/r)+0.05 mH/km /cct.

= 1.087 [mH/km] = 0.34 [Ω/km](per phase)

Resis.: R' = 0.33 [Ω/km](per phase) /cct.

V. drop: (2πf\*L\*sinφ + R\*cosφ) I [kv] per phase

(Abbreviation):

Load': total load upto pt.

l: line length

Il: load curr.

It: total curr.

Vdx: reac. drop = I\*X\*sinφ

Vdr: resis. drop = I\*R\*cosφ

Load:	kw	pf		Km
Ada	510	0.85	Ka-Ad	24
Kas	816	0.85	Ve-Ka	12
Ven	371	0.85	So-Ve	10
Sog	4986	0.85	As-So	40
Asi	6683		Total	86

Pt. cct	Load kw	Load' kw	E kv	Pf	Il A	It A	l km	Vdx kv	Vdr kv	Drop kv	Loss kw	Loss' kw
										(per phase)		
Ada	510	510	31.5	0.85	10.9	10.9	24	0.04	0.07	0.12	0.95	0.95
Kas	816	1326	31.7	0.84	17.4	28.4	12	0.06	0.09	0.15	3.21	4.16
Ven	371	1697	32.0	0.84	7.87	36.3	10	0.06	0.10	0.16	4.36	8.53
2 Sog	4986	3341.	32.2	0.84	52.4	70.6	40	0.51	0.79	1.30	131.	140.
Asi	0	6683	34.5	0.84	0	70.6				1.74		140.

Case 3

Results: at Asiekpe 7.1 MW, 8.45 MVA

E at Asi 34.5 kv Voltage drop: 3.02 kv (9.18 %)  
E at Ada 31.5 kv Line loss: 420. kw (6.29 %)

## 電圧降下、電力損失の計算 (4)

'93, 3, 23  
F: Ada-VrJ

Case 4 負荷: 3.40 MW

## 系統条件

System: Asiekpe-Sogakope 33 kv 2 cct.  
All Others 33 kv 1 cct.Wires: 100mm<sup>2</sup> ACSR

Distance btw. each wire:

Dab: 1.5 Dbc: 0.9 Dca: 2.4 [m]

D mean = (Dab\*Dbc\*Dca)<sup>1/3</sup> = 1.47 [m]

Wire dia d: 16.5 [mm]

Induct. L' = 0.4605\*log(D/r)+0.05 mH/km /cct.

= 1.087 [mH/km] = 0.34 [ $\Omega$ /km](per phase)Resis.: R' = 0.33 [ $\Omega$ /km](per phase) /cct.V. drop:  $(2\pi f * L' * \sin\phi + R' * \cos\phi) I$  [kv] per phase

Load:	kw	pf		Km
Ada	254	0.85	Ka-Ad	24
Kas	419	0.85	Ve-Ka	12
Ven	175	0.85	So-Ve	10
Sog	2561	0.85	As-So	40
Asi	3409		Total	86

(Abbreviation):

Load': total load upto pt.

l: line length

Il: Load curr.

It: total curr.

Vdx: reac. drop =  $I * X * \sin\phi$ Vdr: resis. drop =  $I * R * \cos\phi$ 

Pt. cct	Load kw	Load' kw	E kv	Pf	Il A	It A	l km	Vdx kv	Vdr kv	Drop kv	Loss kw	Loss' kw
										(per phase)		
Ada	254	254	32.6	0.85	5.29	5.29	24	0.02	0.03	0.05	0.22	0.22
Kas	419	673	32.7	0.84	8.70	13.9	12	0.03	0.04	0.07	0.77	0.99
Ven	175	848	32.8	0.84	3.62	17.6	10	0.03	0.04	0.08	1.02	2.02
2 Sog	4020	2434	32.9	0.84	41.4	50.2	40	0.36	0.56	0.92	66.5	68.5
Asi	0	4868	34.5	0.84	0	50.2				1.14		68.5

## Case 4

Results: at Asiekpe 5.1 MW, 6.01 MVA

E at Asi 34.5 kv Voltage drop: 1.97 kv (5.99 %)

E at Ada 32.6 kv Line loss: 205. kw (4.22 %)

Fig.4-2(7)

電圧降下、電力損失の計算 (5) 69kvのケース  
Case of 69kv Sys. for Asi-Sog

'93, 3, 23  
F:Ada-V69r

系統条件: Asi-Sog: 69kv, 1cct. 負荷: 12.2 MW  
Others: 33kv 1cct.

-33kv Line-

-69kv Line-

Wires: ACSR 100mm2 ACSR 185mm2  
Distance btw. wires: Dab, Dbc, Dac: 1.5 0.9 2.4 [m] 2.7 5.4 5.5 [m]  
D mean (Dab\*Dbc\*Dca)<sup>1/3</sup> 1.47 [m] 4.31 [m]  
Wire dia d: 16.5 [mm] 20 [mm]  
Induct. L' = 0.4605\*log(D/r)+0.05 mH/km /cct.  
= 1.087 [mH/km] = 0.34 [Ω/km] 1.26 mH/km 0.39 Ω/km  
Resis.: R' = 0.33 [Ω/km] (per phase) /cct. 0.16 "  
V. drop: (2π\*f\*L\*sinφ + R\*cosφ)I [kV] (per phase)

Load:	kw	pf	Km	E
Ada	1333	0.85	Ka-Ad 24	33
Kas	2123	0.85	Ve-Ka 12	33
Ven	978	0.85	So-Ve 10	33
Sog	7771	0.85	As-So 40	69
Asi	12205		Total 86	

(Abbreviation):  
Load': total load upto pt.  
l: line length  
Il: load curr.  
It: total curr.  
Vdx: reac. drop = I\*X\*sinφ  
Vdr: resis. drop = I\*R\*cosφ

Pt.	Load kw	load' kw	E kv	Pf	Il A	It A	l km	Vdx kv	Vdr kv	Drop kv	Loss kw	TLoss kw
Ada	1333	1333	32.6	0.85	27.7	27.7	24	0.12	0.18	0.30	6.10	6.10
Kas	2123	3456	33.1	0.84	43.5	71.2	12	0.15	0.23	0.39	20.1	26.2
Ven	978	4434	33.8	0.84	19.6	90.9	10	0.16	0.25	0.41	27.2	53.5
Sog	7771	12205	34.5									
Sog(1ry)			33.0	0.84	76.4	122	40	1.03	0.65	1.69	95.2	148
Asi	0	12205	71.9	0.83	0	122						
								Vd(Asi-Sog): 1.69				148
								Vd(Sog-Ada): 1.12				

Results:

at Asiekpe 12.7 MW, 15.2 MVA

E at Asi 71.9 kv V. drop Ada-Sog: 1.94 kv (2.81 %)  
E at Ada 32.6 kv V. drop Asi-Sog: 2.93 kv (4.25 %)  
Line loss: 446. kw (3.65 %)

Fig. 4-3(1)

## 需要想定結果

93, 3, 22  
[File:ADA-LrJ]

人口増加率 :	3.5 %	Population Factor
需要参入率初年次 :	35	1995 1.15
"    5    "    :	50	2000 1.36
"    10   "    :	75	2005 1.62
"    15   "    :	90	2010 1.92

Area Name	Ultimate	Forecasted Load (KW)			
	Load('92) (KW)	(1995) 0	(2000) 5	(2005) 10	(2010) 15
1) Main Line					
Vume, Tef.	138	55	94	168	239
Kase	208	84	142	253	360
Adafoah	632	254	431	767	1094
Pute	93		37	63	113
Others	104		42	71	126
S. Ttl	1175	393	746	1322	1931
2) Sege Branch					
K-Sege	156	63	106	189	270
S-Akpi	677	272	461	822	1171
Others	265		106	181	322
S. Ttl	1098	335	674	1192	1763
3) Sogakope					
Sogak	388	156	264	471	671
Others	0				
S. Ttl	388	156	264	471	671
4) Adidome Branch					
Adidome	511	205	348	620	884
Others	71		29	48	86
S. Ttl	582	205	377	669	970
5) Battor Branch					
Battor	300	120	204	364	519
Others	181		73	123	220
S. Ttl	481	120	277	488	739
<b>Total</b>					
	3724	1209	2338	4141	6075
<b>Keta system</b>					
	1992	1995	2000	2005	(2010)
	3300	3659	4345	5161	6130
<b>Grand Total</b>					
		4868	6683	9302	12205

Fig. 4-3(2)

## 需要想定計算

'93, 2, 8  
[File:ADA-T]

地区名	Population		House Holds	Domes. Engy Mwh	Comm. Engy Mwh	Total Engy Mwh	Peak Demd. Kw	Point Load kw	Ttl. Demand kw
	'90	'92							
1) Main Line (Sogakope-Adafoah)									
	R: 3.36%		11.05/H						
Sokpoe	870	929	84	77	21	98	22	0	22
* Tefle	1,893	2,022	183	229	73	302	69	0	69
Vume	999	1,067	97	89	24	113	26	0	26
Kpotame	800	855	77	71	19	90	21	0	21
* kasse	3,160	3,376	306	382	122	504	115	0	115
Tamatoku	1,744	1,863	169	155	42	197	45	0	45
Adzomanikop	867	926	84	77	21	98	22	0	22
Bedeku	1,002	1,070	97	89	24	113	26	0	26
Dogo	670	716	65	60	16	76	17	0	17
Togbloku	1,332	1,423	129	118	32	150	34	0	34
* BigAda	5,143	5,494	497	622	199	820	187	0	187
D Adafoah	6,748	7,209	652	1005	322	1326	303	50	353
Totimekope	1,549	1,655	150	138	37	175	40	0	40
Otorokper	650	694	63	58	16	73	17	0	17
Anyakpor	747	798	72	66	18	84	19	0	19
Pute	2,204	2,355	213	196	53	249	57	0	57
Totope	1,278	1,365	124	114	31	144	33	0	33
Ocansey	1,261	1,347	122	112	30	142	33	0	33
Elavanyo	851	909	82	76	20	96	22	0	22
Alorkpem	628	671	61	56	15	71	16	0	16
Total	34,396	36,746	3,325						1,174
2) Sege Branch (Kasseh-Akplabanya)									
	R: 3.64%		11.05/H						
Addo Korpe	955	1,026	93	85	23	108	25	0	25
Amlakpo	865	929	84	77	21	98	22	0	22
Koluedor	3,187	3,423	310	285	77	362	83	0	83
Mantse	1,022	1,098	99	91	25	116	27	0	27
Luhuor	689	740	67	62	17	78	18	0	18
* Sege	2,422	5,000	452	566	181	747	170	300	470
Boni	874	939	85	78	21	99	23	0	23
Akplabanya	3,434	3,822	346	318	86	404	92	0	92
Anyaman	3,394	3,778	342	315	85	399	91	0	91
Goi	4,149	4,457	403	371	100	471	108	0	108
Lolonya	2,830	3,040	275	253	68	321	73	0	73
Wekmagbe	2,561	2,751	249	229	62	291	66	0	66
Total	26,382	31,002	2,806						1,098

Fig.4-3(2) Cont.

## 3) Sogakope (Keta system interlinkage)

	R:3.36% 8.19/H								
D Sogakope	5,206	5,562	679	1046	335	1380	315	50	365
Agorkpo	648	692	85	78	21	99	23	0	23
Dabala Jct	652	697	85		Not included				
Dabala	1,538	1,643	201		"				
Adutor	2,744	2,931	358		"				
Total	10,788	11,525	1,407						388

## 4) Adidome Branch (Sogakope-Adidome)

	R:3.36 8.19/H								
Fieve	600	641	78	72	19	91	21	0	21
New Bakpa	919	982	120	110	30	140	32	0	32
D Adidome	4,835	5,165	631	971	311	1282	293	50	343
Mafi K.S	2,714	2,899	354	326	88	414	94	0	94
Avakpedome	613	655	80	74	20	93	21	0	21
Mebiawoe	679	725	89	81	22	103	24	0	24
Dofor Adido	734	784	96	88	24	112	26	0	26
Vome	614	656	80	74	20	94	21	0	21
Total	11,708	12,508	1,527						582

## 5) Battor Branch (Kpotame-Battor)

	R:3.36 8.19/H								
Adidokpu	1,142	1,220	149	137	37	174	40	0	40
Drakope	959	1,025	125	115	31	146	33	0	33
Bakpakope	679	725	89	81	22	103	24	0	24
Mepe	2,210	2,361	288	265	72	337	77	0	77
* Battor	1,836	1,961	239	299	96	395	90	36	126
Agbogbla	769	822	100	92	25	117	27	0	27
Volo	901	963	118	108	29	137	31	0	31
Kpompko	815	871	106	98	26	124	28	0	28
Atsiemfo	741	792	97	89	24	113	26	0	26
Kluma Agawu	714	763	93	86	23	109	25	0	25
Torgome	634	677	83	76	21	97	22	0	22
Ngorlikope	615	657	80	74	20	94	21	0	21
Juapong	?	0	0						
Total	12,015	12,836	1,567						480

---

Grand Ttl. 95,289 104,617 10,633 3,722

Note:	Consumption Parameters	Domes. Cons. kwh/HH/y	Nonresident %
D:	District Capital	1540	32
*	Big Commercial Center	1250	32
:	Rural	920	27

'93, 1, 19  
File: ADA-T

## 配電變電所配置計画

Town Name	Prio rity	Load Ultim.	Area Load kW	Trf. Plan 1			Trf. Plan 2			
				Tentative 50	Area 100	Ttl. Capa. kVA	Revise 50	Area 100	Ttl. capa. kVA	
1) Main Line (Sogakope-Adafoah)										
Tefle area			138			300			250	
Sokpoe	A	22		1		50			0	
* Tefle	A	69		1	1	150	1	-1	-50	
Vume	A	26		1		50			0	
Kpotame	A	21		1		50			0	
Kasse Area			177			350			250	
* kasse	A	115		2	1	200	-1		-50	
Tamatoku	A	45			1	100	1	-1	-50	
Dogo	A	17		1		50			0	
Ada Area			580			600			600	
* BigAda	A	187		2	1	200			0	
D AdaFoah	A	353		3	2	350			0	
Totimekope	A	40		1		50			0	
Total			895	13	6	1250	1	-2	-150	1100
2) Sege Branch (Kasseh-Akplabanya)										
Ka-Se area			109			100			100	
Koluedor	A	83		1		50			0	
Mantse	A	27		1		50			0	
Sege area			470			100			200	
* Sege	A	470		2		100	1	100	100	
Akpla area			183			50			100	
Akplabanya	A	92		1		50			0	
Anyaman	A	91				0	1	50	0	
Total			763	5	0	250	1	1	150	400
3) Sogakope (Keta system interlinkage)										
Sogakop area			388			150			250	
D Sogakope	A	365		3		150	1	100	0	
Agorkpo	A	23				0			0	
Total			388	3	0	150	0	1	100	250

Fig.4-4 Cont.

Town Name	Pri	Load	Area	Trf. Plan 1				Trf. Plan 2				
				ori.	ultim.	Load	Tentative	Area	Revise	Area		
				50	100	Ttl. Capa.	50	100	Ttl. capa.			
			kW	units	kVA	kVA	units	kVA	kVA			
4) Adidome Branch (Sogakope-Adidome)												
Adidome area			375			300			300			
New Bakoba A'		32		1	50				0			
D Adidome A		343		3	1 250				0			
Total			375	4	1	300	0	0	0	0	300	
5) Battor Branch (Kpotame-Battor)												
Battor area			266			250			300			
Adidokpu A'		40			0		1	50				
Bakpakope B		24			0							
Hepe A		77		2	100				0			
* Battor A		126		1	1 150				0			
Total		266	266	3	1	250	1	0	50	0	300	
			Ultim. Load									kVA
Grand Ttl.			2687	28	8	2200	3	0			2350	

Trf. plan	Tentative			Revised		
	No. of units	Ttl. Capa.		No. of units	Ttl. Capa.	
	50	100	kVA	50	100	kVA
Planned	28	8	2200	31	8	2350
Spare Trf.	2	1	200	2	1	200
Total	30	9	2400	33	9	2550



## 第5章

### 基本設計



## 第5章 基本設計

### 5.1 設計方針

本計画の主目的はAda Foah, Sogakope, Adidomeの三郡都及びその周辺地域を電化すること及びKeta系統への電力供給であり、これを実現するためには下記に示す通り変電所設備、送電線設備、配電線設備の建設が必要とされる。本計画の全体計画図をFig.5-1に、全体系統図をFig.5-2に示す。

#### a. 変電所

- Sogokope変電所の建設
- 既設Asiekpe変電所の改造

#### b. 送電線路

Asiekpe変電所よりSogakope変電所までの69KV送電線路の建設

#### c. 配電線路

- 33KV配電線路の建設
- 低圧配電線路の建設

設計に際しては、現地事情を考慮の上、特に下記の事項に留意して設備の設計及び工事計画の策定を行うこととする。

- 先方の要望を充足するに最も経済的な設計を目標とし、国の実情に合わせて、堅牢かつ簡易な構造に主眼をおく。
- E C G及びV R Aが現在適用している規格、技術基準等を尊重し、標準化の妨げにならないような設計を行う。
- 可能な限り、複雑でセンシティブなものは避け、既設設備と比較し大幅に先進的な技術を導入することは回避することとし、現在の施設・設備、技術水準に見合った設計により、保守・運用に支障の無いようにする。
- 送配電路が住宅地域或はその近傍を通過する場合には公衆安全の確保に万全の注意を払う。また電線路の新設に伴い過度の樹木伐採等の環境破壊を招くことのないような計画とする。
- 工事には重量物の輸送も含まれるため、これを考慮した上で工事計画の立案を行う。

(1) 日本側・ガーナ側の業務分担

本計画の工事施工は、69KV送電線路、変電所、33KV配電線路については日本業者による据え付け渡しとし、低圧配電線路はE C Gの直営工事とすることとし。業務の基本的分担は次の通りとする。

項 目	日本側	ガーナ側	備 考
機器の設計・製作・輸送	○		
資材保管場所の確保・管理		○	盗難防止を含む
建設用地の確保、伐採		○	
工事用スペースの確保		○	
送配電線路ルート測量		○	
69KV送電線工事	○		
変電機器基礎工事		○	整地・接地工事を含む
変電機器据付・調整・試験	○		
33KV配電線工事	○		柱上変圧器設置まで
低圧配電線工事		○	柱上変圧器二次側以降
工事用電力・水等の供給		○	

(2) 工期に対する方針

本計画は工事の規模、工事量等から判断して、前記の計画内容を二期に分割して実施することが適切であると考えられるため、第一期及び第二期工事の内容を下記の通り計画する。

a. 第一期工事

- 69KV送電線路の建設
- Asiekpe変電所への送電線引出し設備増設
- Sogakope変電所の建設
- Sogakope変電所とKeta系統の連系
- 工事用車両・工具類の調達

b. 第二期工事

- ボルタ河横断ケーブル線路建設
- 33KV配電線路の建設
- 配電変電所の建設

- 低圧配電線路の建設
- 工具類の調達

## 5.2 設計条件の検討

本計画において建設工事が実施される変電及び送配電線路設備の設計は、E C G及びV R Aの現行規格・基準ならびに日本における標準的手法に準拠して行った。資機材の適用規格は日本規格を主として、一部についてはANSI（米国規格）ならびにBS（英国規格）を適用した。

### 5.2.1 設計条件

#### (1) 自然条件

- a. 標高 : 1,000m以下
- b. 外気温 : 最高40℃ 最低10℃ 平均32℃

#### (2) 安全率

日本の現行基準により次の通りとした。

- a. 支持物 : 3
- b. 支持物の基礎 : 2
- c. 電線(引留部含む) : 2.5
- d. 碍子 : 2.5
- e. 腕金 : 2.5
- f. 支線 : 2.5

#### (3) 導体の温度

導体の許容温度 : 90℃

#### (4) 風圧荷重

架空線路の支持物の強度等を計算する場合の風圧荷重は、V R Aの基準に基づき最大風速を33m/secとして、架渉線に対する荷重を50kg/m<sup>2</sup>、鉄塔及び木柱に対する荷重を75kg/m<sup>2</sup>とする。

#### (5) 送配電線の地上高

架渉線の地上高は次のとおりとする。

項 目	69KV	33KV	LV
一般ヶ所	5.0 m	5.0 m	5.0 m
道路横断ヶ所	6.0 m	6.0 m	5.0 m
鉄道線路上	9.0 m	9.0 m	9.0 m
電話線上	2.2 m	1.8 m	1.2 m

## 5.2.2 設計の基本的考え方

変電設備、送電線設備、配電線設備の設計については、次の事項を基本とし、既設設備との調和、協調をも充分考慮した。

- a. 将来の需要増加及び系統拡張に対応できること。
- b. 電圧変動及び供給信頼度の安定をはかる。

### (1) 供給信頼度の向上

日本における送配電線路の事故件数は年々減少してはいるが、統計によれば主な事故原因は、設備不良(施工不良、製作不完全等)、保守不完全(油劣化その他自然劣化、過負荷)、自然現象(風雨による他物飛来、水害)、他物接触(樹木、鳥獣)等である。

これら現状を見極め今回建設される設備の信頼度向上を図るため主に次の対策を検討した。事故停電減少対策としては、69KV送電線路に対するアーマードロッド及びトーションアルダンパーの取り付け、鉄塔の緩み止めナットの取り付け等により設備の強化を図った。

耐雷対策としては、変電所の主変圧器、柱上変圧器及び電力ケーブル等に対して避雷器を取り付け、停電区域の局限化には区分閉器等を設置し、施設強化を図った。

変電所の引き込み及び引出し口の遮断器にはガス遮断器(GCB)を採用し信頼度を考慮した。33kv引出し口遮断器には再閉路装置を設け、電線路の落雷等一過性の事故に対しては、遮断器を再閉路させることにより、供給信頼度の向上を図った。

### (2) 電圧調整

変電所に設置する変圧器には負荷時電圧調整装置(LRT)を設置することとし、

また、柱上変圧器は5%及び2.5%タップを備え、一般需要家の電圧変動を±5%以内に保持することを目標とする。

### (3) 供給方式

供給方式はE C Gの基準により、33KV/415, 240V低圧直接変降方式とする。

### (4) 系統構成と区分開閉器

33KV配電線路の系統構成は、今回の需要が一方向潮流であり、需要密度も低いので一回線樹枝状とする。

配電線路の分岐箇所には気中開閉器を設置し、事故や系統作業等による停電範囲の縮小を図った。また系統保護は既設変電所または新設変電所の保護継電器、ガス遮断器により行うものとする、従って保護方式、再閉路方式及びその運用は既設設備に準ずることとした。なお、69kv系の長期に亙る送電停止の場合には、Aflaoからの逆送電により一部重要負荷に対しては配電することも可能であるように配慮することとする。

## 5.2.3 絶縁設計

### (1) 絶縁設計

絶縁設計は雷サージから商用周波までの全領域にわたって線路及び機器の絶縁レベルの協調をとることにより設備を保護することを目的として次により設計した。

- a. 内部異常電圧(雷サージ、持続性異常電圧など)に対しては機器自体の絶縁性能により保護する。
- b. 外部異常電圧(雷サージ)に対しては架空地線或は避雷器により保護する。

### (2) 碍子種類及び連結個数の決定について

前述のように絶縁設計の基本的考え方は、内部異常電圧による閃絡を起こさないことを前提とした。内部異常電圧については、従来送電線に適用される考え方を採用して、次の値を想定した。

- a. 接地系の種別 : 有効接地系
- b. 持続性異常電圧倍数 :  $0.8U_m$  ( $U_m$  : 系統の最高電圧)
- c. 開閉異常電圧倍数 :  $2.8U_m$

碍子の絶縁強度を考える場合、開閉異常電圧に対しては開閉サージによる注水時の閃絡特性を、持続性異常電圧に対しては商用周波の注水時の閃絡特性を用いた。

内部異常電圧に対する碍子の所要絶縁強度及び碍子の電氣的特性は次表の通りである。

開閉異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

a. 公称電圧	(KV)	69	33
b. 最高許容電圧 $U_m$	(KV)	72.5	36
c. 対地電圧波高値 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m$	(KV)	59.2	29.4
d. 開閉サージ倍数	n倍	2.8	2.8
e. 開閉サージ電圧 $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m \times n$	(KV)	165.8	82.3
f. 絶縁低下係数		1.2	1.2
g. 碍子の所要絶縁強度	(KV)	199	99

持続性異常電圧より求めた碍子の所要絶縁強度

a. 公称電圧	(KV)	69	33
b. 最高許容電圧 $U_m$	(KV)	72.5	36
c. 異常電圧倍数	n倍	0.8	0.8
d. 持続性異常電圧	(KV)	58.0	28.8
e. 絶縁低下係数		1.2	1.2
f. 碍子の絶縁強度	(KV)	70	35

碍子の電気的特性

	標準サージ	開閉サージ(注水)		商用周波(注水)	
	50%閃絡電圧(KV)	50%閃絡電圧(KV)	耐電圧(KV)	50%閃絡電圧(KV)	耐電圧(KV)
懸垂碍子					
3個連	330	245	220	115	105
5個連	495	390	350	190	170
33KVピン碍子	290	—	—	95	—

(注) ① 250mm懸垂碍子の特性は、架空電線路の絶縁設計要項項(1966.10)による。

② 33KVピン碍子はBS137による。

上記碍子の電氣的特性と所要耐電圧を比較し、絶縁裕度を考慮の上、使用する碍子及び個数を次の通りとした。特に250mm懸垂碍子連は保守管理面の予備碍子1個を見込んだ。

電圧	使用箇所	33KVピン碍子	250mm懸垂碍子	
			アークホーン付き	アークホーンなし
69KV	懸垂	—	5個連	—
	耐張	—	5個連	—
	ジャンパー	—	—	5個連
33KV	引通し	○	—	—
	引留め	—	—	3個連

### (3) 標準絶縁間隔

碍子連の標準波形衝撃波(正極性)に対する50%衝撃フラッシュオーバーに相当する棒ギャップ長を標準絶縁間隔とする。

公称電圧 (KV)	69	33
碍子個数 (個)	5	3
碍子連の50%衝撃FOV (KV)	495	330
同上相当棒ギャップ (cm)	79	52
標準絶縁間隔 (cm)	80	55

\* 架空送電線路の絶縁設計要綱(1966.10)による。

(4) 最小絶縁間隔

開閉サージ及び持続性異常電圧の各々にともに耐えるクリアランスを最小絶縁間隔とする。  
但し変電所については5.3.2(6)項参照。

公称電圧 (KV)	69	33
最高許容電圧 $U_m$ (KV)	72.5	36
対地電圧波高値 (KV)	59.2	29.4
開閉サージ倍数 (倍)	2.8	2.8
開閉サージ波高値 (KV)	165.8	82.3
所要耐電圧 (KV)	182.4	90.5
所要クリアランス* (cm)	37.0	15.3
最小絶縁間隔 (cm)	40	15

\* 架空送電線路の絶縁設計要綱(1966.10)による。

(5) 異常時絶縁間隔

想定最大風速時に対して線路の最高許容電圧( $U_m$ )に対する注水耐電圧でチェックする。

公称電圧 (KV)	69	33
最高許容電圧 (KV)	72.5	36
最高許容電圧(対地) (KV)	41.9	20.8
所要耐電圧 (KV)	46.1	22.9
異常時絶縁間隔 (cm)	17	9

\* 架空送電線路の絶縁設計要綱(1966.10)による。

(6) 線間最小クリアランス

公称電圧 (KV)	69	33
最高許容電圧 $U_m$ (KV)	72.5	36
同上対地波高値 (KV)	59.4	29.4
線間サージ倍率 (倍)	4.5	4.5
線間サージ電圧 (KV)	267	133
線間所要耐電圧* (KV)	294	146
線間最小クリアランス* (cm)	51	26

\* 架空送電線路の絶縁設計要綱(1966.10)による。

(7) 基準衝撃絶縁強度(BIL)の設定

BILは、69KV系に対しては325KV、33KV系に対しては170KVとした。理由は次の通りである。前述の通り雷サージに対しては、架空地線によるしゃへい効果及び避雷器により保護を行うので、開閉サージに耐え、かつ雷サージに対し避雷器の保護性能との協調のとれるBILを選定する必要がある。即ち避雷器と被保護設備の雷サージに対する保護裕度を20%とすれば、避雷器の放電開始電圧及び制限電圧の1.2倍以上のBILが必要となる。次に各電圧別の所要BILを示す。

項 目		69KV	33KV
避 雷 器	定格電圧 (KV)	72.5	36
	定格放電電流 (KA)	10	10
	放電開始電圧 (KV)	256	135
所 要 BIL	制限電圧 x 1.2 (KV)	323	168
	雷インパルス耐電圧 (KV)	325	170
絶縁階級決定理由		既設機器に合 わせ325KVと した。	既設機器に合 わせ170KVと した。

## (8) 耐雷設計

今回の調査ではIKL(Isokeraunic Level、年間の雷雨日数)の正確な統計は得られなかった。変電所には避雷器が設置されており、架空地線については、変電所、送電線路に施設されていたが、年間を通じて雷発生頻度は比較的少ないと考えられる。

しかし、変電所の主変圧器、送配電線路の機器設置箇所及び電力ケーブルの両端には避雷器を、また変電所構内及び69KV送電線路には架空地線を取り付けて、雷サージなどの外部異常電圧に対して保護することとした。

## 5.3 変電所

### 5.3.1 施設計画

変電所の工事内容は下記に示す通り変電所の新設、69KV送電線路の引出し設備増設に分類される。

#### a. Sogakope変電所の新設：69/33KV, 15MVA

今回の電化対象地域各方面に向け新設延長されて行く33KV配電線路の電源として、69KVより33KVに降圧する変電所をSogakopeに新設する。主変圧器容量は15MVAとする。

#### b. Asiekpe変電所構内に69KV送電線引出し設備を増設

上記Sogakope変電所に電力を供給する69KV送電線を引き出すため、既設Asiekpe変電所構内に69KV母線を増設し、これに新規の送電線引出し設備を増設する。

### 5.3.2 Sogakope変電所

#### (1) 変電所位置の選定

新設されるSogakope変電所位置の選定にあたっては、下記の事項を考慮し総合的見地から確定する。

a. 69KV送電線の引込み及び33KV配電線の引出しに支障のないこと。

b. 既設設備との調和

c. Sogakopeの需要中心の近傍箇所であること

d. 将来の需要増加にも対応できること。

- e. 将来の拡張の余裕を含めて適当な面積の用地が確保できること。
- f. 資機材の輸送に支障がないこと。
- g. 水害その他の天災を受ける恐れのない地点であり、かつ地盤が軟弱でないこと。
- h. 変圧器などの騒音により周辺環境を害さないこと。

## (2) 変圧器容量

第4章に述べた理由によりSogakope変電所の主変圧器容量は15MVAとする。

## (3) 運転制御方式

新設するSogakope変電所の運転制御方式は既設Asiekpe変電所と同方式の常時監視制御方式とした。この方式は技術員が変電所に常時駐在し、変電所の監視及び機器の操作を行う運転制御方式である。

## (4) 結線方式

新設変電所の結線方式の検討にあたっては、系統運用条件、機器の点検頻度及び故障発生率、供給責務等を考慮し、これらの要求を満足させつつ電力供給の機能を損なわない範囲で、結線の簡素化を図ることとする。

## (5) 耐汚損設計

塩害対策の検討にあたっては、対象地点の気象条件及び海岸からの距離等を基準として、その地点の地理的条件、事故実績、実測結果等を充分考慮した上で汚損区分を決定する。現地における長期間にわたる汚損観測データを得られないため、厳密な耐汚損設計は難しいが、当該変電所の海岸からの距離は、Sogakopeで約25km、Asiekpeで約53kmであるため、汚損区分は一般地区を適用し、想定塩分付着密度を $0.03\text{mg}/\text{cm}^2$ と設定した。

## (6) 最小絶縁間隔

対地及び相間に対する最小絶縁間隔はBILを基準として、それぞれ120%、150%の値で50%フラッシュオーバーする棒ギャップの間隔長として求め、下記の通りである。

a. 公称電圧 (KV)	69	33
b. 絶縁階級 (号)	60	30B

c. BIL (KV)	325	170
d. 最小対地絶縁間隔 (cm)	55	30
e. 最小相間絶縁間隔 (cm)	76	48

#### (7) 保護装置

送配電線路、母線、変圧器の保護装置については、日本の発変電規程(JEAC 5001-1984)を準用して取り付けする。なお、継電器の型式については保守面を考慮して電磁型を採用する。

以上の検討により決定されたSogakope変電所の結線方式をFig. 5-3に、機器配置図をFig. 5-4に示した。

#### (8) 主要機器の仕様

本計画において実施される変電所関連工事に使用する主要機器の仕様概要は次の通りである。

##### a. 主要変圧器

準拠規格	JEC 204 変圧器 JEC 186 負荷時タップ切換装置
容量	15,000 KVA
定格	連続
相数	三相
周波数	50 Hz
冷却方式	油入自冷
定格電圧	69,000V/33,000V
タップ電圧(HV)	±10%, 17タップ
絶縁階級(BIL)	325KV/170KV
結線 一次	Star
二次	Star
三次	Delta
接地系	中性点直接接地
インピーダンス	7.5 %
角変位	0°

極性	減極性
使用状態	屋外
タップ切替機構	負荷時タップ切替
標高	1,000m以下

b. 遮断器

準拠規格	JEC 181 遮断器	
定格電圧	72 KV	36 KV
型式	屋外SF6	屋外SF6
絶縁階級(BIL)	325 KV	170 KV
定格電流	600 A	600 A
定格周波数	50 Hz	50 Hz
定格遮断電流	20 KA	25 kA
定格遮断時間	5サイクル	5サイクル
定格投入操作電圧	DC 125V	DC 125V
定格引はずし電圧	DC 125V	DC 125V
標準動作責務	A	A
	0-(1 min.)-CO-(3 min.)-CO	
標高	1,000m以下	1,000m以下
最高周囲温度	40 °C	40 °C

c. 断路器

準拠規格	JEC 196 断路器	
定格電圧	72.5 KV	36 KV
絶縁階級(BIL)	325 KV	170 KV
定格電流	600 A	600 A
定格短絡電流	20 kA	25 kA
使用状態	屋外	屋外
標高	1,000m以下	1,000m以下
最高周囲温度	40 °C	40 °C
操作方法	手動操作	手動操作

d. 計器用変流器

準拠規格	IEC 185, JEC 190 計器用変成器	
定格電圧	69 KV	33 KV

絶縁階級(BIL)	325 KV	170 KV
定格電流比	200/5 A	300/5 A, 150/75/5 A
定格負担	40 VA	40 VA
階級	5P	5P

e. 避雷器

準拠規格	JEC 203	避雷器
定格電圧	72.5 KV	36 kV
公称放電電流	10 KA	10 KA
標高	1,000m以下	

f. 精密級電力量計量装置(MOF)

準拠規格	JIS C1736
定格電圧	33 KV
定格周波数	50 Hz
PT側	33,000/110 V, 2 x 100 VA
CT側	400/5 A, 2 x 40 VA
	過電流強度 40
精度	0.5
計器	電力量計、最大需要電力計

g. 保護継電器

主変圧器	87T, 51, 51G
33KVフィーダー	51, 51G

### 5.3.3 Asiekpe変電所の改造

次項に記述する69KV送電線を引き出すための開閉設備をAsiekpe変電所構内に増設する。

この設備を既設のHoライン向け設備と並行して増設することとする。

このため、既設の161/69kv 25MVA主変圧器の2次側に、69kv母線を新設し、前記開閉設備をこれに接続することとする。

Sogakopeの位置は、Hoとは正反対の方向あるため、送電線路は、引き出された直後に180°方向を変え、更に既設161KV送電線路の線下を通過した後、Sogakope方向へ向かうことになる。

この場合、送電線の進行方向を180°変え、線下通過のために、短径間の特殊な形状の鉄塔数基を必要とし、複雑な形態となるので、変電所構内を69kV電力ケーブルで通過する案も検討したが、万一のケーブルの事故を想定する場合、修復に長期を要する点も問題である。ガーナ側の希望をも考慮し、結局、ケーブルを使用する案を排し、全線架空線とする案を採用することとした。

設計の基本事項および使用機器は前記Sogakope変電所と同様のものを採用する。以上の検討により決定された結線方式をFig. 5-5に、機器の配置図をFig. 5-6に示した。

## 5.4 69kV送電線

### 5.4.1 施設計画

新設されるSogakope変電所へ電力を供給するため、前項に述べた通り既設Asiekpe変電所を改造し、ここを起点として約40kmの69kV送電線を建設する。この送電線路は既設の69KV送電線路であるHoラインと同等の仕様を採用することとした。

この設備は支持物が鉄塔であること及び送電線路の性格からして、後に述べる33KV配電線路に比べて、頻繁な設備の保守・点検業務或は改造・改修工事の必要度は極めて低い。この理由により送電線路のルートは必ずしも道路沿いである必要もないため、可能な限り直線的なルートを指向する。

降雨による地盤不良等の恐れのある場所や地盤の軟弱な場所を避け、地形的に高低差が小さく、建設工事が容易であり、更に用地の取得に問題のないルートを選定する。この他、経済性の面から上記の条件を満たしかつ線路巨長を最短とする配慮が必要である。

### 5.4.2 69KV送電線設備の設計

69KV送電線の設計にあたっては次の事項を基本とし、VRAの既設設備との調和と協調を十分に考慮した。

- a. Sogakope変電所に対し良質な電気を安定供給できること。
- b. 既設電力システムの信頼度を低下させないこと。
- c. Asiekpe変電所からの引出し、Sogakope変電所への引込みが容易であること。
- d. 経済的であること。

(1) 電線

本計画で使用する電線は連係区間の需要電力の供給に十分な容量を有すると同時に、機械的強度、耐食性の面でも満足なものであり、かつ価格の面でも有利なものでなければならない。

検討の対象となる電線種類には硬銅より線(HDCC)、硬アルミニウムより線(AAC)、アルミニウム合金より線(AAAC)、鋼心アルミニウムより線(ACSR)、ACSRの鋼心の耐蝕性を考慮し、アルミ覆鋼より線を鋼心として使用した防食鋼心アルミニウムより線(ACSR/AS)がある。上記のうち経済性の問題等から、最近ではほとんど使用されなくなっている硬銅より線を除く電線について得失を比較すると、下表に示す通りであり、総合的に見てACSR/ASが有利であると判断される。この場合、機械的強度を考慮しサイズは150mm<sup>2</sup>が良い。

◎ better    ○ good    △ standard    × poor

	AAC	AAAC	ACSR	ACSR/AS
1. 耐蝕性	◎	○	△	◎
2. 引張強度	×	△	◎	◎
3. 導電率	◎	○	△	○
4. 耐クリープ性	△	×	◎	◎
5. 電線重量	◎	◎	△	○
6. 弛度	×	△	◎	◎
7. 最大使用径間	×	△	◎	◎
総合評価	△	△	○	◎

Note) AAC : All Aluminium Conductor

AAAC : All Aluminium Alloy Conductor

ACSR : Aluminium Conductor, Steel Reinforced

ACSR/AS : Aluminium Conductor, Aluminium-clad Steel Reinforced

しかしながら、既設のHoラインにAAAC185mm<sup>2</sup>が使用されており、可能な限り同一種類の導体を使用したいとするガーナ側の希望を受け入れ、結局 185mm<sup>2</sup> AAAC を採用することとした。

## (2) 架空地線

今回の調査では当該地域の雷観測データは得られなかったが、雷発生があるとの情報を得た。立地条件から現地のIKL(Isokeraunic Level : 年間の雷雨日数)は10程度が予想されるため、既設のHラインに準じアルミ覆鋼より線を用いた架空地線(7/9 AWG)を設置することとし、雷遮蔽の完全を期した。

## (3) 支持物

支持物はVRA標準により一回線自立型鉄塔とし、標準径間は280mとする。電線の微風振動による素線切れを防止するため碍子装置にはアーマードを取り付け、電線にはトーションナルダンパを取り付ける。また、鉄塔のゆるみ止めのためナットにはゆるみ止めナットを取り付ける。標準鉄塔図をFig. 5-7、Fig. 5-8及びFig. 5-9に示した。

## (4) 主要機器の仕様

本計画における69KV送電線路関連工事に使用する主要資材の仕様概要は次の通りである。

a. 電線		(ACSRの場合)
準拠規格		BS 125 Part 2
種別	AAAC	ACSR/AS 150 mm <sup>2</sup>
より線構成	19/3.5	Al 30/2.59 AS 7/2.59
計算断面積	185 mm <sup>2</sup>	194.9 mm <sup>2</sup>
外径	17.5 mm	18.13 mm <sup>2</sup>
単位長重量	500 kg/km	680.7 kg/km
引張荷重	4,035 kg	7,300
電気抵抗	0.1694 ohm/km	0.1694 ohm/km
b. 地線		
準拠規格	ASTM	
種別		Aluminium Clad Stranded Steel Wire, 7/9 AWG
より線構成	7/2.91	
計算断面積	46.56 mm <sup>2</sup>	
外径	8.73 mm	
単位長重量	309.9 kg/km	

引張荷重	5.724 kg
電気抵抗	1.85 ohm/km

c. 懸垂碍子

型式	磁器懸垂碍子
準拠規格	JIS C 3812
外形寸法	254mm x 146mm
商用周波注水閃絡電圧	45 kV
50%衝撃閃絡電圧(Positive)	125 kV
最大使用引張荷重	4,000 kg

d. 鉄塔

形式	四角鉄塔
部材	構造用亜鉛メッキ鋼材
鉄塔型	直線鉄塔 角度鉄塔(軽角度、重角度) 引留鉄塔

## 5.5 33kV電力ケーブルの橋梁添架

### 5.5.1 施設計画

Sogakope変電所より引き出された33KV線路をAda Foah方面へ延長するためには、ボルタ河を横断する必要がある。この横断方法としては、橋梁添架、水底ケーブル、長径間用鉄塔による架空線路での横断が考えられる。

現地調査の結果に基づき、本計画では最も経済的であり、かつ工事も容易な橋梁添架方式を採用することとした。

ケーブル添架の対象となるLower Volta Bridgeは、橋脚下部のリハビリテーション計画がドイツのファイナンスを得て進行中であり、実際の工事は1994年中に開始される予定となっているため、ケーブルの付設は橋梁上部に限定される。

この条件のもとに現地調査を行った結果、ケーブルの添架方式としては、歩道端に設けられている欄干の内側(歩道の一部)に付設する案、欄干の外側に付設する案が考えられた。このため、上述の二案を同橋の管理機関であるGHA(Ghana Highway Authority)に提示し協議を行った結果、同橋へのケーブル付設の方法としては、道路としての機能に全く制限

を与えない案、即ち橋梁上部の歩道端に設けられている欄干外側のせりだし部分(約12cm)にケーブルを付設する方法がGHAにより承認されたものである。本ケーブル線路の直長は約1,000mである。

## 5.5.2 ケーブル線路の設計

ボルタ河横断線路に使用する電力ケーブルは機械的強度を考慮し鉄線鎧装ケーブル(CVWAZV)とし、サイズは将来の需要増加及び直射日光による影響も考慮し70mm<sup>2</sup>とした。また、第三者が容易にケーブルに触れることのないよう金属製のカバーを取り付けることとし管路の付設は行わない方式とする。この方式は、管路付設方式に比べて橋梁に付加される荷重を小さくする事ができると共に、車両通行などによる振動の影響を排除するための防振・耐振対策を講じ易いという大きなメリットがある。ケーブルの仕様は下記の通りである。

### 33KV電力ケーブルの仕様

型式	33KV架橋ポリエチレン絶縁鉄線鎧装ケーブル (33KV CVWAZV 3心)
公称断面積	70 mm <sup>2</sup>
導体	円形圧縮軟銅より線
仕上り外径	79 mm
導体抵抗	0.268 ohm/km (20°C)
AC耐電圧	45 KV/5分
許容電流	270 A (気中)
概算重量	10.040 kg/km

Fig. 5-9 にケーブルの橋梁上敷設構造の概略図を示す。

## 5.6 33kV配電線

### 5.6.1 施設計画

電化対象となっている町村へ向け、Sogakope変電所より33KV配電線を延長し、所要の各地点に柱上変圧器を設置することにより電化を行う。

上記変電所より引き出される33KV配電線一回線は、Lower Volta Bridgeを電力ケーブルで

渡った後、約40km南下したAda Foahまで、主に一級国道に沿って建設される。このルート途中のKpotame地点より分岐線一回線を引出し、約20km西北部のBattorまで配電線を建設する。また同様にルートのほぼ中間点に位置するKassehより西方に一回線を分岐しSegeを経由し、Akplabanyaまでの約40kmの配電線を建設する。建設される33KV配電線路の総亘長は分岐線も含めて約119kmとなる。下記に各電化対象地区毎の配電線路亘長及び柱上変圧器台数を示す。

線 路 名	亘 長	柱上変圧器台数	
		50KVA	100KVA
Sogakope - Adidome	25.7 km	7	2
Sogakope - Kasseh	18.8 km	5	2
Kasseh - Ada Foah	24.1 km	8	4
Kasseh - Sege	20.1 km	5	-
Tefle - Battor	20.7 km	5	1
Sege - Akplabanya	9.9 km	3	-
	119.3 km	33	9

## 5.6.2 33KV配電線の設計

### (1) 電線

E C Gで配電線路用電線として標準化を進めているアルミニウムより線100 mm<sup>2</sup>(AAC 100 mm<sup>2</sup>)を採用する。

### (2) 電線配列及び装柱

電線配列方式としては、水平配列、垂直配列、三角配列など種々の配列があるが、既設設備は施工が容易で腕金の形状のシンプルな水平配列により建設されている。

水平配列は、柱上変圧器を増設する場合に柱上機器へのリード線の引き下げが容易であること、他の装柱方式に比べ電柱の長さが短くて済むため経済的でもあることから、線路の占有空間が取りやすい地域には最適の装柱方式であり、配電線路においては最も多く適用されている。

本計画においては上記事項及び既設設備との協調を考慮し水平配列方式を採用することとした。Fig. 5-10及びFig. 5-11に標準装柱図を示す。

### (3) 支持物

配電線路の支持物は経済性及び既設設備との協調を考慮し、現地にて調達可能な木柱を使用することとする。木柱はE C Gの標準となっている10mを採用し、標準径間は80mとする。また、碍子は直線箇所にはピン碍子、引き留め及び耐張箇所には250mm懸垂碍子の三個連を使用する。

### (4) 支線

単柱及びH柱には支線を施設し、風圧荷重の1/2を分担するよう設計する。支線には亜鉛メッキ鋼より線45mm<sup>2</sup>及び巻付けグリップを使用することとする。支線は下記の通り取付けする。

#### a. 直線部分

- 両径間差の大きい箇所 : 両側支線1本
- 10径間毎に四方支線 : 6本

#### b. 角度部分

- 1° ~ 15° : 1本
- 15° ~ 45° : 2本
- 45° ~ 90° : 3本

c. 両引留部分 : 6本

d. 片引留部分 : 2本

### (5) 柱上変圧器

変圧器容量は、三相50KVA、100KVAを標準とする。今回建設される33KV配電線路のルートは前述の通り対象町村に向け主要道路を通過するよう計画したので、この線路下に設置される柱上変圧器の設置場所は次の基準により決定した。

- a. 幹線に沿っている需要地域に対しては負荷の中心部に設置する。
- b. 幹線から遠い需要地域に対しては電圧降下を考慮して、高圧分岐線を負荷の中心部まで延長し、変圧器を設置する。

柱上変圧器以降の過負荷事故及び短絡事故に対する保護は次によることとした。

- a. 変圧器自体の内部短絡事故については、オープンヒューズカットアウトにより保護する。

- b. 変圧器二次側の低圧線路における過負荷、短絡事故に対しては低圧ヒューズカットアウトにより保護する。
- c. 上記のカットアウトスイッチには変圧器容量及び負荷容量を考慮した適正な容量のヒューズリンクを取り付ける。

(6) 主要機器の仕様

本計画における33KV配電線路関連工事に使用する主要資機材の仕様概要は次の通りである。

a. 電線

準拠規格	BS 215, IEC 207
種別	AAC 100 mm <sup>2</sup>
より線構成	7/4.39
計算断面積	106.0 mm <sup>2</sup>
外径	13.17 mm
単位長重量	290 kg/km
引張荷重	1.632 kg
電気抵抗	0.2702 ohm/km (20°C)

b. ピン碍子

準拠規格	BS 137 : Part 1
定格電圧	33 kV
商用周波注水閃絡電圧	95 kV
50%衝撃閃絡電圧(Positive)	215 kV

c. 懸垂碍子

準拠規格	JIS C 3812
外形寸法	254mm x 146mm
商用周波注水閃絡電圧	45 kV
50%衝撃閃絡電圧(Positive)	125 kV
最大使用引張荷重	4,000 kg

d. 避雷器

準拠規格	JEC 203 避雷器
定格電圧	42 KV

商用周波放電開始電圧	63 KV
雷インパルス放電開始電圧	135 KV
公称放電電流	5 KA
制限電圧	145 KV

e. 柱上変圧器

定格電圧	33 KV/415, 240 V
定格容量	50, 100 KVA
型式	屋外油入自冷式
相数	3相
定格周波数	50 Hz

f. オープンヒューズカットアウト

準拠規格	ANSI
最高電圧	36 KV
定格電流	100 A
定格周波数	50 Hz
BIL	95 KV
商用周波耐電圧	36 KV
遮断電流	8 KA

## 5.7 低圧配電線用資機材の調達

### (1) 低圧配電線路

需要家からの受電申し込みを受け、E C Gが工事を実施する低圧配電線路の所要資機材及び数量は下記の条件により決定した。

- a. 標準スパン : 50 m
- b. 電線配列 : 垂直配列
- c. 電線種別 : AAC 50 mm<sup>2</sup>
- d. 低圧幹線及び枝線亘長

変圧器容量別の標準供給スパン数を下記の通りとした。尚、標準供給スパンのうち幹線を50%、枝線を50%とした。

	柱上変圧器容量	
	50KVA	100KVA
標準供給スパン数 (Span)	80	120
標準幹線線路巨長 (Km)	2.0	3.0
標準枝線線路巨長 (km)	2.0	3.0

上記の幹線及び枝線は、各々三相四線式、単相二線式で一般需要家へ電力を供給する。低圧配電線路の標準装柱図をFig. 5-12に示す。

### (2) 積算電力量計

電化対象の地域においては、配電線が近くに建設された場合には応分の負担をしても、早速電気の供給を受けたいという潜在的需要家が多いが、各需要形態毎に(一般家庭、商業、工業)、どの程度の引き込み線や積算電力量計が必要となるかの予測はかなり困難である。

しかし、前回の地方電化計画の実績でも、またNEPSレポートのデータでも示されるように、電化当初の数年間での需要参入率は大体 25-35% を示している。

従って、対象地域戸数の 30% が電化後数年で需要家となるものと考え、次のように、単相及び三相メーターを手配することとした。

- a. 一般需要家(単相) : 3,000口
- b. 大口需要家(三相) : 30口

### (3) 主要資機材の仕様

本計画における低圧配電線路に使用する主要資機材の仕様概略は次の通りである。

- a. 電線
  - 準拠規格      BS 215, IEC 207
  - 種別            AAC 50 mm<sup>2</sup>
  - より線構成    7/3.10
  - 計算断面積    52.83 mm<sup>2</sup>
  - 外径            9.30 mm
  - 単位長重量    145 kg/km
  - 引張荷重      845 kg

電気抵抗 0.5419 ohm/km(20°C)

b. 低圧ヒューズカットアウト

定格電圧 415 V

定格電流 400 A

定格周波数 50 Hz

c. 碍子及び金物

碍子 低圧引留碍子(JIS C 3845)

金物 低圧用ラック金物

支線 亜鉛メッキ鋼より線

d. 積算電力量計

型式	単相二線式	三相四線式
定格電圧	240 V	415/240 V
定格電流	15(60) A	20(80) A
定格周波数	50 Hz	50 Hz
精度	class 2	class 2

## 5.8 工事用車両及び工具類

工事用車両、工具類については各工事の最低必要数を計画し、本計画施工時には請負業者が使用できるものとした。また、施工完了後はこれらを設備の保守用として役立てることを考慮の上、車両及び工具類を選定した。

### (1) 工事用車両

資材運搬、機器据付、現場管理のための現場輸送を機動化し、計画された工事を予定工期で完成させるため、以下の通り車両を配備する。

- |                        |      |
|------------------------|------|
| a. クレーン車(8-ton)        | : 1台 |
| b. 5トントラック(3-tonクレーン付) | : 4台 |
| c. ピックアップトラック          | : 5台 |
| d. 管理用車                | : 3台 |

e. フォークリフト(3-ton) : 2台

## (2) 建設用工具類

掘削工事に必要な削岩機やアルミニウム電線の接続に欠かすことのできない圧縮器をはじめとし、張線器、測定器類を含めた主要工具を配備する。

本計画の工事に必要な工事施工グループ数は、予定工期を考慮した場合に工事種別毎に下記の通りと判断されるため、この27施工グループ用の標準工具を調達することとした。

a. 変電所	:	2施工班(第一期工事のみ)
b. 69KV送電線	:	5施工班(第一期工事のみ)
c. 33KV配電線	:	10施工班(第一期工事は2施工班のみ)
d. 低圧配電線	:	10施工班(第一期工事は2施工班のみ)
合計		27施工班

## 5.9 通信設備

本計画の工事には停電作業、負荷切替作業等も含まれ感電災害発生の危険性もあるため、工事に際しては建設途上極めて重要な因子となる指示・連絡手段を確保し、各現場、各工事グループ間で緊密に連絡をとりあい安全に工事を進めるとともに、建設作業をより効率的に推進する必要がある。また、当該地域においては電話等の公衆通信設備がないため、運開後の系統運用や事故対応のためにも通信設備が必要とされる。

このため変電所間の連絡用としてSogakope変電所に既設無線通信網と同周波数のHF無線機を一台設置する、Asiekpe変電所には既に無線機が設置されているので設置の必要はない。さらに工事用車両にはVHFトランシーバーを装備し、工事中の連絡用として使用し、設備の運開後は系統運用業務用として役立てることとする。調達する機器の仕様を下記に示す。

### a. HF無線機

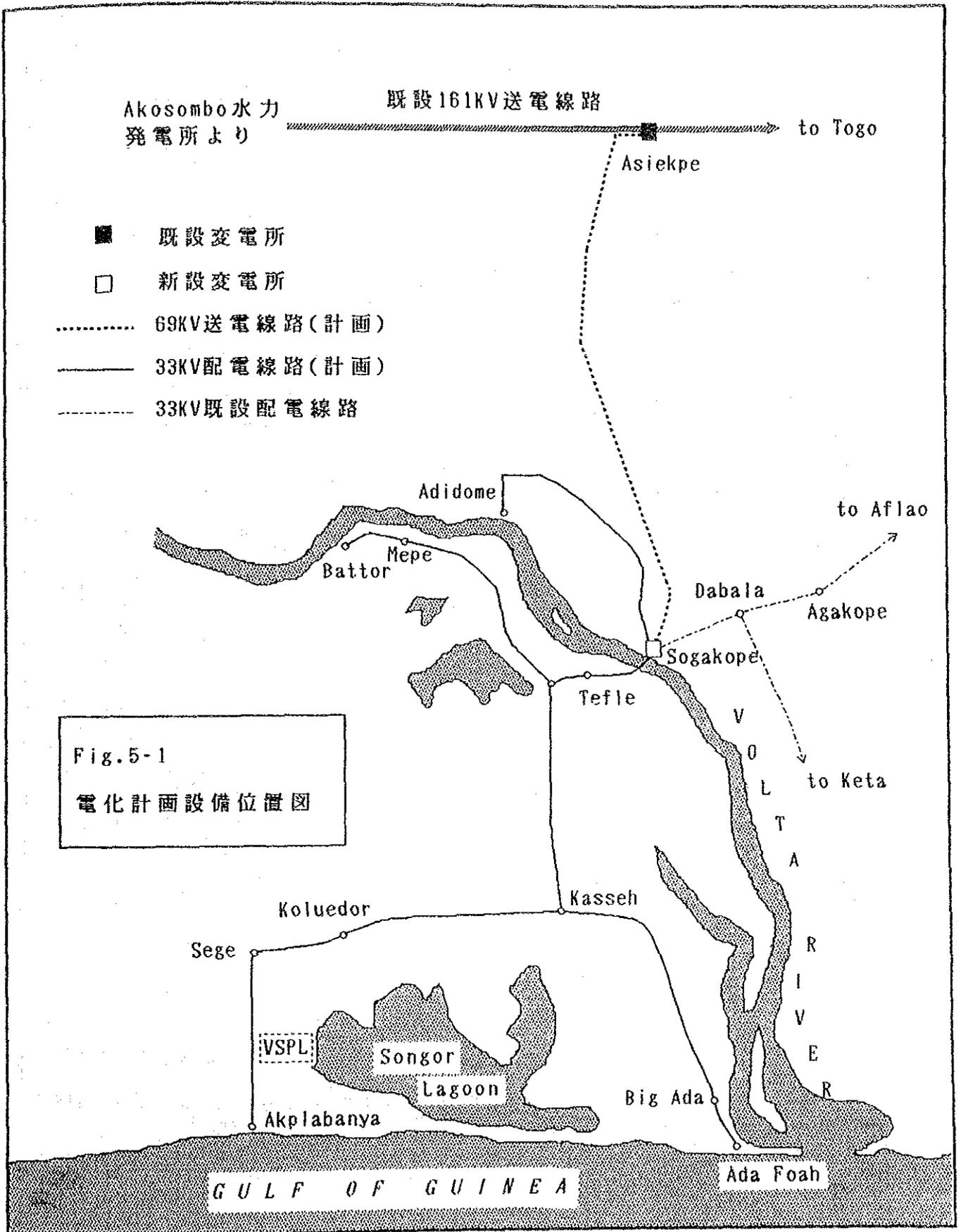
型式	卓上形HF無線機
周波数	8.315 Mz SSB
RF出力	50 W
アンテナ	簡易型ブラウンアンテナ
電源	AC 240 V、非常用バッテリー

b. VHF/FMトランシーバー

型式      ポータブルタイプVHF/FMトランシーバー  
周波数    CH1 : 154.05 MHz      CH2 : 157.50 MHz  
RF出力    5 W  
アンテナ   ホイップアンテナ  
電源      充電式ニッカド電池

図面、表

Fig. 5-1	電化計画設備 位置図
Fig. 5-2	電化計画設備 系統図
Fig. 5-3	Sogakope変電所 単線結線図
Fig. 5-4	" " 機器配置図
Fig. 5-5	Asiekpe変電所 単線結線図
Fig. 5-6	" " 機器配置図
Fig. 5-7	69kv送電線鉄塔図
Fig. 5-8	"
Fig. 5-9	橋梁上電力ケーブル敷設構造（概略）
Fig. 5-10	33kv配電線 操柱図
Fig. 5-11	柱上変圧器 配置図
Fig. 5-12	低圧配電線 支持物図



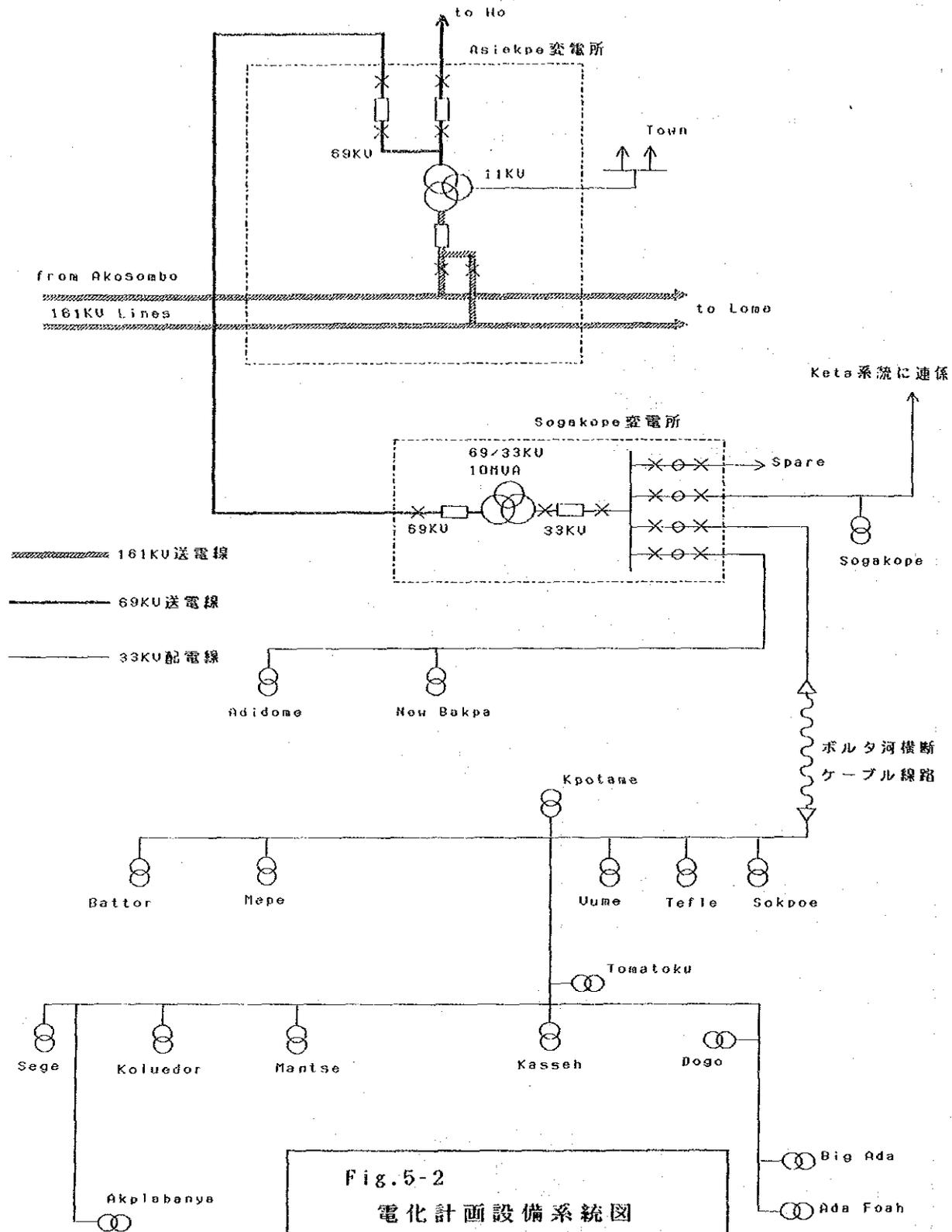


Fig.5-2  
電化計画設備系統図

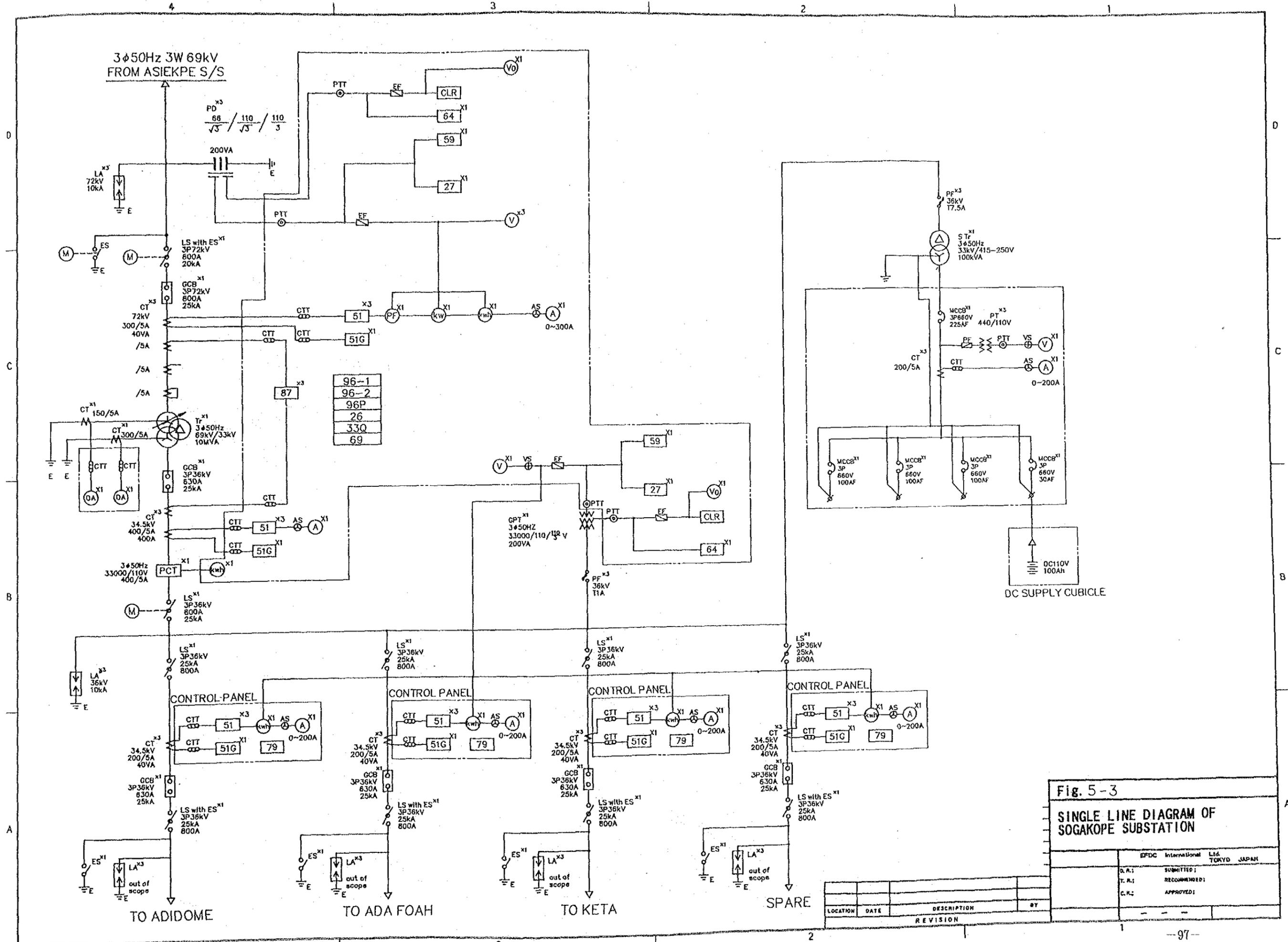


Fig. 5-3  
SINGLE LINE DIAGRAM OF SOGAKOPE SUBSTATION

EPDC International Ltd. TOKYO JAPAN			
D.A.:	SUBMITTED:		
T.A.:	RECOMMENDED:		
C.K.:	APPROVED:		
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			
1			





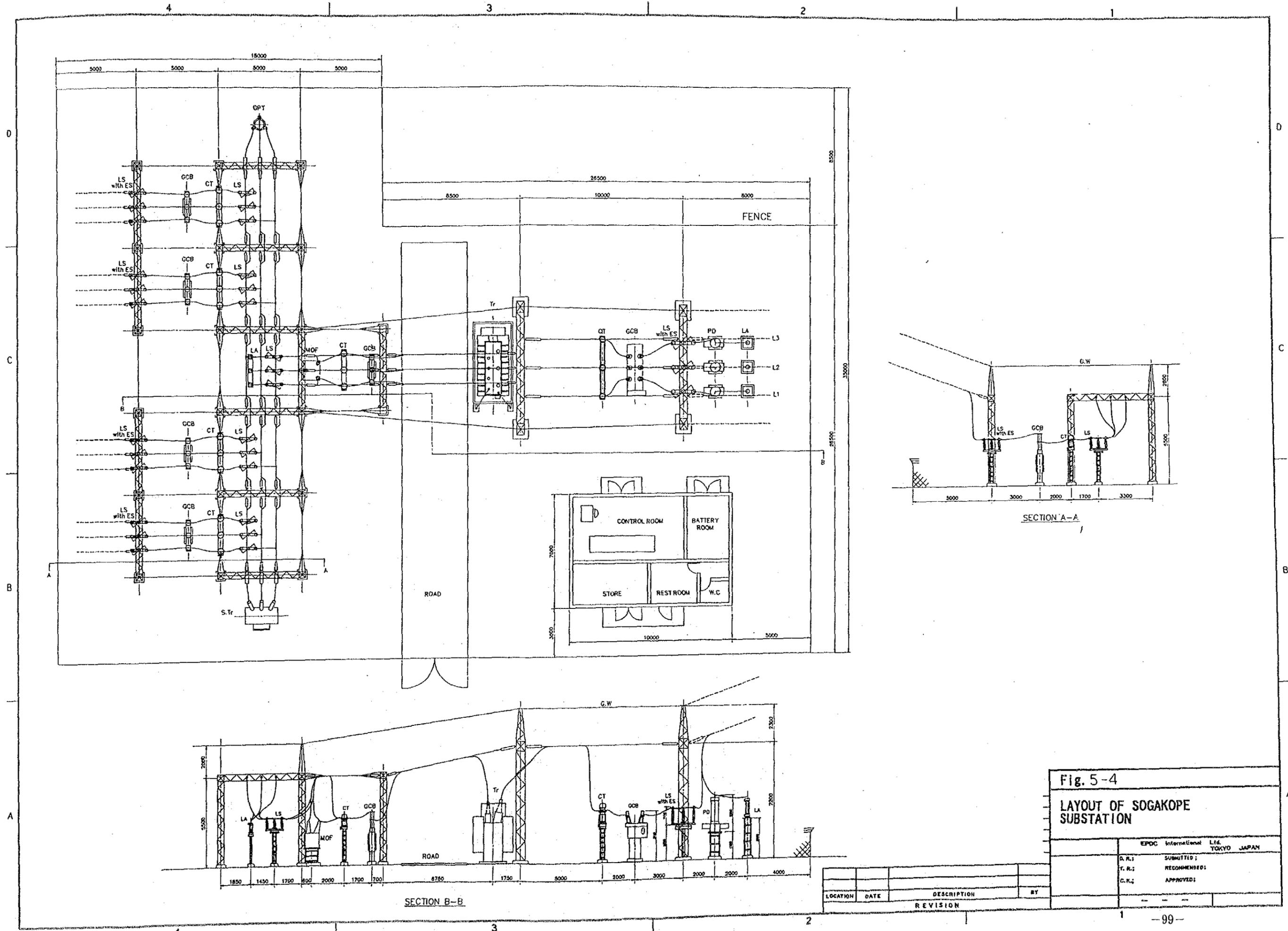


Fig. 5-4

LAYOUT OF SOGAKOPE SUBSTATION

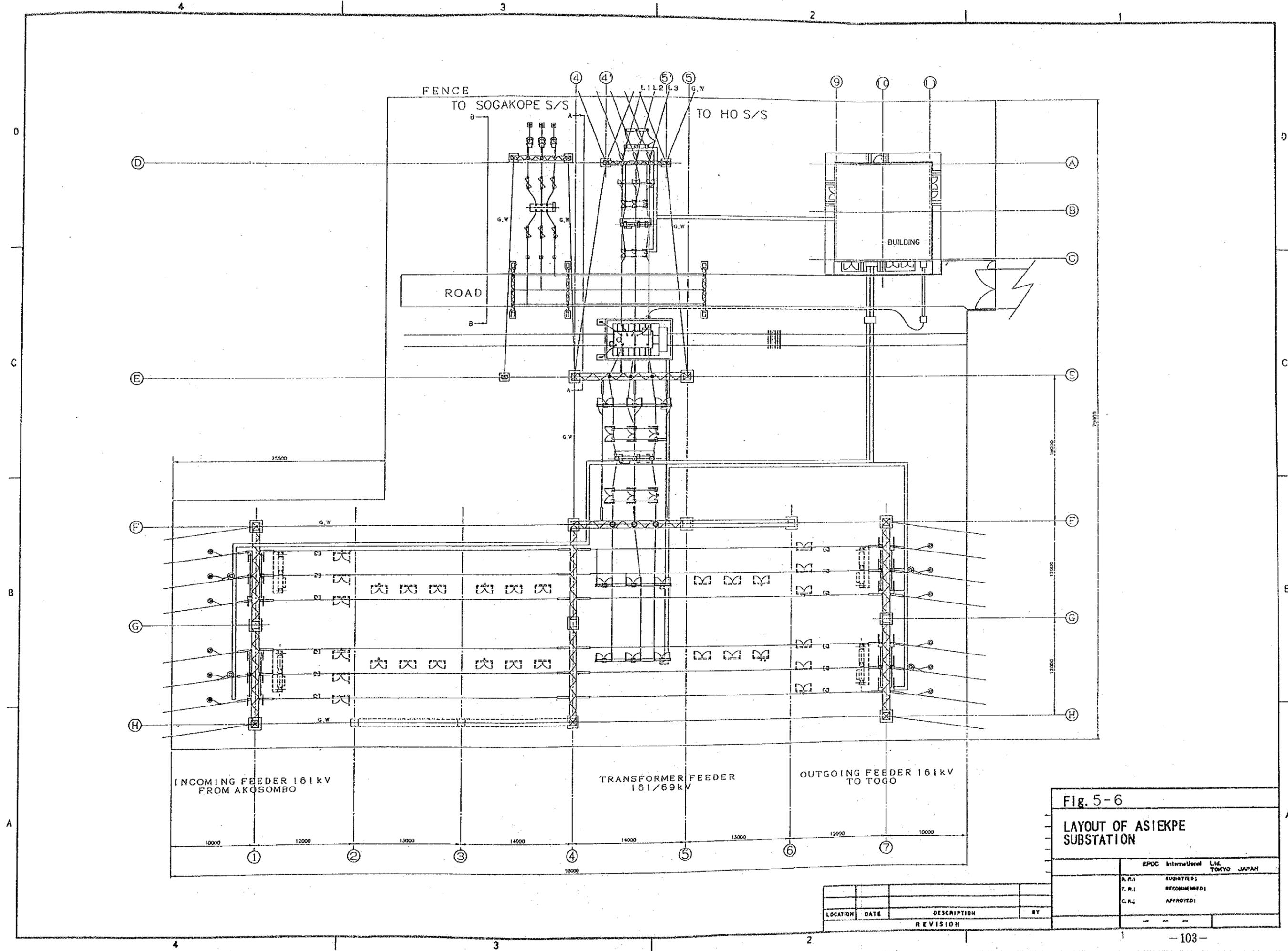
EPOC International Ltd. TOKYO JAPAN	
D. R.:	SUBMITTED:
T. R.:	RECOMMENDED:
C. R.:	APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
		REVISION	









**Fig. 5-6**  
**LAYOUT OF ASIEKPE SUBSTATION**

EPOC International Ltd. TOKYO JAPAN	
D. P. I.	SUBMITTED
T. R. I.	RECOMMENDED
C. R. I.	APPROVED

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			



# TYPE A TOWER

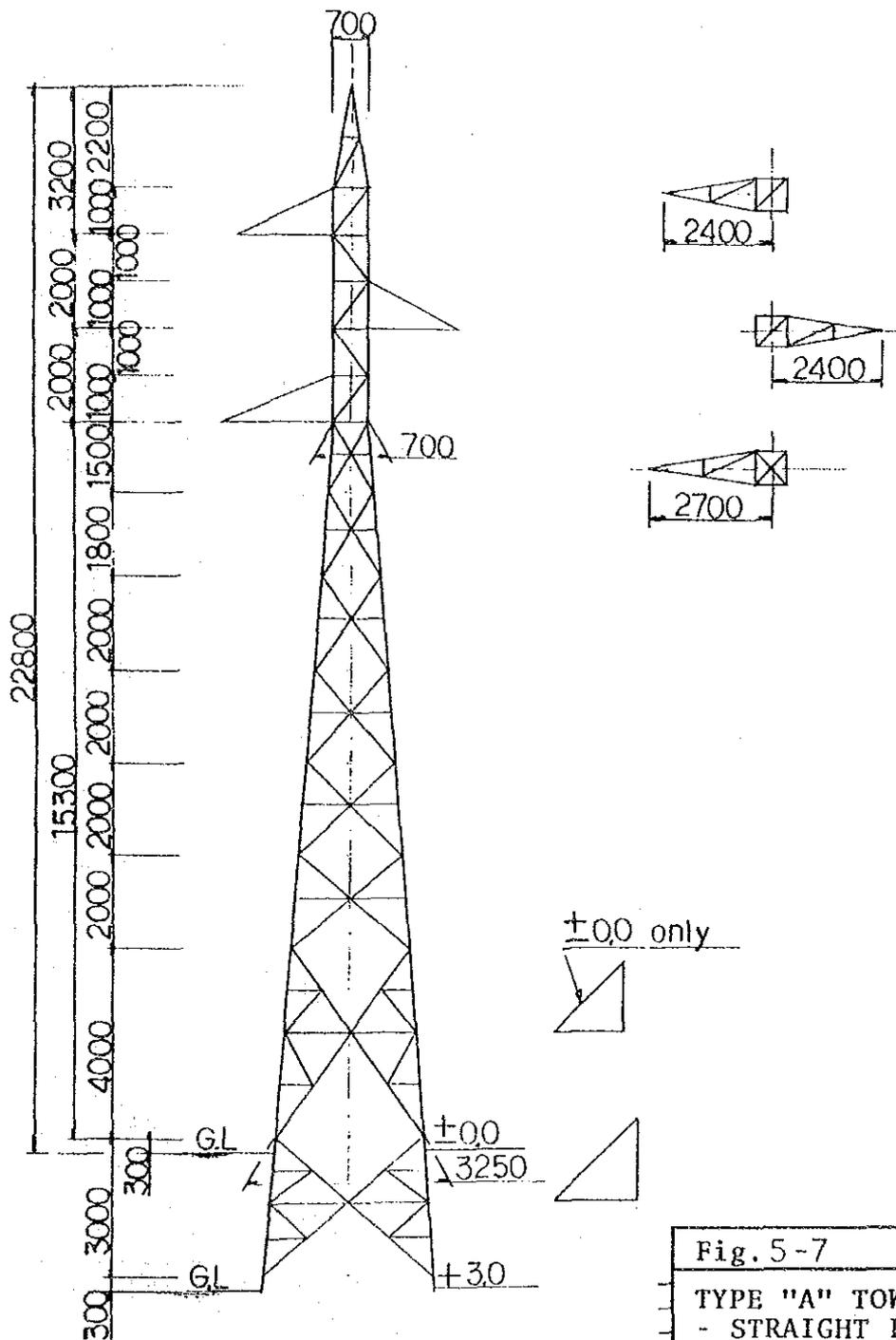


Fig. 5-7

TYPE "A" TOWER  
- STRAIGHT LINE -

EPDC INTERNATIONAL LTD  
TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED;  
T.R.: RECOMMENDED;  
C.K.: APPROVED;

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

# TYPE B TOWER

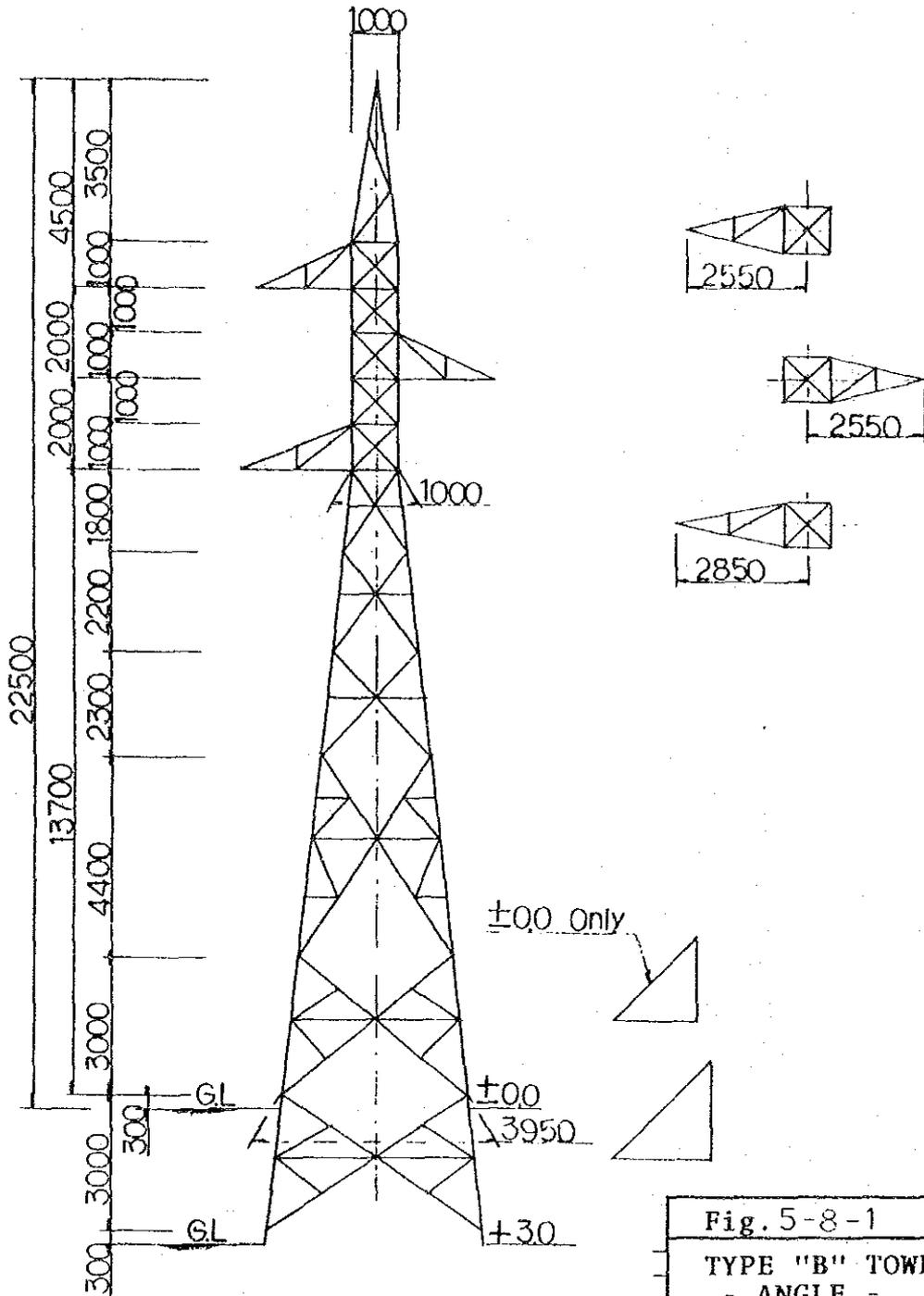


Fig. 5-8-1

TYPE "B" TOWER  
- ANGLE -

EPDC INTERNATIONAL LTD  
TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED;  
T.R.: RECOMMENDED;  
C.K.: APPROVED;

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

# TYPE E TOWER

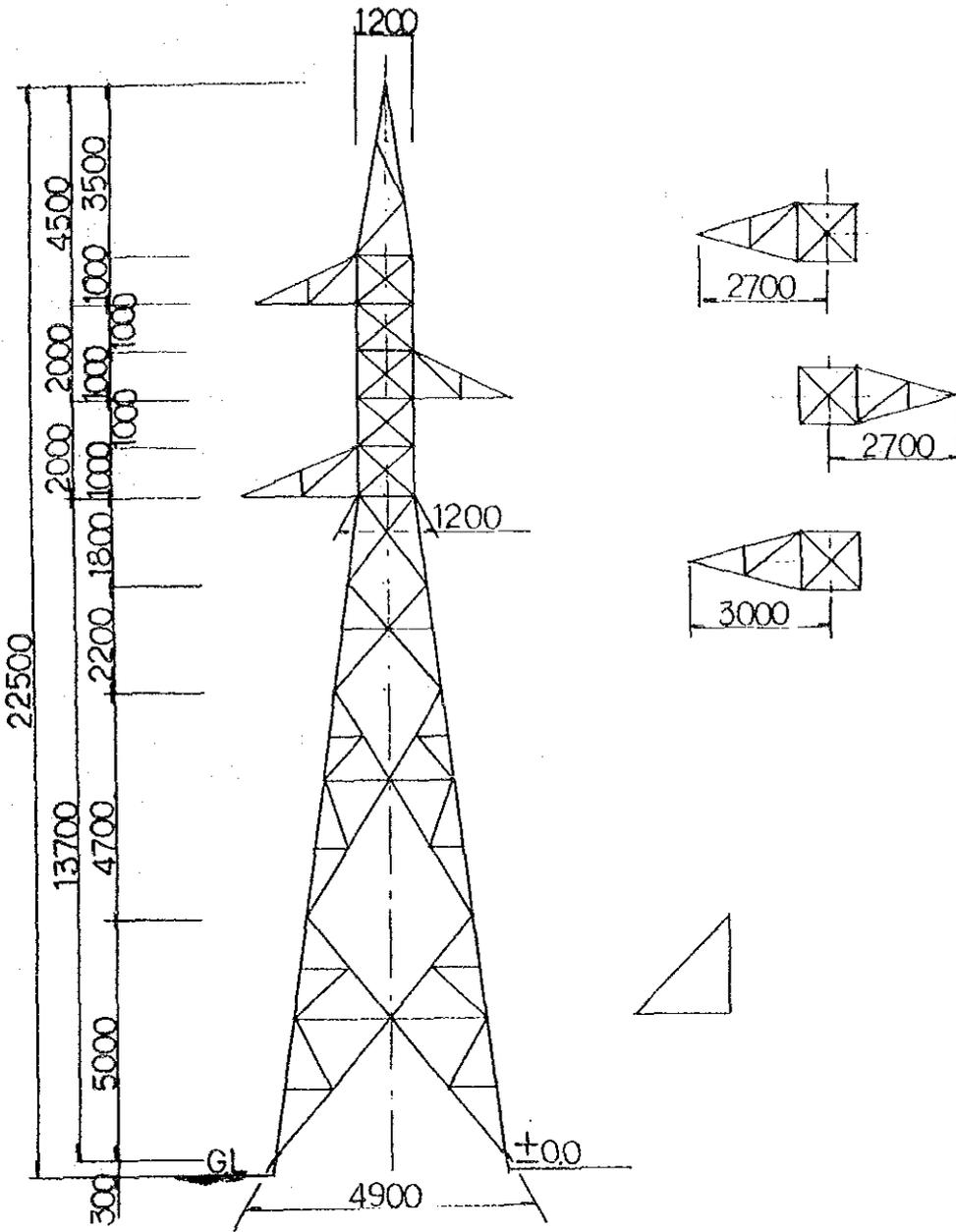


Fig. 5-8-2

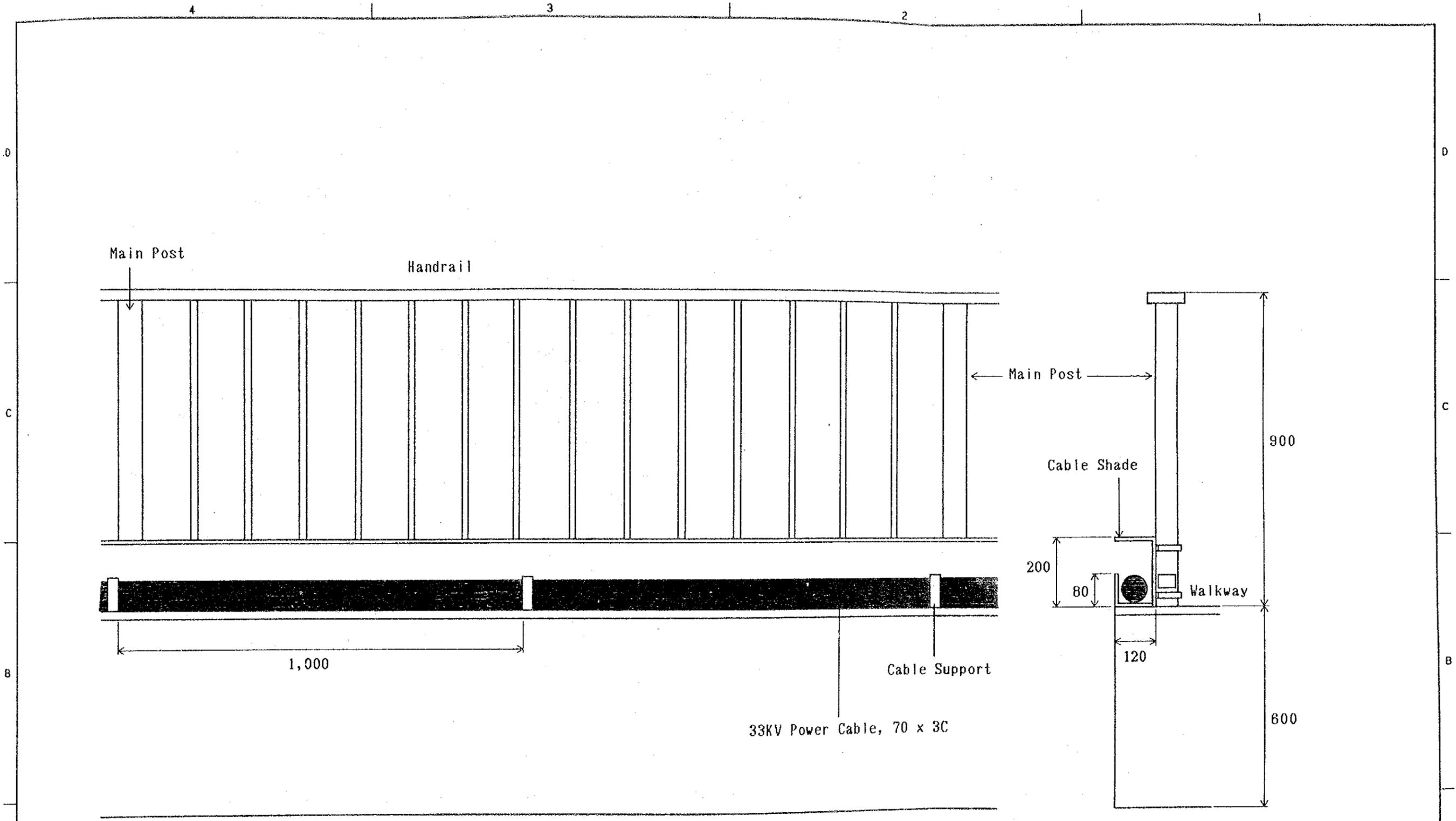
TYPE "E" TOWER  
- ANGLE/TERMINAL -

EPDC INTERNATIONAL LTD  
TOKYO JAPAN

D.R.: SUBMITTED;  
T.R.: RECOMMENDED;  
C.K.: APPROVED;

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			





**Fig. 5-9**  
**INSTALLATION OF CABLE LINE**  
**ON THE SOGAKOPE BRIDGE**

				EPDC International Ltd. TOKYO JAPAN	
D.R.:		SUBMITTED:			
T.R.:		RECOMMENDED:			
C.K.:		APPROVED:			
LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY		
REVISION					





4

3

2

1

D

D

C

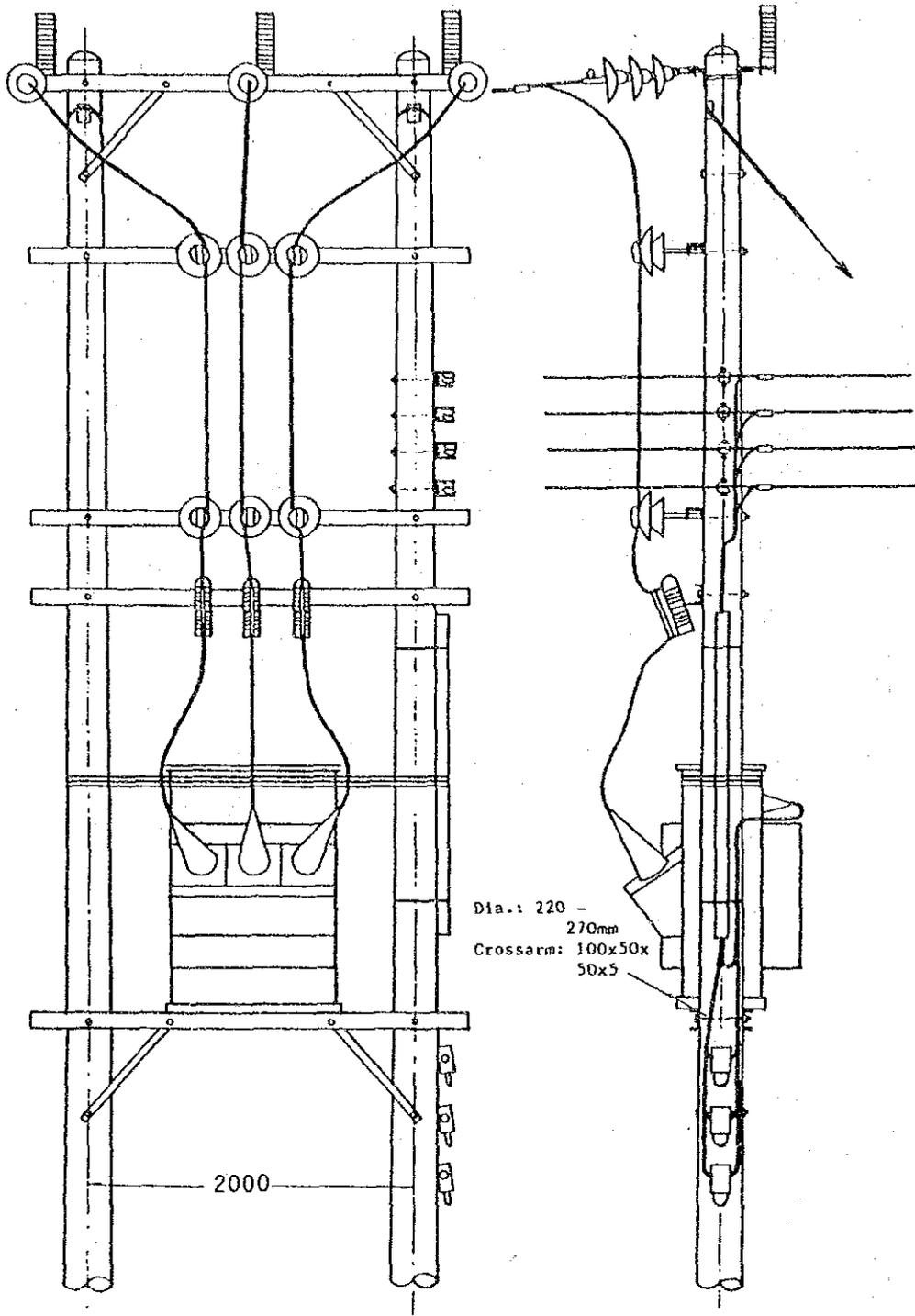
C

B

B

A

A



Dia.: 220 -  
270mm  
Crossarm: 100x50x  
50x5

2000

Fig. 5-11			
33KV TRANSFORMER PLATFORM			
ELECTRIC POWER DEVELOPMENT CO., LTD. TOKYO JAPAN			
D. R.:		SUBMITTED:	
T. R.:		RECOMMENDED:	
C. K.:		APPROVED:	

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY
REVISION			

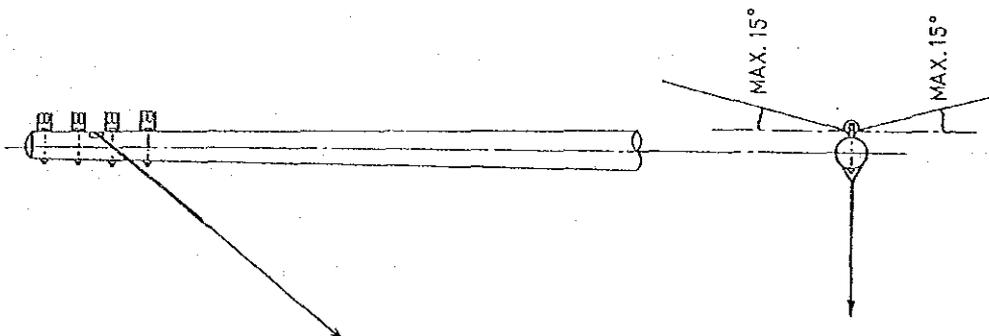
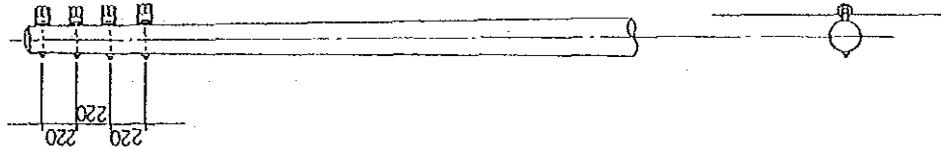


Fig. 5-12

TYPICAL POLE ASSEMBLING  
OF LOW VOLTAGE LINE

EPOC International Ltd. TOKYO JAPAN	
D.S.:	SUBMITTED:
T.A.:	RECOMMENDED:
C.A.:	APPROVED:

LOCATION	DATE	DESCRIPTION	BY

REVISION

## 5.10 施工計画

### 5.10.1 施工方針

本計画は日本国政府の無償資金協力の枠組に従って実施される。本計画は両国政府において承認され、E/N締結後実施に移ることとなる。この後ガーナ国政府により日本法人コンサルタントが選定され、実施設計作業に入る。実施設計図書完成後、入札によって決定される日本法人請負業者により、資機材の調達及び建設工事が行われる予定である。なお事業を実施する場合の基本事項並びに特に配慮を要する点は以下の通りである。

#### (1) 事業実施主体および工事分担

本計画のガーナ側の実施担当機関はエネルギー省(MEN)となる。技術面における直接の担当部門としては、33KV以下の配電設備についてはガーナ電力公社(ECG)、69KV送電設備についてはボルタ河公社(VRA)である。本計画は実質的にはこの二組織により工事が実施されることとなるが、計画の実施責任の一元化及びプロジェクト管理の容易性を考え、エネルギー省が両者を総括管理することとし、専任の総括責任者により運営されるプロジェクトオフィスを設置することにより計画実施に係わる管理を行う事とする。本計画の一切の工事を円滑に進めるため、ガーナ国側はこの責任者を通じ日本のコンサルタント及び請負業者と密接な連絡並びに協議を行う必要がある。またこの責任者はECG及びVRAに対し本計画内容を十分に説明・把握させ、建設工事实施中の安全確保について注意をうながすとともに、プロジェクトを工程通り進行すべく協力するよう指導する必要がある。このプロジェクト実施組織図をFig. 5-13に示す。

本プロジェクトで日本側及ガーナ側が負担する工事範囲は次の通りである。

#### a. 変電所

ガーナ側：用地取得、整地、給排水、基礎工事、接地網工事

日本側：設計、基礎及び接地網設計、資機材納入、機器組立、  
据付、配線、試験・調整

#### b. 69KV送電線

ガーナ側：用地取得、伐採、整地

日本側：設計、資機材納入、建設工事、試験・調整

c. 33KV配電線

ガーナ側：用地取得、伐採、整地

日本側：設計、資機材納入、建設工事、試験・調整

d. 低圧配電線

ガーナ側：工事实施

日本側：設計、資機材納入、工事計画、設計指導

(2) コンサルタント

本計画の無償資金に係る資機材の調達及び施設建設のため、日本法人コンサルタントがガーナ国政府と設計監理契約を結び、本計画に係わる施設建設及び調達資機材の実施設計並びに工事施工監理を行う。また、コンサルタントは入札図書を作成するとともに事業実施主体に対し入札推進業務を代行する。

(3) 工事請負業者

日本国政府の無償資金協力制度により、公開入札で選定される日本国法人請負業者が、資機材の調達業務と施設の建設業務を行う。なお、請負会社は当該電力設備が建設完了後も引続きスペアパーツの供給、事故時の対応等のアフターケアが必要と考えられるため、建設後の日本との連絡調整についても充分配慮する必要がある。

(4) 技術者派遣の必要性

本計画の建設工事には、当該電力設備の構成、機能に精通した特殊熟練技術が必要である。ガーナ国においては本技術を有する技術者の確保が困難なことから、日本より電力設備の建設、試験・調整に精通した技術者を派遣する必要がある。

(5) 施工上特に留意すべき事項

本計画には稼働中の変電所構内において実施される工事も含まれていること及び無償資金協力のプロジェクトであることを考慮し、以下の項目に留意すべきである。

- 1) 工事に際しては、当該変電所の他設備に被害を与えないよう施工法、施工機械の選定に留意する。

- 2) 既設設備との接続作業等、停電を伴う工事については時期、所要時間等を事前に ECG及びVRAと確認し、これを厳守する必要がある。
- 3) 工事に必要な仮設施設、資機材置場は、既設設備等に影響を及ぼさないようにする。
- 4) 現地据付工事の工期が短いので、送電線路、変電設備、配電線路の各工事を並行して実施する必要がある。

#### 5.10.2 建設事情及び施工上の留意事項

##### (1) ガーナ国の建設事情

- 1) 基礎工事等を実行できる技術者、作業員の確保は容易である。
- 2) 変電設備、送電設備に対する据付、試験・調整等に関しては実績が少ないため、これを実行できる技術者の確保は極めて困難である。
- 3) 工事用の建設機械、工具は特殊なものを除いて調達は可能である。
- 4) 現地での陸揚げ港はガーナ国最大の陸揚げ港であるテマ港が考えられる。同港は大型の陸揚げ設備が整備されており、本計画の資機材の陸揚げに支障はない。
- 5) 本計画の資機材はSogakopeに設けられるストックヤードに搬入されることになるが、Sogakope手前のLower Volta Bridgeは老朽化及びリハビリテーション工事のため重量制限されており、大型トレーラの通行は不可能である。このため大部分の資機材は上流部にあるAkosombo Bridge経由で輸送されることになり、内陸輸送距離は長くなる。
- 6) 資機材の内陸輸送ルートは未舗装部分も多いが、現在同国の主要道路として使用されているルートであり、輸送時に注意すれば問題ないものと判断される。

##### (2) 施工計画の留意点

- 1) 当該地では4月及び9月に雨期を迎えるため、工事に支障をきたすことが懸念される。このため、本期間外にコンクリート工事、埋設工事等を行ってしておくなど工程計画上の留意が必要である。また、重量物の輸送或は据付工事には特に注意しなければならない。
- 2) 本計画の工事には既設変電所の改造工事が含まれており、工事期間中であっても平常通り電力供給を続ける必要があるため工事途上における感電事故発生の危険性が大きい。このため事故防止及び安全確保に十分な注意を払うこととする。また停電を伴う工事の場合には停電時間を最短とするような配慮が必要である。
- 3) 配電線路の大部分は比較的交通量の多い主要幹線道路沿いに建設されることになるため、特に交通災害及び第三者傷害等に充分注意し施工する必要がある。

### 5.10.3 施工監理計画

日本国政府の無償資金協力の方針に基づき、コンサルタントは基本設計の主旨を踏まえ、実施設計業務・工事監理業務について一貫したプロジェクトチームを編成し、円滑に業務実施を行う。施工監理段階においてコンサルタントは本工事に適切な技術を備えた現場常駐監理者を派遣し、工事指導及び連絡を行う。この他、コンサルタントは工事進捗に合わせて必要時期に短期間、各設計或は試験・調整担当者を派遣し、施工監理及び検査立会いを行う。

#### (1) 施工監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工事期間内に確実かつ安全に実施されるよう工事全般にわたり適切な施工監理を行う必要があり、下記を基本方針とする。

##### 1) 工程監理

- a. 資機材の製作と搬入、工事について常に計画と実績を比較し出来高の管理を行う。
- b. 各工事項目毎の工程を、月別、週別、日別に管理し工事請負業者が契約工期を厳守するよう指導する。

##### 2) 品質管理

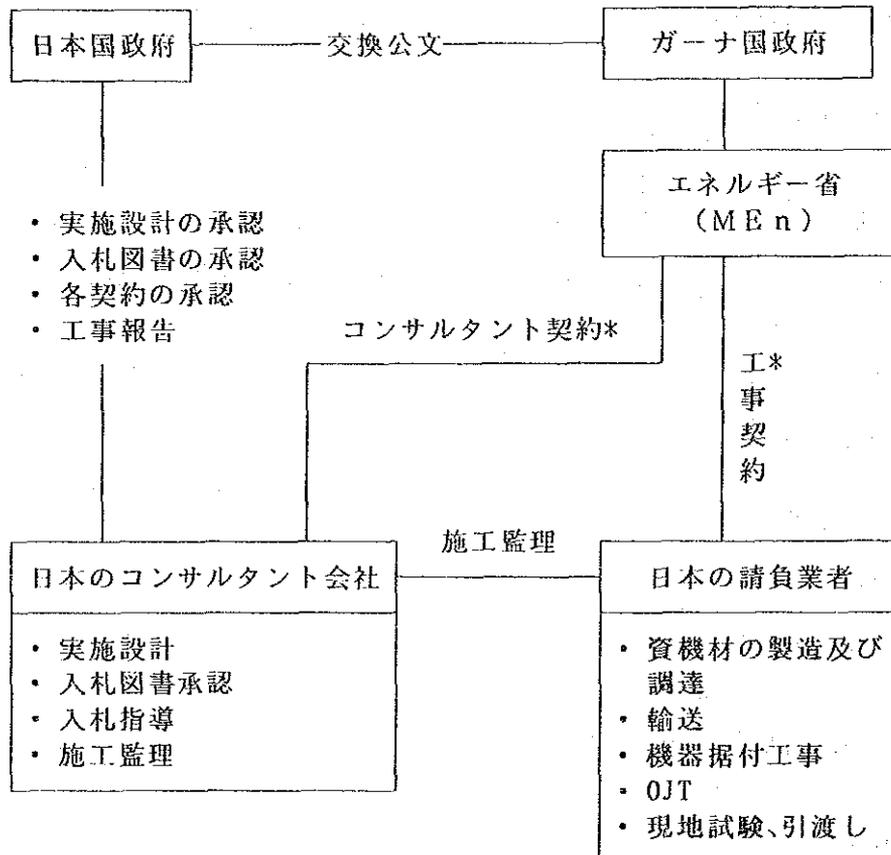
- a. 資機材については、実施設計書に基づき、照合し管理する。
- b. 現地で実施される据付工事、配管、配線、接続工事等については、精度検査、工法検査、機能試験等に立ち会う。

##### 3) 安全管理

- a. 末端の労働者まで各種災害防止に関する意識を持たせ、職長クラスについては、危険予知能力を身につけさせるよう請負業者を指導する。
- b. 既設電力設備は荷電中の部分が多いため、各設備の荷電状況を常に確認するよう指導し、感電事故防止に努める。
- c. トラッククレーン等の建設機械類の点検を常に行うように指導し災害防止に努める。
- d. 運搬車両、工事用機械等がサイト内を通行する場合、徐行運転を厳守し、人身事故等が起こらないよう十分注意するよう指導するとともに既設の建物や設備等を破損しないよう留意し、その防止に努めるように喚起する。

(2) 施工監理実施時の全体的な関係

施工監理実施時の施工監理体制、関連機構等の全体的な関係は次図に示す通りである。



\* 備考 : コンサルタント契約及び工事契約には日本国政府の認証が必要である。

### (3) 施工監督者

工事請負業者が実施設計図書に合致した施設建設を工期内に完成させるためには、ガーナ国の現地施工会社との共同作業を円滑に運営出来る能力と、現地施工会社に対し適切な技術指導の出来る能力が必要とされる。さらに、より良い品質を確保するためにも同種プロジェクトの経験を持つ施工監督者が望ましい。

工事請負業者は本プロジェクトの施設規模、内容から必要とされる常駐施工監督者を派遣し、送電、変電、配電の三部門にわたる電力設備の建設工事を並行して進める。この他、各工事項目ごとに工程に合わせ必要に応じて機器据付指導、試験・調整のための短期間の技術者派遣が必要である。

#### 5.10.4 資機材調達計画

本計画に必要な資機材の調達先は原則として以下の方法による。

- a. 木柱、セメント、骨材は現地調達とする。
- b. 上記以外の主要資機材は日本製を採用する。

#### 5.10.5 実施工程

日本国政府の無償資金協力により当該プロジェクトが実施されることを前提として、下記に実施順序および方法を記述する。

本計画は、工事規模および工期上、無償協力案件としては2期分けが必要となる。

各期に於ける計画工事項目を Fig. 5-14 に示す。

各期の計画工事内容について、両国間で交換公文(E/N)締結が行われ、実施設計、入札図書作成、入札、工事契約の段階を経て、機材調達、施設建設が行われる。

各ステップの概要は以下のとおりである。Fig. 5-15 に、予定される事業実施工程を示す。

##### (1) 実施設計業務

実施設計については、E/N締結後、日本のコンサルタントはガーナ国側と直ちにコンサルタント契約を締結し着手する。

基本設計調査及び実施設計調査の確認の結果を基に、入札図書(仕様書及び実施設計図)の作成を行う。実施設計の初期と最終の二段階に、ガーナ国側関係機関と綿密な打ち合わせを行い、最終成果品の承認を得て入札業務に進む。所要作業期間は第一期工事及び第二期工事ともにそれぞれ3ヶ月と予想される。

## (2) 入札・工事契約締結

コンサルタントはガーナ国に代わって入札公示、入札参加書の受理、審査、入札説明会の開催、入札図書配布等を行い、一定の入札準備期間をおいた後、入札を実施し入札価格及び入札図書を受領後速やかにその結果を審査し、ガーナ国と日本法人の請負会社間の工事契約の締結促進をはかる。なお、入札は関係者立会いのもとに行われ、最低価格を提示した入札者が、その入札内容が適正であると評価された場合、落札者となり、ガーナ国政府と工事契約を行う。入札から工事契約までに要する期間は2ヶ月と予想される。

## (3) 資機材調達及び建設工事

工事契約署名後、日本国政府の認証を得て工事に着手する。本計画の規模、施設内容から判断し、建設資材調達が順調に進み、ガーナ国側負担範囲の工事が円滑に行われるとすれば、本計画の建設及び機材調達に係わる工期は、第一期工事が12ヶ月、第二期工事が10ヶ月と想定される。なお、コンサルタントは、請負会社と工事着工前の打ち合せを行うとともに資機材の現地輸送、施工法、工事工程等について、請負会社の指導、監督を実施し、工程管理、品質管理を行い、E/Nに定められている期間内に業務を完了するものとする。

### 5.10.6 概算事業費

本計画を日本の無償資金協力により実施する場合に必要な事業費総額は、19.11億円となり、日本とガーナ国との負担区分に基づく双方の経費内訳は、次のとおりと見積られる。

#### (1) 日本側負担経費

(単位:億円)

項目	第一期	第二期	合計
建設費	8.69	5.74	14.43
資機材費	1.06	1.95	3.01
設計監理費	0.99	0.68	1.67
合計	10.74	8.37	19.11

(2) ガーナ国側負担経費

(単位:百万セディ)

項目	第一期	第二期	合計
測量・伐採	25.761	31.607	57.368
用地関連経費	17.098	9.682	26.780
基礎工事	33.332	-	33.332
低圧線工事	-	39.252	39.252
合計	76.191 (約18.3百万円)	80.541 (約19.3百万円)	156.732 (約37.6百万円)

(3) 積算条件

- 1) 積算時点 1993年2月
- 2) 外国為替交換レート 1US\$=124.80円  
(1992年8月～1993年1月, 180日間のTTS平均値)  
1US\$=515セディ  
(1992年12月の交換レート)
- 3) 施工期間 施工工程に示すとおり
- 4) その他 本計画は、日本国政府の無償資金協力の制度に従い実施されるものとする。

Fig.5.13 プロジェクト実施組織図

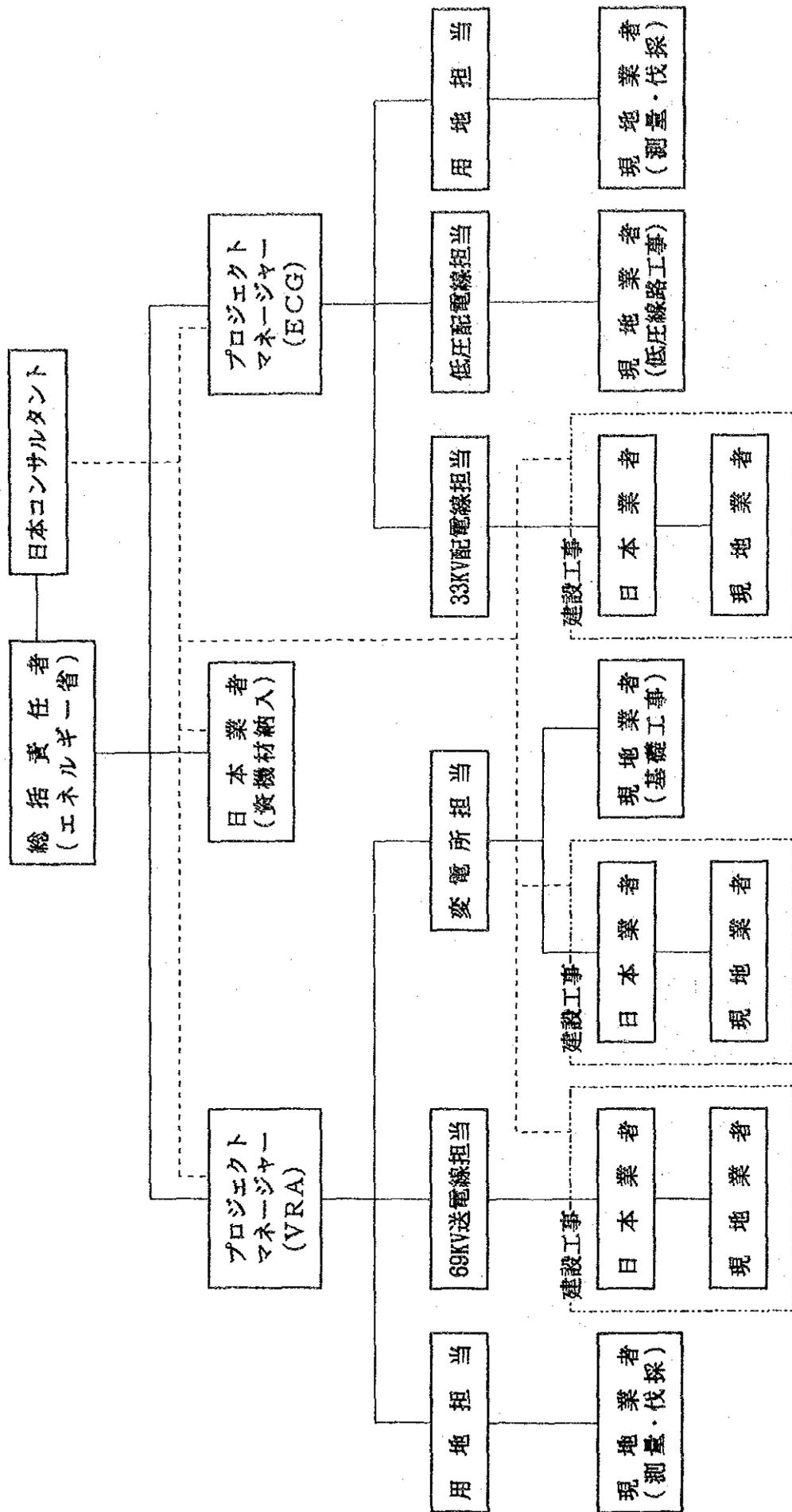
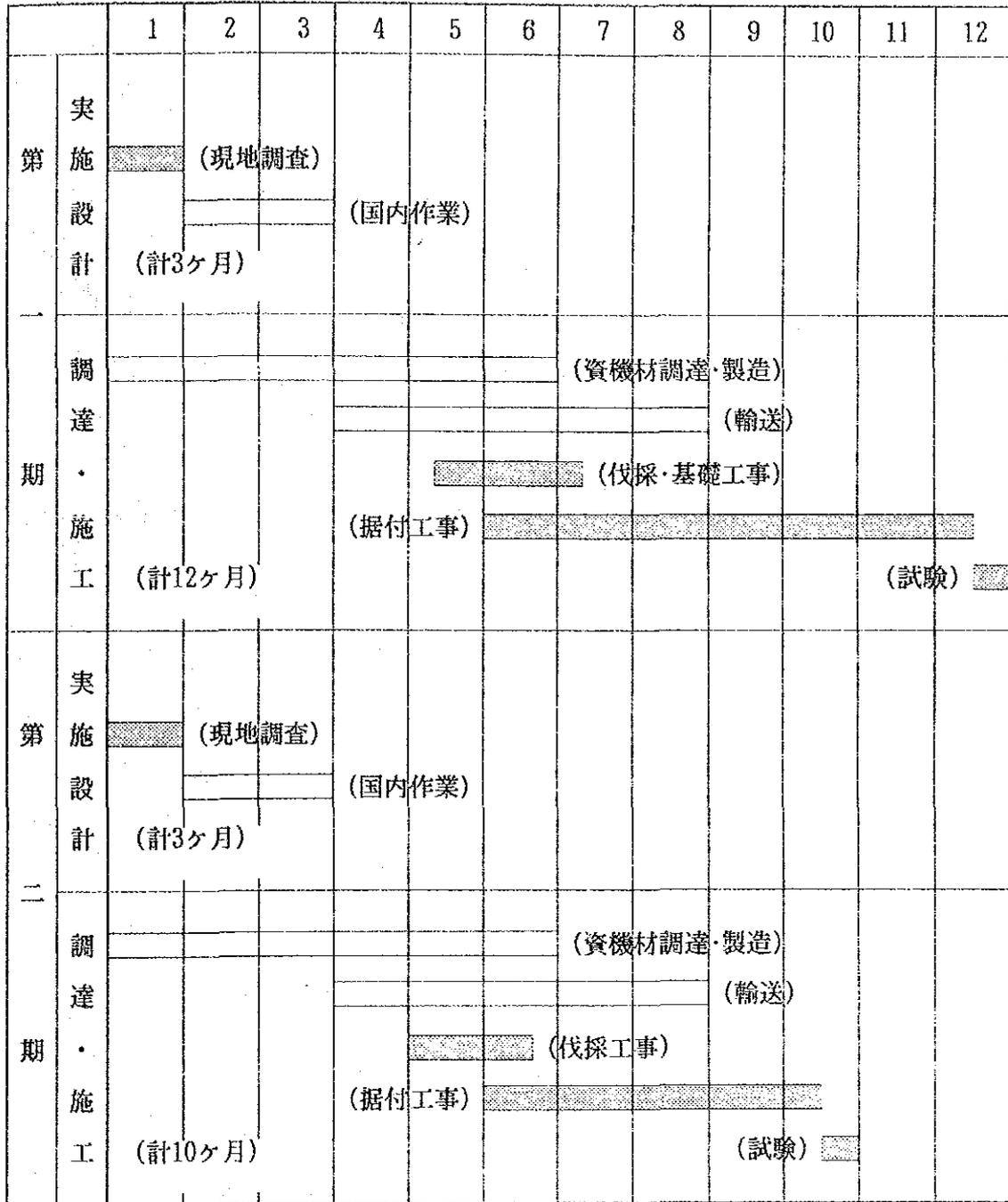


Fig.5-14 事業実施工程



備考： ■ 現地作業  
□ 国内作業



## 第6章

### 事業の効果と結論



## 第6章 事業の効果と結論

### 6.1 事業の効果

#### 1) 地域住民への裨益効果

本計画は未電化地域の電化を内容とするものであって、地域に居住する全住民が久しく待望していた基本的インフラの確立と言える。

この計画の完成に伴う裨益階層としては、政府関係の行政機関から病院、学校などの公共機関は勿論、商工業者および一般住民に至るまで全ての階層に亙る。

##### a. 裨益住民人口

大別して、5地域に亙り、裨益人口は10万4千6百人に及ぶ。

家庭での照明は現在ケロシンランプに頼っているため、経済的にも電気の導入が待望されている。

##### b. 政府機関

電化計画対象の直接の目的であるAda Foah、Sogakopeおよび Adidomeの3郡都が本計画地域範囲にあり、それぞれ郡の官公庁が所在し、地方行政の中心となっている。

##### c. 公共機関

3郡都は勿論、地域内諸タウンには必ず学校がある。また、100ベッドを越す病院が Battorにあり、Adidomeにもミッション病院がある。また、主タウンには施薬所(Dispensary)があり、電化への期待が大きい。

Ada Foah、Sogakopeは飲料水供給計画を持っており、電気を待望している。

#### 2) 産業振興面の効果

##### a. 商業需要

国道沿いの諸タウンではガソリンスタンド、ホテル、飲食店など多く、またAda Foahは観光産業に力を注いでおり、照明、冷蔵庫、冷房などに対する強いニーズがあり、電化の効果は大きい。

##### b. 農工業需要

現状でも小規模の手工業が存在し、電気を待望しており、皮革、壺、煉瓦、木工、農産品加工・貯蔵などのため、電化後は電気利用による生産拡大の可能性がある。更に各所に灌漑計画があり、電化による地域産業発展への効果が期待される。

### c. 製塩産業に対する効果

Sege付近にガーナ最大の製塩企業（政府所有）が存在し、現在でも年産5万トンの塩生産を行っており、地元には大きな雇用機会を与えている。

小容量の自家発電所によりポンプを運転して生産しているが、安定な電源があればポンプ増設により生産拡大が可能であるとしており、配電線による電化に強い期待を示している。

更に、当地方のSongor Lagoon全体を開発し、大製塩産業を起し、年産100万トンを生産しようとする国家計画がある。現在まだマスタープランの段階であるが、電気が当地方に導入されることにより、この計画を支えるインフラが整備されることとなり、計画は大きく前進するものとガーナ政府は期待している。

## 3) 電気事業としての本計画のメリット

### a. トーゴからの逆受電形態の改善

Volta河東南部Ketaなどの地域は既に電化されているが、輸出した電力をトーゴから再度輸入して供給している。今回の計画完成後は、同地域の全部に対して本計画の系統から供給できることとなり、その不合理面が改善される。

### b. 既存設備の合理的活用

本計画システムの起点となるAsiekpe変電所は、変電容量が25MVAx2と大きく、1982年竣工以来その利用状態は、最大でも3000kw程度に過ぎないため、過大施設の早期活用が望まれていた。今回の計画により、今後新たな計画地域の需要は総てこの変電所が賄うこととなり施設は合理的に活用される。

## 6.2 事業の妥当性

### 1) 設備面

計画の施設は69kv送電線、69/33kv変電所、33kv配電線および低圧系統からなり、地方電化としては比較的大規模であるが、現在の既存電力系統の状態と10年後の想定需要が10MVAを超えることを考慮すれば、適切・妥当な施設である。

### 2) 裨益効果面

上記に述べたように、計画地10万人以上の住民に寄与する効果は極めて大きい。

### 3)維持管理面

本計画の設備は、ガーナ政府の電力公社であるVRAおよびECGが、全国に所有する既存設備の一部として維持管理することとなるものであり、完成後の運用に問題はない。

## 6.3 結論

本計画は前述のように多大な効果が期待できると同時に、ガーナ国の発展と広く住民の生活向上に寄与するものであることから、本計画を無償資金協力で実施することは妥当であると判断される。

さらに、本計画の運営・管理についても、先方国側体制は人員・資金ともに問題はないと考えられる。

なお、ガーナ国政府は、地方電化の推進、特に全郡都電化の早期実現を強く念願しており、本計画の日本の無償資金協力での具体化に強い期待を寄せている。

以上の点から、本計画が日本政府の無償資金協力により実施される意義は大きく、その妥当性は極めて高いと判断される。



## 添付資料



## 基本設計調査団

氏名	担当業務	所属
大久保久俊	団長、総括	国際協力事業団、無償資金協力調査部 基本設計調査第一課
小池仁	送配電計画	株式会社EPDCインターナショナル
野田稔	変電設備	株式会社EPDCインターナショナル
野口久弥	送配電設備	株式会社EPDCインターナショナル

## ドラフト説明調査団

氏名	担当業務	所属
石岡秀敏	団長、総括	国際協力事業団、無償資金協力調査部 基本設計調査第一課
小池仁	送配電計画	株式会社EPDCインターナショナル
野口久弥	送配電設備	株式会社EPDCインターナショナル



日数	月日	曜日	訪問先・調査内容
1	11/12	木	成田発 12:30 (KL-862) → アムステルダム着 16:45
2	13	金	アムステルダム発 13:10 (KL-589) → アクラ着 19:00
3	14	土	団内打合せ、車両手配等調査準備
4	15	日	大使館打合せ、団内打合せ
5	16	月	大使館、大蔵経済企画省、JICA、ECG、エネルギー省表敬
6	17	火	ECG協議
7	18	水	サイト調査 - Sege, Lekpoguno, Kasseh, Ada Foah, Battor, Lower Volta Bridge
8	19	木	サイト調査 - Sogakope, New Bakpa, Adidome, Asiekpe, Mantsekope, Koluedor
9	20	金	ECG, GHA協議、大使館打合せ、大久保アクラ着
10	21	土	団内打合せ
11	22	日	団内打合せ
12	23	月	大使館表敬、JICA事務所打合せ、ECG, VRA, MOE協議
13	24	火	サイト調査(大久保、野口)、資料収集(小池、野田)
14	25	水	ECG, VRA, MOE ミニッツ協議
15	26	木	ECG, VRA, MOE ミニッツ協議、疊参事官招待昼食会 GHA協議、調査団主催夕食会
16	27	金	中央給電指令所調査(小池、野田)、ミニッツ署名 大使館、JICA報告
17	28	土	資料整理、追加調査項目作成
18	29	日	系統構成原案作成、技術打合せ項目作成
19	30	月	VRA技術事項打ち合せ
20	12/1	火	ECG技術事項打ち合せ、Sege塩業関連調査



日 数	月 日	曜 日	訪問先・調査内容
21	2	水	配電変圧器位置関連打ち合せ Technical Note原案協議
22	3	木	Vacuum Salt Products Ltd. 訪問, 詳細聴取
23	4	金	休日 - Farmers Day 資料整理
24	5	土	前回プロジェクト地域視察
25	6	日	資料整理
26	7	月	追加質問事項の回答受け、資料返却
27	8	火	アクラ発 20:45 (KL-586)
28	9	水	アムステルダム着 06:30
29	10	木	アムステルダム発 14:30 (KL-861)
30	11	金	成田着 09:55



現地調査日程 - ドラフト説明調査団

日数	月日	曜日	訪問先・調査内容
1	3/8	月	成田発 12:00 (JL-469) → アムステルダム着 16:15
2	3/9	火	アムステルダム発 11:10 (KL-585) → アクラ着 18:45
3	3/10	水	JICA、大使館、大蔵経済企画省、ECG、VRA、エネルギー省、GHA表敬打ち合せ
4	3/11	木	ECGにてドラフト説明会
5	3/12	金	確認事項まとめ、ミニッツ協議
6	3/13	土	サイト調査
7	3/14	日	前回プロジェクト地域視察(トクセ〜セニャベレク)
8	3/15	月	ミニッツ署名、大使館、JICA報告 アクラ発 23:59 (GH-710)
9	3/16	火	ロンドン着 07:00
10	3/17	水	ロンドン発 14:00 (VS-900)
11	3/18	木	成田着 10:55



機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
日本大使館	小 嶋 敏 広 壘 二 夫 寺 岡 敬 高 木 桂 一	特命全権大使 参事官 一等書記官 専門調査員
国際協力事業団	平 沢 昭 男 大 田 孝 治	ガーナ事務所長 ガーナ事務所職員
Ministry of Finance & Economic Planning	Mr. Chales Abakah Mrs. Agnes Batsa Mr. Michael Baddoo Mr. Kwasi Opoku	Director International Economic Relations Div. Head, Bilaterals International Economic Ref. Div. Senior Economic Officer
Ministry of Energy	Mr. Simon Anyoa Abingya Mr. J. K. Owusu Dr. Charles Y. Wereko-Brobby Mr. Y. N. Opong Mr. Joe Oteng Adjey Mr. Omane Frimpong Mr. Mr. F. Gbeddy Mr. Gabriel Quain	PNDC Deputy Secretary for Energy Ag. Chief Director Energy Policy Adviser Director for Power Deputy Director, Power Programme Officer, Electricity Planning Programme Officer, Utilities Associate Programme Officer



機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
Electricity Corp. of Ghana (ECG)	Mr. John K. Hagan	Managing Director
	Mr. S. T. Accuh-Addo	Director of Administration
	Mr. Chris Adom	Director of Engineering
	Mr. B. K. Dapatem	Div. Manager, Projects
	Mr. Gakpo	Div. Manager
	Mr. Anton Ackah	Senior Technical Engineer, Geodetic
	Mr. Albert Sowah	Senior Electrical Engineer
	Mr. D. Markin-Yankah	Assistant Electrical Engineer
	Mr. E. N. Dankyi	Assistant Electrical Engineer
Volta River Authority (VRA)	Mr. E. A. K. Kalitsi	Chief Executive
	Mr. Gilbert O. Dokyi	Deputy Chief Executive
	Mr. E. A. Boye	Deputy Chief Executive
	Mr. R. O. Ankrah	Director of Engineering, Design & Construction
	Mr. E. T. Apperkon	Principal Engineer, Design
	Mr. V. N. K. Okine	Principal Engineer, Projects
	Mr. Norbert Anku	Engineer, System Planning
	Mr. T. K. G. Sakey	System Planning
	Mr. Dale McMaster	Head, System Planning (ACRES)



機 関 名	氏 名	役 職 ・ 所 属
Ghana Highway Authority (GHA)	Dr. F. Y. Addo-Abedi Dr. K. A. Adda Mr. Peter Dagadu	Deputy Chief Executive
Addidome Regional Office	Mr. U. S. Clarke	PNDC District Secretary
Ada Foah District Office	Mr. J. K. Caesar	District Secretary
Vcuum Salt Products Limited (VSPL)	Mr. Fric O. Ankrah Mr. G. Panagiotoplus	Factory Engineer, Sege Consultant



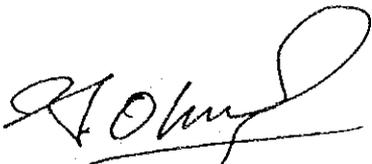
MINUTES OF DISCUSSIONS  
THE BASIC DESIGN STUDY ON THE PROJECT FOR  
ELECTRIFICATION OF ADA FOAH, CAPITAL OF DANGBE EAST DISTRICT  
IN THE REPUBLIC OF GHANA

Based on the result of the Preliminary Study, the Japan International Cooperation Agency (JICA) decided to conduct a Basic Design study on the Project for Electrification of Ada Foah, Capital of Dangbe East District (hereinafter referred to as "the Project").

JICA sent to the Republic of Ghana a study team headed by Mr. Hisatoshi Okubo, staff, 1st Basic Design Study Division, Grant Aid Study and Design Department of JICA, from 13th November to 8th December, 1992.

The team held a series of discussions and conducted field surveys. In the course of discussions and field surveys, both parties have confirmed the main items described on the attached sheets. The team will proceed to further work and prepare the Basic Design Report.

Accra, 27th November, 1992



Mr. Hisatoshi Okubo  
Leader  
Basic Design Study Team



Mr. Charles Abakah  
Director  
International Economic  
Division, Ministry of  
Finance & Economic  
Planning

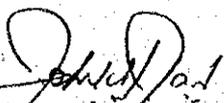
W I T N E S S E S



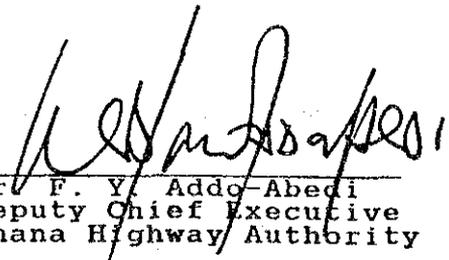
Mr. J. K. Owusu  
Ag. Chief Director  
Ministry of Energy



Mr. E. A. K. Kalitsi  
Chief Executive  
Volta River Authority



Mr. John K. Hagan  
Managing Director  
Electricity Corporation  
of Ghana



Dr. F. Y. Addo-Abedi  
Deputy Chief Executive  
Ghana Highway Authority



## A T T A C H M E N T

### 1. PROJECT OBJECTIVE

The objective of the Project is to provide electricity to three district capitals and their surrounding towns in the project area by connection to the national grid system and thus contributing to improved living standards of the people and increased productivity in the project area.

### 2. PROJECT AREA

The project area covers Tongu North, Tongu South and Dangbe East Districts (Project Area Map attached as Annex-I).

### 3. RESPONSIBLE AND EXECUTING AGENCIES

- (1) The Ministry of Energy (M.En) is solely responsible for the administration and execution of the Project and internal arrangements between the authorities concerned.
- (2) The Electricity Corporation of Ghana (ECG) and Volta River Authority (VRA) are the implementing agencies under the Ministry of Energy.
- (3) ECG shall be responsible for the operations and maintenance of the 33kV lines and the low voltage distribution network of the Project.
- (4) VRA shall be responsible for the operations and maintenance of the 69kV line from Asiekpe to Sogakope and the 69/33kV substation at Sogakope.

### 4. OTHER PARTICIPATING AGENCY

The Ghana Highway Authority (GHA) is required to cooperate with ECG in connection with the proposed crossing of 33kV electric power cable over the Volta River, using the Lower



Volta Bridge at Sogakope.

5. NECESSARY ITEMS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE PROJECT REQUESTED BY THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF GHANA

After discussions, the following items have been requested by the Ghanaian side as necessary components for the realization of the Project.

- (1) Expansion of the VRA 161/69kV substation at Asiekpe;
- (2) Supply and installation of about 40km of 69kV line from Asiekpe to Sogakope;
- (3) Supply and installation of a 69/33kV substation and associated switch gear and protection at Sogakope;
- (4) Supply and installation of about 120km of 33kV lines along:

	<u>Priority</u>
- Sogakope to Adidome	1
- Sogakope to Kasseh	1
- Kasseh to Ada Foah	1
- Kasseh to Sege	2
- Tefle to Battor	3
- Sege to Akplabanya	4

- (5) Supply of low voltage distribution network materials in the project area.
- (6) Supply of vehicles, tools, measuring and test instruments

However, the final component of the items, both type and quantity, will be decided after a further study in Japan.

6. CROSSING POINT OF VOLTA RIVER

GHA, M.En and ECG have reached an agreement that the Lower Volta Bridge at Sogakope would be used for the crossing of the 33kV electric power cable over the Volta River.



7. BUDGETARY ALLOCATION

The Government of the Republic of Ghana will allocate necessary budget to implement the Project other than those to be borne by the grant aid and take necessary measures to maintain proper operation of the electrical facilities after the completion of the Project.

8. JAPAN'S GRANT AID PROGRAM

- (1) The Ghanaian side has understood the system of Japanese Grant Aid explained by the Team.
- (2) The Government of Ghana will take necessary measures, described in Annex-II for the smooth implementation of the Project, on condition that the Grant Aid Assistance by the Government of Japan is extended to the Project.

9. SCHEDULE OF STUDY

- (1) JICA will prepare the draft report in English and dispatch a mission to explain the contents of the report to the Government of Ghana around March 1993.
- (2) When the contents of the report are accepted in principle by the Ghanaian side, JICA will complete the Final Report and send it to the Government of Ghana by May 1993.

ETO

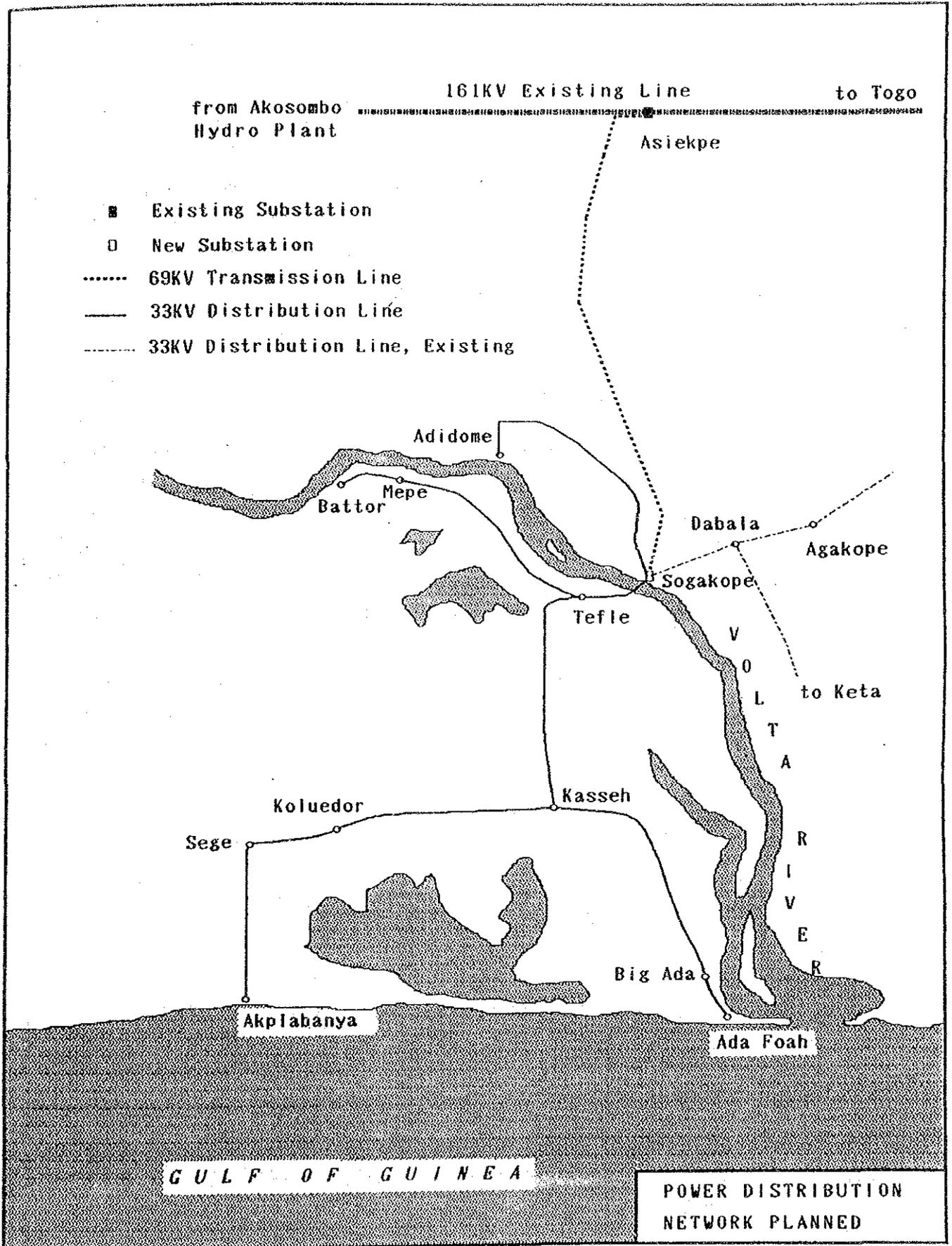
AT

J

Red  
JICA



Annex-I



*Handwritten signature/initials*

*Handwritten signature/initials*



UNDERTAKING BY THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF GHANA

1. To provide cleared, embanked and leveled land for the Project.
2. To provide all the foundations for substation equipment.
3. To provide the land for temporary site office, warehouse and stockyard during the implementation period.
4. To conduct the survey work for transmission and distribution lines according to specifications in the basic design study report (draft) prepared and explained by the Japanese team.
5. To provide temporary facilities such as water supply, drainage, electricity and fence, etc., in and around the sites.
6. To ensure speedy unloading, tax exemption, customs clearance of the goods for the Project at the port and/or airport of disembarkation.
7. To accord Japanese nationals whose services may be required in connection with the supply of the products and services under the verified contracts such facilities as may be necessary for their entry into the Republic of Ghana and stay therein for the performance of their work.
8. To exempt Japanese nationals from customs duties, internal taxes and other fiscal levies which may be imposed in the Republic of Ghana with respect to the supply of the products and services under the verified contracts.
9. To bear commissions to a Japanese foreign exchange bank for the banking services based upon the Banking Arrangement.

*Handwritten initials*

*Handwritten signatures and initials*



10. To bear all expenses, other than those to be borne by the Grant Aid necessary for the execution of the Project.
11. To assign full time counterpart engineers/technicians, to the Project, who will receive the technical transfer regarding the operation and maintenance technique for the Project.
12. To take necessary measures against and responsibility for the interruption of electricity during a construction period when it is necessary.
13. To ensure proper maintenance and operation of the facilities constructed and equipment procured under the Grant Aid.

Dist.

J. 240  
D  
K  
H



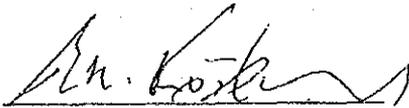
TECHNICAL NOTES

THE BASIC DESIGN STUDY ON THE PROJECT FOR  
ELECTRIFICATION OF ADA FOAH, CAPITAL OF DANGBE EAST DISTRICT  
IN THE REPUBLIC OF GHANA

The Basic Design Study Team dispatched by Japan International Cooperation Agency (JICA) had a series of discussions with the authorities concerned of the Government of the Republic of Ghana and conducted field surveys in the Project sites.

As a result of the discussions and field surveys, both parties have confirmed the main technical items described on the attached sheets.

Confirmed and signed on 7th December, 1992

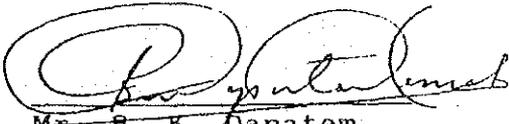


Mr. Masasi Koike  
Leader  
EPDC International Ltd.

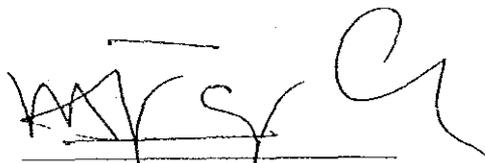


Dr. Joe Oteng Adjei  
Programme Officer  
National Electrification  
Scheme  
Ministry of Energy

Witnesses:



Mr. B. K. Dapatem  
Div. Manager, Project  
Electricity Corporation  
of Ghana



Mr. Norbert Anku  
System Planning  
Volta River Authority



ATTACHMENT

1. Organization for the implementation of the Project is as shown on Fig. 1 attached.
2. Facilities border between ECG and VRA is shown on Fig. 2 attached.
3. Disconnecting switch is to be installed at the border.
4. Precise measuring instrument is to be installed for sale and purchase of energy at the border.
5. Designing of 69kV facilities for the Project are, in principle, to be similar to the existing facilities of Ho system. However disconnecting switch for by-pass is excluded. VRA proposed for the use of glass insulator.
6. Route of 69kV line crossing under the existing 161kV lines will be decided by the study of the drawing submitted by VRA (Drawing No. 6016). JICA(EPDCI) will consider an alternative of 69kV cable out-going.
7. Candidate land for Sogakope Substation should be decided by both ECG and VRA by the next visit of JICA mission.
8. The result of 69kV line route survey will be submitted by the time of signing of Exchange of Notes to be made between both Governments.
9. The following communication facilities are included in the supply under the Project.

for VRA : HF Radio at Sogakope Substation

Facilities for SCADA extension are not included. VRA requested that capacitive voltage transformers (CVT) should be used instead of the potential transformer (PT) on the bus at Sogakope substation.



for ECG : Portable VHF/FM transceivers and base station unit for the construction work.

Further communication facilities between branch offices and substations are not included.

10. Site stockyard at Sogakope for the equipment and materials for the Project should be provided by ECG and VRA.

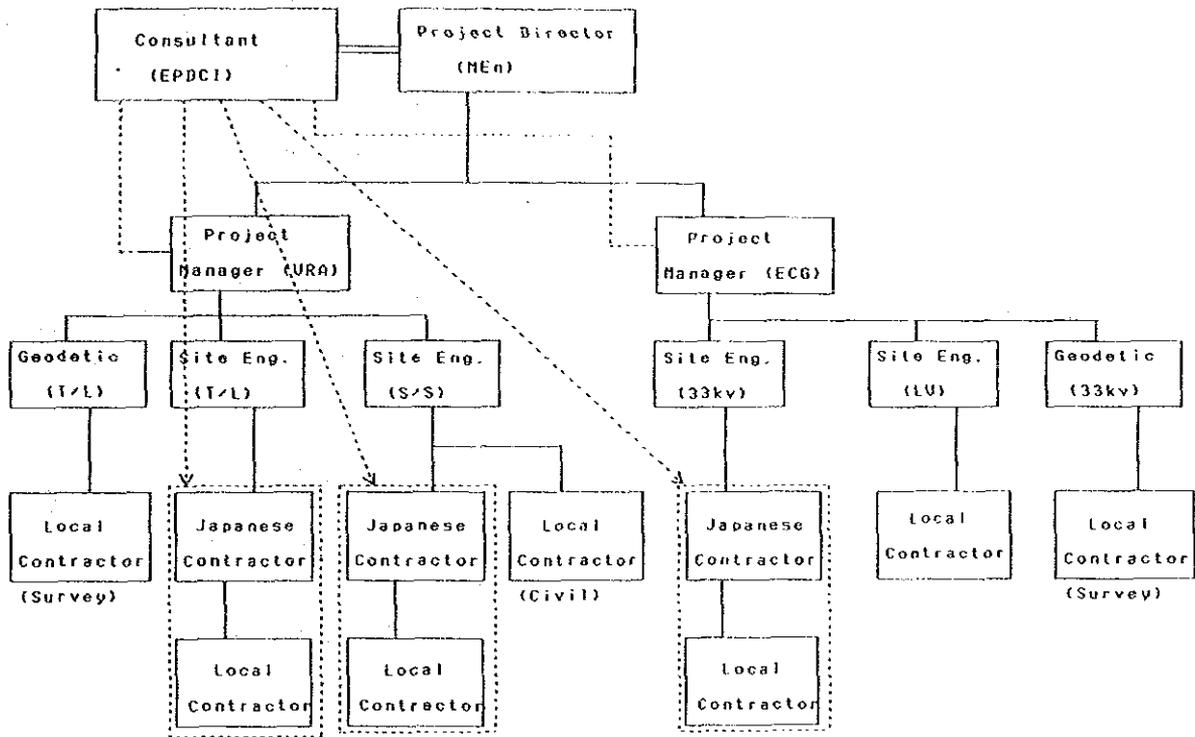
*Page*

*W.R. Dwyer*

*JSA*



Fig. 1 Organization of Implementation Stage for Ada Foah Electrification Project



POSA  
 (Signature) Days

(Signature)



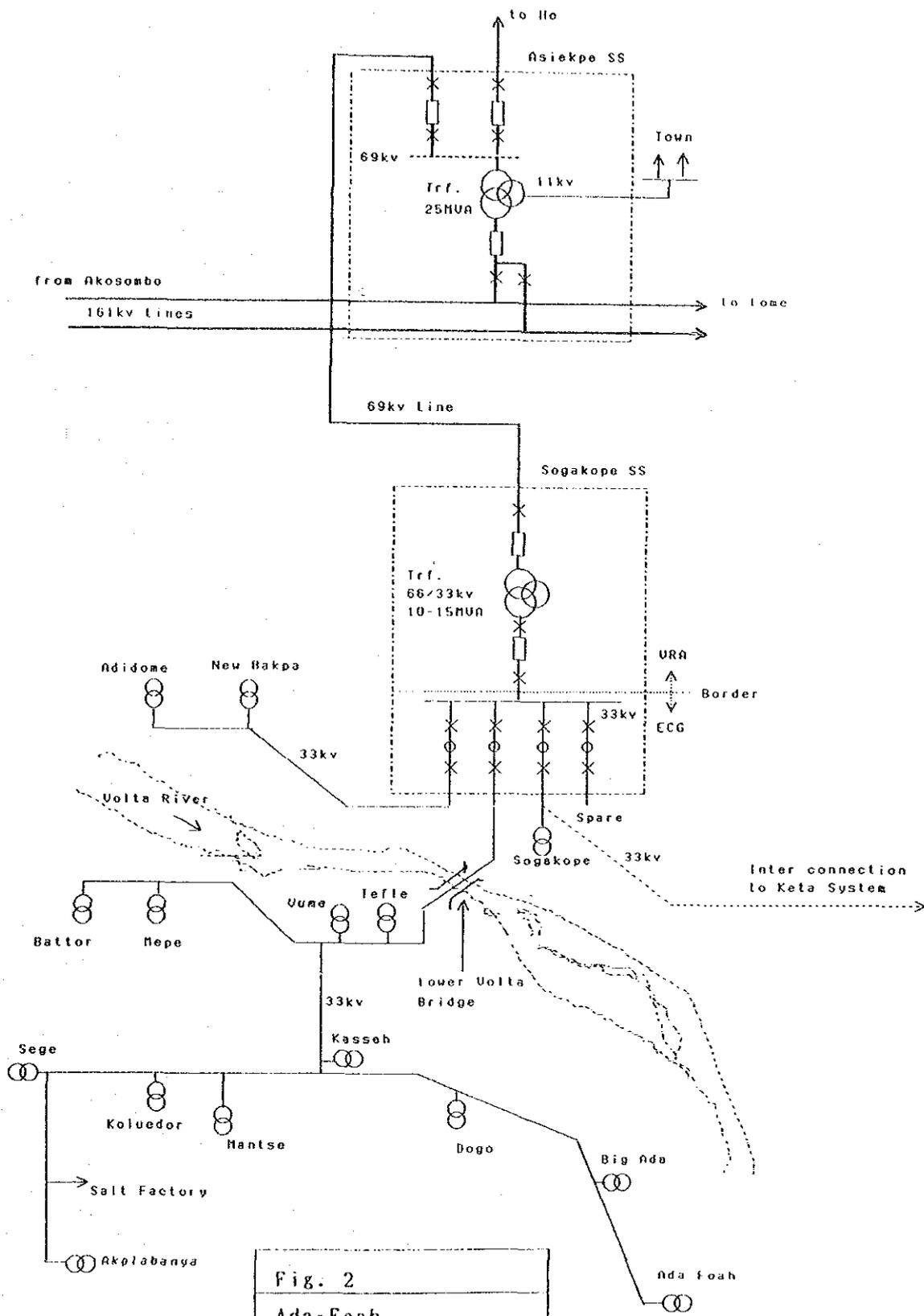


Fig. 2  
 Ada-Foah  
 Electrification Proj.  
 Dec. 3, 1992

*Page*  
*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

