インドネシア共和国

北スマトラ送電網開発計画調査

報　告　書

昭和55年5月

国際協力事業団

インドネシア共和国

北スマトラ送電網開発計画調査

報　告　書

昭和55年5月

国際協力事業団

はしがき

日本政府は，インドネシア共和国政府の要請に基づき，同国スマトラ島北部において緊急に開発することが望まれている北スマトラ送電網開発計画のフィジビリティ調査を行うこととなり，その実施を国際協力事業団に委託した。事業団はこの送電網開発計画の重要性を考慮し，1979年11月26日から12月30日に至る35日間にわたり，日本工営株式会社 野沢 陞 氏を団長とする各分野の専門家6名から成る調査団を派遣し，インドネシア共和国政府関係機関の協力を得て現地調査を実施した。

本報告書は，現地調査及び収集した資料に基づき，帰国後調査検討を行い，その成果を取りまとめたものである。本報告書がインドネシア共和国の電力系統開発に寄与するとともに，日本との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

終わりに，今回の調査の実施に当たられた団員各位に謝意を表するとともに，熱意ある支援と協力を戴いたインドネシア共和国の政府関係機関の方々を始め外務省，通商産業省及び在インドネシア共和国日本大使館の関係者各位に対し，この機会に心より感謝の意を表わすものである。

1980年5月

国際協力事業団
総裁 有田圭輔

伝　　達　　状

国際協力事業団
総裁　有田圭輔殿

日本政府とインドネシア共和国政府間で合意された事項に従い、北スマトラ送電網計画のフイジビリテイ調査報告書を提出致します。

本報告書の作成にあたり、1979年11月より4カ月間現地調査及び国内作業を行ない、その結果を報告書案としてまとめ1980年3月末に貴事業団及びインドネシア共和国政府電力公社（PLN）に提出しました。本報告書は、1980年3月10日より3月15日まで調査団とPLN間で上記報告書案に関し協議し、PLNより提言された意見に基き加筆・修正した最終のものであります。

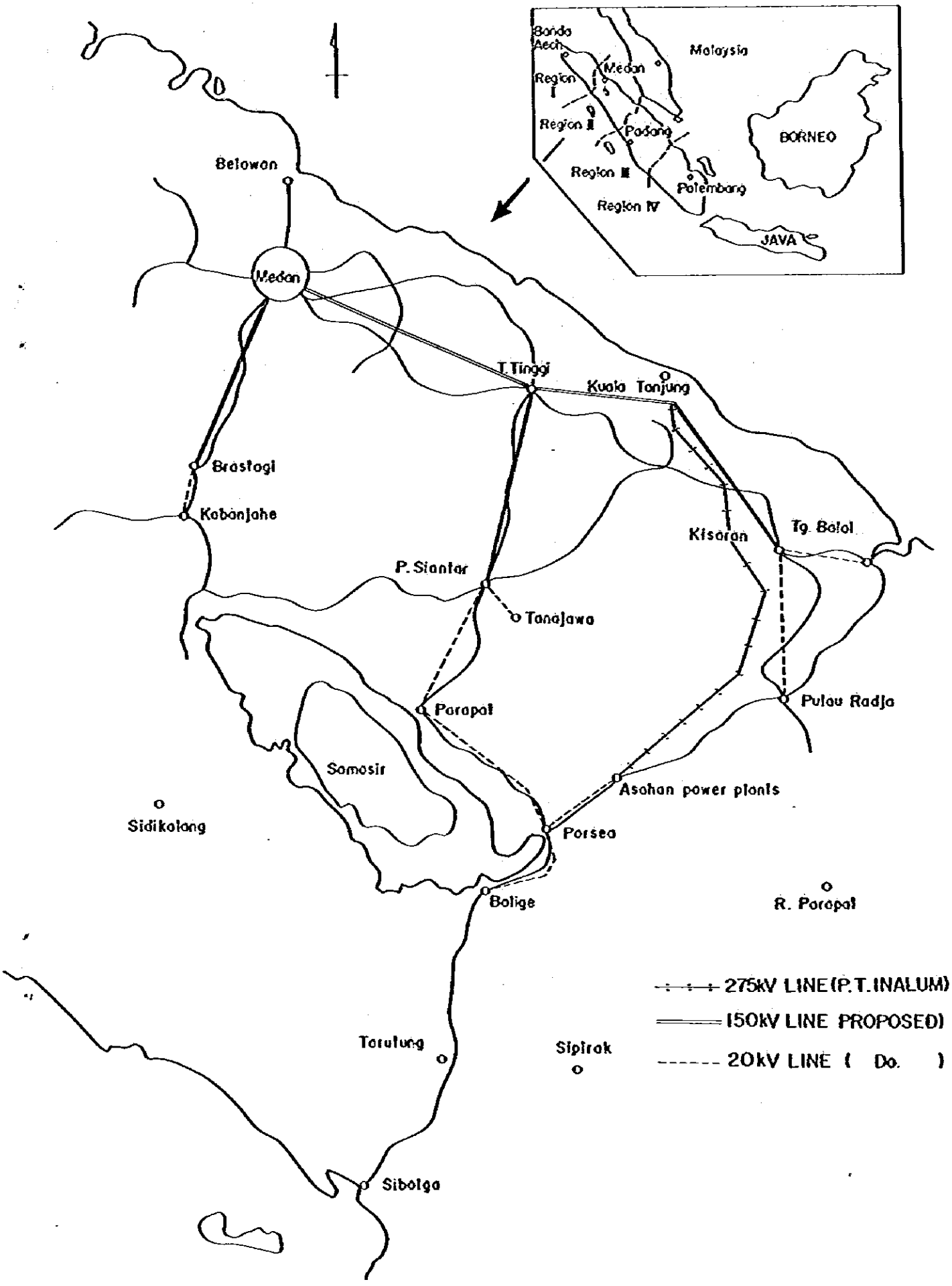
調査の結果、本プロジェクトは技術的にも経済的にも十分妥当性をもつものと確信されますので、プロジェクトの早期完成のため、詳細設計をすみやかに実施することを考慮されるよう勧告致します。

本報告書を提出するにあたり、現地調査および国内作業の間、多大の援助と協力を賜った貴事業団をはじめ外務省、通産省、在インドネシア大使館の関係各位およびインドネシア共和国政府関係者に対し、心から感謝の意を表わすものであります。

昭和55年5月

北スマトラ送電網計画調査団
団長　野沢　　陸

プロジェクト地域概要図



序　　文

この報告書は１９７９年１２月３日にインドネシア共和国鉱業エネルギー省国家電力公社（以上ＰＬＮと称す）と国際協力事業団（以下ＪＩＣＡと称する）間で締結された北スマトラ送電網開発計画の合意書に基づき提出される。

北スマトラ州はインドネシアにおいて高い経済潜在力を持つ州の一つであり，そのエネルギー需要はここ数年急速に伸長している。特にプロジェクト地域の地方町村同様，州都でありまたインドネシア第３の大都市であるメダンにおいてもエネルギー需要は急速な歩調で伸びてきている。工業用需要は州において小・中規模工業が拡大するに従い急速に伸びている。

しかし，ＰＬＮの電力供給施設は，今まだMedan電力系統以外開発されていない。地方町村は各々の町村に設置され小規模デーゼル発電機によりＰＬＮより電力供給を受けていて，全ったく相互に連結されていないばかりかMedan電力系統とも連結されていない。発電機の規模は不十分であり，多くの電力消費家は独自のデーゼル発電に依らざるを得ない状態である。

インドネシア共和国政府とAsahan電力開発・アルミニウム開発計画の投資者であるP. T. Indonesia Asahan Aluminium（ＩＮＡＬＵＭ）によって１９７５年7月7日調印された基本同意書によりAsahan地域社会経済開発を目的とした公定機関であるAsahan Development Authority（ＡＤＡ）とＩＮＡＬＵＭによって実施される国家的開発計画であるAsahan計画は現在実施中である。この計画は，アサハン水力発電所から供給される安価大容量電力を使用してKuala Tanjungでアルミニウム精錬プラントを開発することを目的としている。この合意書により，ＩＮＡＬＵＭは，その発電所で発電された水力電力を公共用として最終段階年間２１８GWh，最大５０MWの電力をＰＬＮに提供することになっている。

北スマトラ送電網計画は，メダン及びその近郊町村同様プロジェクト地域の地方町村に送電線と変電所を建設することによりAsahanからの安価大容量電力を供給するものである。ひとたびプロジェクトが完成されれば，プロジェクト地域のすべての電力生産施設は一つの電力系統に統合される。

現地調査は１９７９年11月26日より12月３０日まで，野沢 稔を団長とするＪＩＣＡ調査団によって実施された。また国内作業は１９８０年３月に終了した。調査の結果プロジェクトは技術的に安全であり，経済的にも可能であることが判明し，計画の早期実施が要請される。

現地調査期間中，PLN, Pusat，PLN, Wilayah I，PLN PI Kitring Sumut によって心暖まる援助をうけたことを感謝するものであります。又，Ir. Soejadi, Deputy Director of Construction, Ir. Hartojo, Deputy Director of General Planning, Drs. Hutasoit, Head of Survey Division, Ir. Sjofijan, Project Manager 及び関係者に感謝の意を表すものであります。調査に関わった人々はAppendix Ｉに添付されております。

北スマトラ送電網計画

フィージビリティー調査報告書

目　　次

付　　属　　書

Ⅱ.3. 気 象 デ ー タ

略語・語句説明

PLN	Perusahaan Listrik Negara 国営電力公社
PLN Pusat	Perusahaan Listrik Negara Pusat 国営電力公社本社
PLN Wilayah II (Region II)	Perusahaan Listrik Negara Wilayah II 国営電力公社北スマトラ地区支社
PLN Pikitring	Perusahaan Listrik Negara Proyek Induk Pembangkit & Jaringan 国営電力公社発送電計画部
Cabang	Branch Office 支所
REPELITA II (PELITA II)	第2次五カ年計画
REPELITA III (PELITA III)	第3次五カ年計画
ADA	Asahan Development Authority アサハン開発公社
INALUM	インドネシア・アサハン・アルミニューム株式会社
JICA	国際協力事業団
OECF	海外経済協力基金
T. Tinggi	Tebing Tinggi
P. Siantar	Pematang Siantar
Tg. Balai	Tanjung Balai
K. Tanjung	Kuala Tanjung
T. Kuning	Titi Kuning

S/S	Sub-station	HT	High tension
T/L	Transmission line	LT	Low tension
D/L	Distribution line	kV	Kilovolt
VA	Volt-ampere	kVA	kV-ampere
MVA	Mega-VA	kW	Kilowatt
MW	Megawatt	kWh	kW-hour
MWh	MW-hour	GWh	Gigawatt-hour
mm	Millimeter	mm^2	Square mm
Km	Kilometer	km^2	Square km
m^3	Cubic meter	EL	Elevation
C.I.F.	Cost, insurance & freight	F.O.B.	Free on board

通　貨　交　換　率

Rp. 1 = US$ 0.00160	US$ 1 = Rp. 625
¥ 1 = US$ 0.00435	US$ 1 = ¥ 230

要　　約

背　　景

スマトラ島はインドネシアにおいて最っとも経済潜在力があり，現在インドネシア総輸出金額の６０％以上を産出している。スマトラ島８州の中で北スマトラ州は州単位地域総生産額第１位で，１人当り地域総生産額は１９７８年度約３７０米ドルであった。その中心産業は農園作物と石油である。又インドネシア全体から見ても，北スマトラ州の地域総生産額は西ジャワ州，東ジャワ州に続き第３番目である。

北スマトラ州のメダンとその近郊町村及びその他の多くの町村で構成されたプロジェクト地域において，電力需要は過去数年間２５％以上の急速な伸びを示しており，また現状の３０kW程度の少電力消費量に比較し，この地域の高い経済潜在力と１人当り地域所得より考慮して，今後とも高成長を持続するものと予想される。６０３MWの水力発電開発と年間２２５,０００トンのアルミニウム精錬を目的とし，Asahan開発公社とINALUMによって推進されるAsahan水力開発，アルミニウム開発プロジェクトの実施はこの地域の工業化を促進するばかりか，電力需要を高めるであろう。

しかしながら，現在のプロジェクト地域におけるインドネシア電力公社（以下PLNと称する）の電力供給設備は，甚して満足ゆくものではない。メダン電力系統は北スマトラ州唯一の電力供給システムである。他の地方町村は，各町村に個別に設置され，又メダン電力系統とは連結していない小規模ディーゼル発電機によってPLNより電力供給を受けている。

公共電力供給能力は総計１７０MWのみで，待機需要家は約２５０MVAの自家設備で発電をしている。

今後１０年間の電力需要予測の結果年平均１６％の伸びを示し，１９９０年には少なくとも約２８０MWに到達することが明らかとなった。

開発の必要性と目的

インドネシア政府・INALUM間で締結された基本同意書により，INALUMはKuala Tanjungより公共用として２１８GWh及び５０MWの水力発電を提供することになっている。このプロジェクトは，この安価な大容量電力を供給するため１５０kVの送電線及び変電所を建設することによりKuala TanjungとMedan及び周辺町村，又それ以外のプロジェクト地域内の町々を結合することを計画している。ひとたびこのプロジェクトが完成すれば，プロジェクト地域内のすべてのPLN発電設備が一つの電力系統に結合されるであろう。このプロジェクトを実施することは，安価な電力を供給することにより地域の社会経済発展を高めるばかりでなく，

いままで不十分であった公共用電力供給を緩和することは明白である。このプロジェクトは，石油保有のための政府のエネルギー政策にかなうものである。

計画概要

このプロジェクトは，150KVと20KV送電線，5ケ所の150KV／20KV の変電所及び2ケ所の開閉所より成る。

主　線（Kuala Tanjung — Medan Timur）

公称電圧	150KV
回線数	2回線
導体	ASCR，240mm²
支持物種類	2回線亜鉛メッキ製鉄塔
総延長	91Km

支　線（Kuala Tanjung — Kisaran，Tebing Tinggi — Pematang Siantar 及び，Titikuning — Brastagi）

公称電圧	150KV
回線数	1回線
導体	ASCR，240mm²
支持物種類	1回線亜鉛メッキ製鉄塔
総延長	156Km

20KV送電線

	塔線	柱線
公称電圧	20KV	20KV
回線数	1回線	1回線
導体	ASCR，120mm²	HAL，120mm²
支持物種類	亜鉛メッキ製鉄塔	コンクリート柱又は鉄柱
総延長	135Km	90Km

変電所

場所	変圧器種類	
P. Siantar	2 × 10 MVA，	150 KV／20 KV
T. Tinggi	1 × 10 MVA，	150 KV／20 KV
Kisaran	2 × 10 MVA，	150 KV／20 KV
Brastagi	1 × 10 MVA，	150 KV／20 KV
K. Tanjung	1 × 10 MVA，	150 KV／20 KV
	2 × 40 MVA，	275 KV／20 KV

Medan Timur	開閉所のみ
T. Kuning	開閉所のみ

建　設　費

このプロジェクトの建設費はおおよそ次の通りである。

	外貨分	現地貨分	合計
経済経費	23.0百万米ドル	14.1百万米ドル	37.1百万米ドル
(含物的予備費)	(62%)	(38%)	(100%)
財務経費	25.2百万米ドル	15.4百万米ドル	40.6百万米ドル
(含財務的予備費)	(62%)	(38%)	(100%)

このプロジェクトの財務的建設費の支出予定は次の通りである。

	第1年次	第2年次	第3年次	第4年次	計
外貨分(千米ドル)	685	10,717	13,019	796	25,217
現地貨分(千米ドル)	1,925	5,346	5,502	2,587	15,360
計	2,610	16,063	18,521	3,383	40,577

プロジェクト評価

このプロジェクトの経済分析は、このプロジェクトの純便益、建設費、保守・維持費をもとにプロジェクトのさまざまな割引率や内部収益率により積算された便益・費用比率(B/C ratio)で評価される。

このプロジェクトの内部収益率は24.9%である。20%, 25%, 30%の割引率による便益・費用率は次の通りである。

割引率(%)	便益・費用率
20	1.238
25	0.999
30	0.836

このプロジェクトの内部収益率同様便益・費用比率も高い経済可能性を示している。INALUMよりの買電費が15%上がったと仮定しても、このプロジェクトは24.0%の高内部収益率を示している。

このプロジェクトは技術的に安全であり、経済的にも十分可能である。故にこのプロジェクトの早期実施を要請するものである。

第1章　序　　論

1.1　北スマトラ州の一般現況

スマトラ島はインドネシアにおいて最っとも高い経済潜在力を有し，農産物や原油等のさまざまな商品を輸出している。その輸出金額はインドネシア全体の輸出額の６０％以上を占めている。

スマトラ島は８州の行政体で構成されている。これらの州の中で，北スマトラ州は地域総国民生産額（ＧＲＰ）が一番多く，農園作物や原油をその主要産業としている。インドネシア国家全体においても北スマトラ州のＧＲＰは西ジャワ，東ジャワに次き３番目に多い。

ゴム，樟脳，茶，パーム油，その他農産物が農園で生産され，それが北スマトラ州の主要輸出品となっている。低タール含有高良質油が州の北東部岸の油田地帯で産出している。工業開発もまた進行中である。国家的開発計画として現在建設中のアサハン水力発電及びアルミニウム開発計画は，州の工業化計画をさらに促進すると期待されている。しかしながら，現在の州の経済は，その大きな経済潜在力に比較し開発されていない状態である。

スマトラ島は４つの地域ＰＬＮに分割されている。

地域（Wilayah）は 次の通りである。

第１地域ＰＬＮ	Aceh 州
第２地域ＰＬＮ	北スマトラ州（Medan，Toba 湖を含む）
第３地域ＰＬＮ	West Sumatera 州，Riau 州及び Jambi 州の Kerinci 地区
第４地域ＰＬＮ	South Sumatera 州，Jambi 州，Lampung 州及び Bengkulu 州（Palembang を含む）

電力消費は第２，第４地域ＰＬＮ（１９７６年各々全スマトラの電力消費の３９％，３８％を記録した）に集中しており，両地域ＰＬＮの需要は全スマトラの平均以上の伸び率を示すものと予想される。

第２地域ＰＬＮ内で，Medan 及び近郊町村は最大電力消費需要地であり，全電力の７７％を消費している。又第２地域ＰＬＮ内には多くの地方町村があり，各々の町村はＰＬＮか地方政府か民間会社の所有しているディーゼル発電機により発電される電力の供給をうけている。現在多くの地方町村同様Medan 及び その近郊町村の電力需要は急速に伸びており，ＰＬＮの電力供給は需要に間に合わない状態である。現状の電力消費水準に比較し，高い経済潜在力と比較的高い一人当り地域国民所得を考慮すると，将来の電力需要は急速なテンポで高い伸び率を継続するものと予想される。

北スマトラ州の社会経済データは表1.1及び表1.2に示す。

1.2 Asahan 計画

基本合意書に基づきADAとINALUMにより実施されるAsahan 水力発電及びアルミニウム開発計画は，第2次及び第3次開発5ケ年計画内における最重要国家計画の一つである。計画の主要目的は，Kuala Tanjungにアルミニウム精錬プラントを建設することとAsahan川上流域に水力発電所を建設することである。また，この計画によりAsahan川流域を中心とした北スマトラ州の社会経済開発を行なおうとするものである。

Toba 湖から流れ出るAsahan川の豊富な水でもって，1982年より84年内に総容量603 MWの発電所がSiguragura と Tangga に設置される。発生電力は，275 kV の送電線でもって発電所より約120Km離れたKuala Tanjung に建設されるアルミニウム精錬工場へ供給される。この電力を使用し，アルミニウム生産は1982年に開始される。初年度75,000トン／年生産し，1984年までに最高生産能力の225,000トン／年に達成させる予定である。

基本同意書によれば，INALUMは，所有している発電所で発生させた水力発電電力をPLNに公共用として給電することになっている。給電は初年度100GWh，25MWで始め，4年度目に最大218GWh，50MWに達する予定で，それ以降はこのレベルを常時維持することになっている。

1.3 計画の必要性

発電設備及び配電系統の不備不足により，北スマトラ州の電力消費は長期間低水準にあったが，発電設備の増強努力は，Medanのガス・タービン発電機設置や配電線増強や延長をともなった一連のディーゼル・エンジン発電機設置により1970年代初めより中頃までになされた。これらの発電設備設置には，地方ディーゼル発電プラントのための海外経済協力基金（OECF）資金を含めた，諸外国及び国際機関資金でおこなわれた。

これらの設備増強に伴い，北スマトラ州の電力需要は現在，年間25%～30%の割合で急速に伸びている。しかし，1人等り電力消費は，1978年約30KWh の低水準にあった。北スマトラ州の高経済潜在力や1人当りの高所得を考慮すると，今後長期間高率で電力需要は続くものと予想される。

Medanにおいて発電設備能力は十分であるが，メダンと関連のない孤立した地方の発電設備はOECF借款によるディーゼル発電機の増設が完成しているもののここ数年の内に限界に達することは明白である。

このような状況のもとで，地方の個別発電プラントの増強や大容量電力にこれらの地方町村を連結させた適当な送電系統の建設が計画されている。Asahan計画よりの大量で安価な水力発電供給は，送電系統建設の選択を必然のものとする。それはまた石油保護を目的とした非石油エネルギー活用の政府のエネルギー政策に適するものである。

考えられる送電系統によって技術的，経済的にカバーされる地域は，次の通りである。

Medan 地域 ： Medan，Binjai，Belawan

Local 地域 ： Brastagi ／Kabanjahe

Tebing Tinggi

Pematang Siantar ／Parapat

Kisaran ／Tanjung Balai

Porsea ／Balige

Tanah Jawa

Pulau Radja

公共用供給としてのAsahan電力は，１９８２年中頃には供給可能となる。それ故に，本プロジェクトの早期実施が北スマトラ州の住民や経済にきわめて重要である。

表 1.1　北スマトラ州地域総生産額及び人口

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Gross Regional Product (GRP) (Rp.10^9)	-	800	926	1,046	1,179	-
Growth rate (%)	-	-	15.7	13.0	12.7	-
Population (10^3)	7,006	7,191	7,370	7,576	7,711	7,941
Growth rate (%)	1.7	2.6	2.5	2.8	1.7	3.0
GRP per Capita (Rp.)	-	108,548	125,645	138,068	152,898	-
Ditto but in US$	-	261.56	302.76	332.69	368.43	-

Source: Bureau of Statistics of Indonesia, Statistical Pocketbook, 1978/1979

表 1.2　プロジェクト地域の人口（1978年）

Location	Population	No. of Houses
Medan	1,123,352	187,225
Binjai	73,382	12,230
Belawan	58,148	9,691
Tebing Tinggi	144,025	24,004
Pematang Siantar	273,243	45,541
Brastagi/Kabanjahe	48,370	8,062
Parapat	23,218	3,869
Kisaran	113,590	18,932
Tanjung Balai	91,684	15,281
Balige	34,053	5,676
Porsea	24,144	4,024
Tanajava	137,835	22,972

Remarks: Compiled by PLN Wilayah II from Statistical Year Book 1978.
Number of houses: Population/6 (persons)

第２章　北スマトラ州の電力系統

2.1 概　　要

北スマトラ州における電力の公共供給はＰＬＮ Wilayah Ⅱ（公共電力公社第２地域支社，Region Ⅱ）によって行なわれている。Region Ⅱの総設備容量は１７９MWで，１９７８／７９年度のピーク・ロードは５４MWである。多くの自家用ディーゼル発電機もまた独自に農園や工場で専用発電施設として給電している。このような潜在電力の総設備容量は約２５０MVAと推計される。

Region Ⅱの電力供給は５ケ所の電力消費地に分かれる。System Medan（Medan電力系統）Cabang Binjai(注1)，Cabang Sibolga，Cabang Pematan Siantar そしてCabang Medan(注2) である。

（注１）　Cabang（支所）は，Regionの下のクラスの組織を意味する。
Binjai の配電網は最近System Medanと連絡されたので，Cabang Binjai は近かくSystem Medanの一部に吸収されるであろう。

（注２）　Caban Medan は System Medan でカバーされていないMedan 郊外に電力供給している。

Medan電力系統は，Medanにおいて唯一の電力系統で，ディーゼル又はガス・タービン発電機と結ばれた１５０KV架空線と２０KV低電圧配電網により構成される。Medan 電力系統の設備容量と電力消費は１９７８／７９年度Region Ⅱ 全体の各々８３%，７７% 以上を占めている。

Medan電力系統以外では，発電および給電は現在のところ各々の町で孤立して行なわれている。現在発電機や配電系統のほとんどは６KVで行なわれているが，２０KVを標準配電電圧とするPLNの方針により新たに２０KVの配電線が現在建設中である。

低電圧配電線は現在２７Vと２２０Vが並用されているが，２２０Vのみに標準化されつつある。その高い経済潜在力にもかかわらず，Region Ⅱにおける１人当りのエネルギー消費量は北スマトラ州における貧しい発電設備のため１９７８／７９年度 304KWh であった。

ＰＬＮは現在１９８０／８１年度より１９９０／９１年度の１０年間に次のような電力系統の強化と拡張を計画している。

(1) Asahanプロジェクトからの５０MW給電用電力設備の増強とBelawanの２基の６５MWの重油火力発電機の建設。

(2) ４段階でRegion Ⅱのすべての主要な町々を連絡する１５０KV送電系統の建設。

(3) ２０KV／２００Vの新系統により 各町やその周辺地域配電線の新設および拡張。

2.2 Medan 電力系統

百万人の人口にもかかわらずMedanの発電設備は１９７４年まで総計２4.5MW しか発電能力がなかった。2.5MWクラスのディーゼル発電機４基とGlugurに設置された１4MWのガス・タービン発電機１基がすべての発電源であった。７kV地中ケーブル式の配電線で町の中心部のみ配電されていた。

１９７６年と１９７７年に発電設備の実質的増設が次のように行なわれた。

4MW台のディーゼル発電機	２基	Glugur に設置
21.5MWのガスタービン発電機	１基	〃
4MW台のディーゼル発電機	２基	Titi Kuning に設置
14.5MWのガスタービン発電機	２基	Paya Pasir に設置
29.1MWのガスタービン発電機	２基	〃

このようにして総設備容量は実に前年の６倍の１４８MW に増設された。
しかも，６５MW 重油火力発電機２基が現在Belawan で建設中である。１９８３年１２月に１基目，１９８４年１２月に２基目の完成が予定されている。

また，配電系統は，２０kV架空線または地中線を使用するとともに，大容量電力に耐えるため７kV線を２０kV線に交換して新設と拡張が行なわれてきた。１５０kV，環状線が４つの主要変電所 — Paya Pasir, Medan Timur, Titi Kuning，Paya Geli — を結合するために計画された。Paya Pasir — Paya Geli — Titi Kuning 区間は１９７９年に完成され，残りは現在建設中である。

上述のBelawan 火力プラントはPaya Pasir でこの１５０kV環状線に接続される予定である。

前述の発電設備や送電／配電網による電力系統はSystem Medan（Medan 電力系統）と呼ばれている。１９７９年 System Medan はBinjaiにまで拡張された。それ以来Caban Binjai はSystem Medan に吸収された。

１９７９年１２月現在 Medan 電力系統は，次の設備を有する。（表２１，表２２及び図２１の詳細説明参照）

Generating facilities	
Diesel generator	43,478 kW
Gas turbine generator	104,592 kW
Total	148,070 kW
150 kV lines/1	
Paya Pasir-Paya Geli	21.3 km
Paya Geli-Titi Kuning	30.4 km
Total	51.7 km
150 kV transformers	
Titi Kuning, 150 kV/20 kVA	1 x 30,000 kVA
Paya Geli "	1 x 30,000 kVA
Paya Pasir "	2 x 30,000 kVA
150 kV/11 kV/2	2 x 18,500 kVA
"	2 x 27,000 kVA
Total	211,000 kVA
20 kV transformers	
Titi Kuning 20 kV/7 kV/1	2 x 16,000 kVA
Glugul "	2 x 16,000 kVA
20 kV/11 kV/7	1 x 27,000 kVA
20 kV/6.3 kV	1 x 20,000 kVA
Total	111,000 kVA
Distribution lines and transformers	
Distribution lines	544.8 km in total
Distribution transformers	90,400 kVA "
	(1,185 Nos.)

注∠1　150kV環状線はACSR 605 MCMの2回線で設計されているが，現在のところ1回線のみ建設されている。

注∠2　標準電圧は20kVである。しかし，現在11kVと7kV（一部6.3kVのところもある）系統を利用するため，これらの変圧器は，旧系統と新系統を結合するため設備されている。

2.3　他の地域の電力系統

Medanとその付近の地域以外の各地域において，公共電力供給は町の中心部や付近をカバーした6kV配給電線で，小規模ディーゼル発電プラントよりなされている。給電範囲は，6kV給電線

の限られた送電容量のため１０数Kmしかカバーされていない。

ＰＬＮの電力供給は，次の２９の町々や村々で可能である。また，系統は各々孤立している。ＰＬＮのディーゼル発電プラントの典型的単一結線図は図２.２及び図２.３に示される通りである。

	Installed Capacity/3
(A) Project Area/1	
Cabang Binjai/2	
Brastagi	1,922 kW
Cabang Pematang Siantar	
Pematang Siantar	6,868 kW
Tebing Tinggi	2,720 kW
Tanjung Balai	2,889 kW
Kisaran	2,286 kW
Parapat	1,372 kW
Subtotal	16,135 kW
Cabang Sibolga	
Balige	1,578 kW
Porsea	299 kW
Subtotal	1,877 kW
Total for Project Area (8 sites)	19,934 kW
(B) Isolated Area (Non-project area)	
Cabang Binjai	
Sidikalang	720 kW
Tanjung Pura	650 kW
Port Brandan	1,004 kW
Other six small towns/villages	550 kW
Subtotal	2,924 kW
Cabang Pematang Siantar	
Tanjung Tiram	400 kW
Rantau Prapat	1,472 kW
Labuhan Bilik & Ambarita	277 kW
Subtotal	2,149 kW

/1: Project Area means the area to be covered with the proposed transmission system under study in this report.

/2: Remaining area isolated from System Medan.

/3: As for details, see Table 2.1.

Cabang Sibolga	
Sibolga	2,451 kW
Gunung Sitoli	972 kW
Tarutung	2,626 kW
Other five small towns/villages	545 kW
Subtotal	6,594 kW
Total for Isolated Area (21 sites)	11,667 kW
(C) Total (29 sites)	31,601 kW

ほとんどの町は６kV配電線で給電されている。プロジェクト地域における配電線総延長と総変圧器容量は各々１２８.６２Kmと１６,２６５KVAと報告されている。（孤立地域の総延長と総変圧器容量は現地調査中未確認である。）

最近建設されたか，現在建設中の配電線は，２０kV電圧で設計されているが，現在のところ６kVボルトで給電されている。

２.４ 潜 在 発 電

表２１に示されるように，Medan 及び他の地域における設備能力は，１９６０年代 次の数値のように非常に貧弱であった。

	Installed Capacity	
	1969	1979
System Medan	10,490 kW	148,070 kW
Pematang Siantar	2,100 kW	6,868 kW
Tebing Tinggi	600 kW	2,720 kW

それゆえに，農園や工場のほとんどは，個別に発電設備所有を余儀なくされている。

１９７９年のＰＬＮの調査によれば，このような潜在発電は約５００ケ所で行なわれていると 報告されており，その総設備容量は２５０MVAであった。

これらの自家発電プラントは，それら自体の工場や居住地域のみならず近隣の住民に給電している。しかし，詳細は不明である。現地調査中何ケ所かこうした潜在発電施設を選択しインタビューしたが，データがないか有益な情報は得られなかった。

2.5 電力消費

電力消費の典型的パターンは次に示される。

	Energy Consumption (GWh)		
	Medan	P. Siantar	T. Tinggi
Residential	77 (56%)	5.5 (54%)	3.0 (61%)
Commercial & Public	38 (27%)	3.8 (38%)	1.6 (33%)
Industrial	23 (17%)	0.8 (8%)	0.3 (6%)
Total	138 (100%)	10.1 (100%)	4.9 (100%)

上のデータに示されるように，一般家庭需要が電力消費の過半数を占めている。工業用需要による電力消費はMedan においてさえ２０％以下である。

一般家庭需要型電力消費にかかわらずMedan における負荷率は，平日において最高 68.0％，休日には65.5％を記録している。この数値は，クーラーの使用が原因で商業用需要と公共用需要の日中ピークによるものと思われる。

このようにして，１９７９年のピーク・ロードは，Medan で51,500kW，Pematang Siantar で3,500kW，Tebing Tinggi で 1,700kWを記録した。

発電量と売電量のバランスより得られる配電ロスと電力施設使用電力は，およそ発電量の $1/4$ である。これは主に超過負荷配電線と多くの非合法な使用によるものである。

電力消費の詳細は，次章の需要予測分析で述べられている。

2.6 将来拡張計画

将来の拡張計画で基本的に考えられることは，この報告書で調査された１５０kV送電系統が，まもなく実施され，また州全体の電力系統の中心となることである。その後送電系統は，Region Ⅱのすべての主要な町々をカバーするように拡大されるであろうし，すべての孤立した小規模ディーゼル発電所を閉鎖することによってMedan と Asahan に発電は集中化される。だが，孤立したディーゼル発電プラントの中途新設は送電系統が完成されるまで継続される。

ＰＬＮによる１９８０年代の Region Ⅱにおける将来拡張計画は，次の通りである。

発電計画

第１段階（１９８０年－１９８３年）

1) １０.７５MW（プロジェクト地域には４MW）ディーゼル発電機が１９８０年に増設される。

2) ２基の４MWディーゼル発電機がMedan より Banda Ache と Bali に１９８０年移設される。

3) Asahan 電力（当初25MW，最終的に50MW）が1983年に受電される。

4) 65MW 火力発電機の1基目が1983年Belawan に設置される。

第2段階（1984年－1986年）

1) 65MW 火力発電機の2基目が1984年Belawan に設置される。

2) 総計10MW のディーゼル発電機がAsahan 水力発電の電力を受電した後直ちにプロジェクト地域よりRegion Ⅱの他の地域に移設される。

第3段階（1987年－1990年）

1) 100MW規模の火力発電設備が必要とされる。

2) Glugur の14MW ガスタービン発電機が廃設される。

送 電 計 画

第1段階（1980年－1985年）

150 KV Medan 環状線とプロジェクト地域をカバーする150 KV線の完成

第2段階（1984年－1987年）

Pangkalan, Port Brandan, Tanjung Pura, Labuhan Bilik に150 KV 送電系統を拡張し，Region I（Banda Ache 電力系統）に結合する。

第3段階（1988年－1990年）

150 KV送電線をBrastagi よりSibolga およびLabuhan Bilik に拡張する。 こうしてRegion Ⅱ全体の150 KV 送電系統が完成される。

Region Ⅱ全体の送電系統の完成により，150 KV送電線の総延長は総計850 Km となり，150 KV変圧器容量は総計986KVA となる。

発 電 計 画

低電圧線の拡張と新設同様，既存の7 KV／6 KV系統より20 KV系統への変換である。20 KV配電系統の新設は，電力需要増加により各電力消費地において行なわれる。プロジェクト地域においてREPELITA Ⅱ（第3次五ケ年計画 ― 1978年／1982年）期間中に建設されるのは次の通りである。

高 電 圧 線	1,115.83 Km
低 電 圧 線	1,360.78 Km
配 電 変 圧 器	108.75 MVA

表 2.1 プロジェクト地域の既存発電設備

Name	Installed Capacity (kW)	Voltage (kV)	Year of Completion
I. Medan System			
1. Glugur			
Diesel Power	2,500 x 1	7	1956
	2,715 x 2	7	1962
	2,560 x 1	7	1965
	4,142 x 1	7	1976
	4,000 x 1	7	1977
Gas Power	14,000 x 1	7	1968
	21,500 x 1	7	1976
2. Titi Kuning			
Diesel Power	4,141 x 6	6	1976
3. Paya Pasir			
Gas Power	14,446 x 2	11.5	1976
	20,100 x 2	11.5	1977
Sub-total	148,070		
Diesel Power	43,478		
Gas Power	104,592		
II. Cabang Binjai			
1. Brastage			
Diesel Power	300 x 1	6	1968
	250 x 1	6	1971
	336 x 1	6	1974
	250 x 1	6	1975
	536 x 1	6	1977
	250 x 1	6	1978
Sub-total	1,922		
Diesel	1,922		

Name	Installed Capacity (kW)	Voltage (kV)	Year of Completion
III. Cabang P. Siantar			
1. Pematang Siantar			
Diesel Power	2,100 x 1	6	1967
	584 x 2	6	1970
	2,100 x 1	6	1975
	750 x 2	6	1978
2. Tebing Tinggi			
Diesel Power	300 x 2	6	1961
	1,000 x 1	6	1971
	370 x 1	6	1976
	750 x 1	6	1978
3. Tanjung Balai			
Diesel Power	275 x 1	6	1961
	1,000 x 1	6	1970
	328 x 1	6	1976
	750 x 1	6	1978
	536 x 1	6	1978
4. Kisaran			
Diesel Power	250 x 2	6	1958
	250 x 1	6	1973
	200 x 1	6	1975
	300 x 1	6	1976
	250 x 1	6	1976
	536 x 1	6	1977
	250 x 1	6	1978
5. Parapat			
Diesel Power	125 x 1	6	1969
	125 x 1	6	1972
	336 x 1	6	1977
	536 x 1	6	1978
	250 x 1	6	1978
Sub-total	16,135		
Diesel Power	16,135		

Name	Installed Capacity (kW)	Voltage (kV)	Year of Completion
IV. Cabang Sibolga			
1. Balige			
Diesel Power	328 x 2	6	1976
	336 x 2	6	1976
	250 x 1	6	1978
2. Porsea			
Diesel Power	125 x 1	0.22	1968
	64 x 1	0.22	1969
	110 x 1	0.22	1977
Sub-total	1,877		
Diesel Power	1,877		
Total	168,004		
Diesel Power	63,412		
Gas Power	104,592		

Source: Annual Records of PLN Wilayah II (State General Electricity Enterprise, North Sumatera) - "Perusahaan Umum Listric Negara, Wilayah II - Sumatera Utara, dalam angha dan grafih".

表 2.2 プロジェクト地域の配電設備及び配電線総延長

Distribution Substation

Location	1974/75			1975/76			1976/77			1977/78			1978/79			Remarks
	Nos.	km	kVA	Nos.	km	kVA	Nos.	km	kVA	Nos.	km	kVA	Nos.	km	kVA	
Medan System																
Medan	919	200.60	28,115	243	363.01	32,475	491	322.60	42,880	898	348.60	72,856	1,160	470.90	86,540	
Binjei	6	5.95	1,150	6	5.95	1,150	10	70.21	1,760	10	70.21	1,700	10	70.21	1,700	
Belawan	14	6.00	1,480	14	6.00	1,480	9	3.70	1,170	11	3.70	1,430	15	3.70	2,160	
Brastage/K. Jahe	19	21.00	999	19	21.00	999	19	22.12	999	19	22.12	999	20	22.12	1,099	
T. Tinggi	20	15.20	1,990	20	15.20	1,990	20	15.20	2,460	22	16.20	2,610	28	16.20	2,220	
P. Siantar	23	19.70	2,010	24	19.70	2,060	47	36.85	4,325	55	59.95	4,675	62	59.95	6,874	
Parapat	2	2.10	200	2	2.12	200	2	2.12	200	4	5.12	460	6	5.20	660	
Kisaran	9	5.47	785	9	5.47	785	9	5.47	785	9	5.50	845	19	10.20	2,080	
T. Balai	11	11.90	1,030	11	11.90	1,030	14	11.90	1,880	14	11.90	2,097	15	11.90	2,472	
Balige	3	1.25	500	3	2.55	500	2	2.55	350	6	3.50	860	6	3.05	860	
Porsea	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Only Low Voltage
Pulau Radja	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	From Plantation Power Station
Tana Java	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	From Penda Power Station

Source: Annual Records of PLN Wilayah II (State General Electricity Enterprise)

図 2.1 Medan 150KV 送電系統

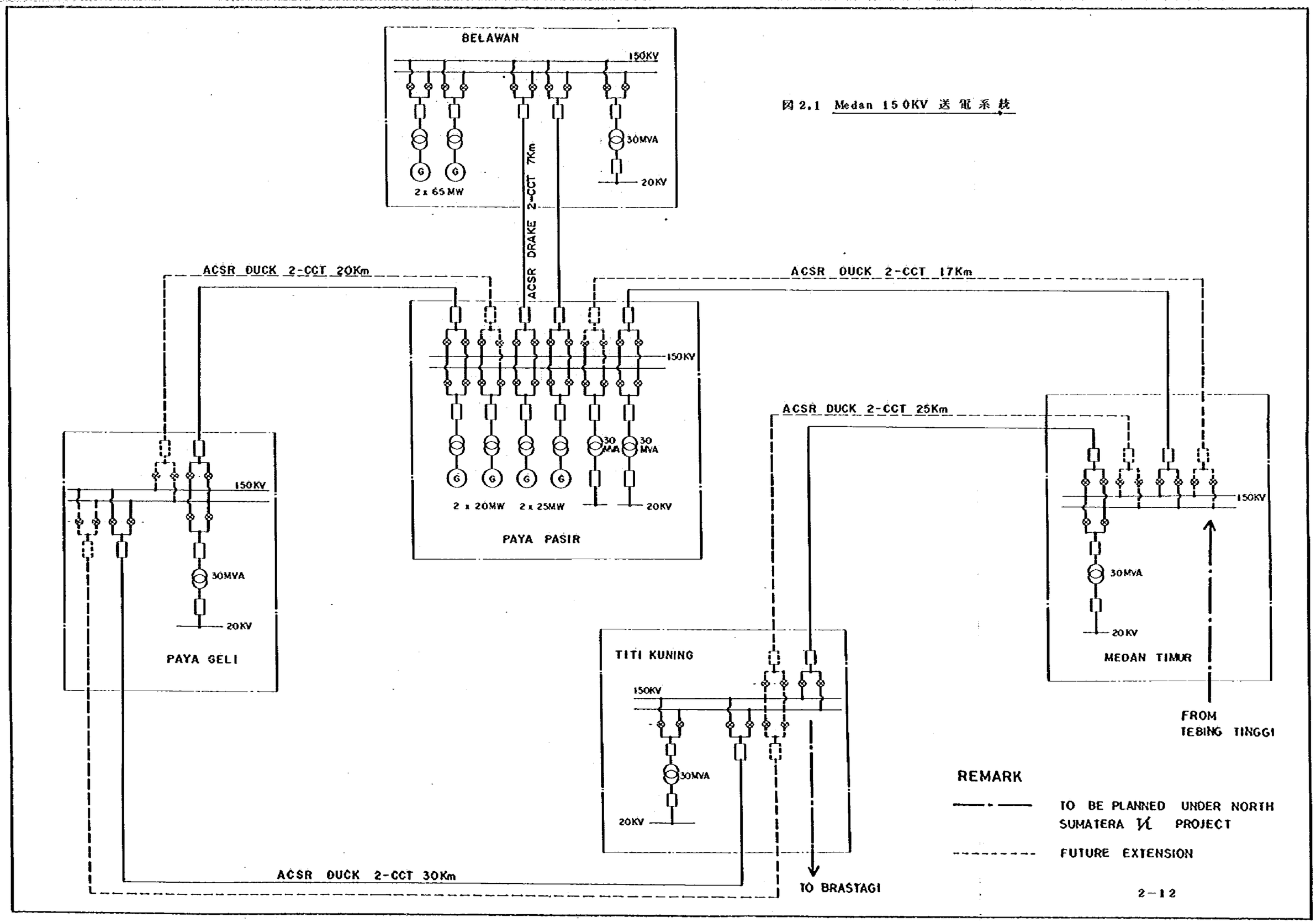


図 2.2 T.Tinggi ディーゼル発電所単線結線図

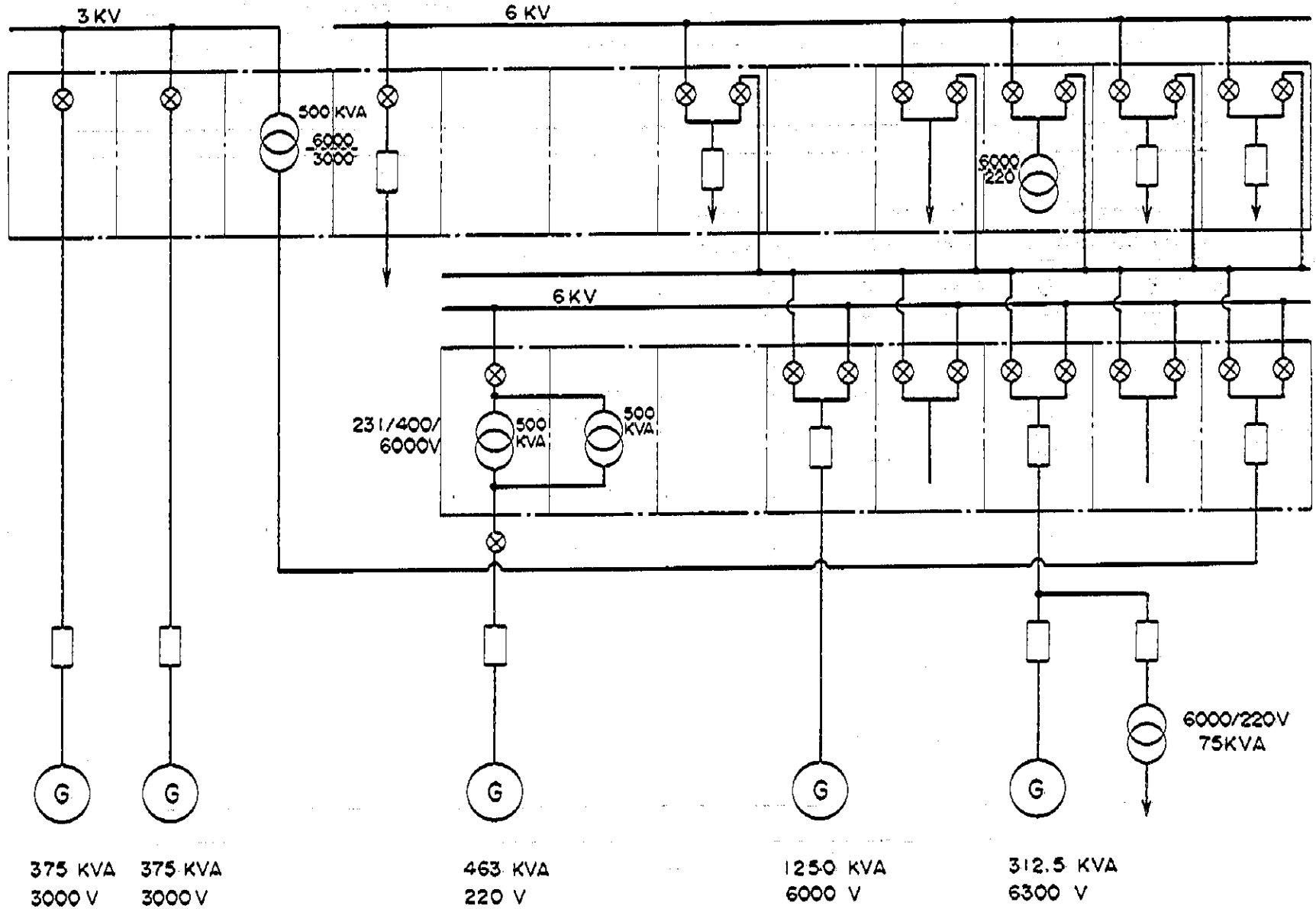
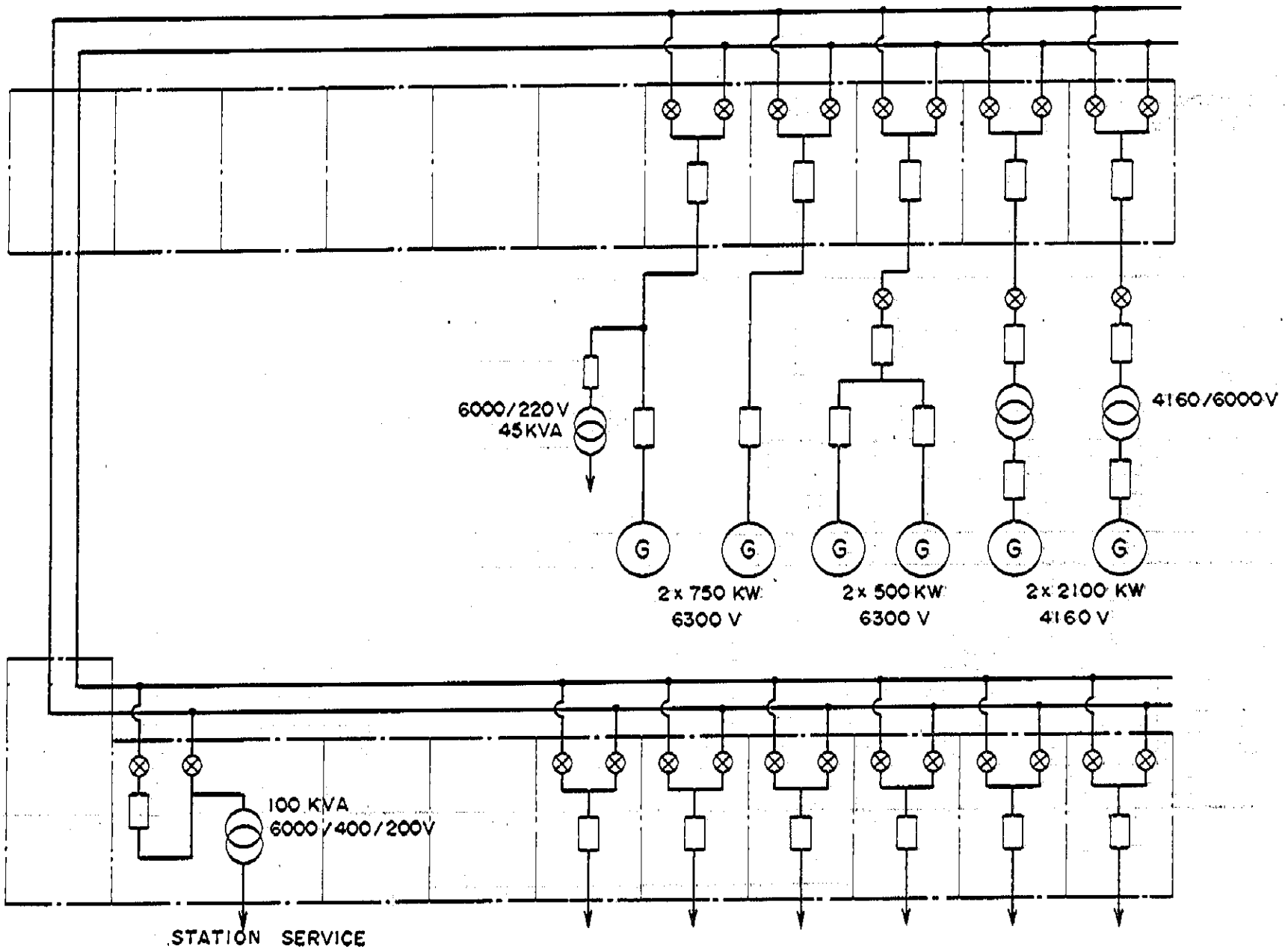


図 2.3 P.Siantar ディーゼル発電所単線結線図



第３章　需　要　予　測

3.1　過去の電力消費分析

プロジェクト地域の各電力消費地における電力消費[1]の過去の傾向は，１９７４年より１９７８年の５ケ年間次のような項目で分析される。

a）電　化　率　(%)

b）一般家庭１軒当りのエネルギー消費量（KWh p. a.）

c）一般家庭用需要（MWh p.a.）

d）商業用・公共用需要（MWh p.a.）

e）産業用需要（MWh p.a.）

Medan 及び Pematang Siantar の過去の電化率は次に示す通りである。

	Electrification (%)				
Load Center	1974	1975	1976	1977	1978
Medan	16.5	16.6	17.1	22.3	29.6
		(+0.1)	(+0.5)	(+5.2)	(+7.3)
P. Siantar	19.4	20.0	21.0	23.7	33.9
		(+0.6)	(+1.0)	(+2.7)	(+10.2)

注[1]　ＰＬＮによって供給される電力消費

上記数値に示されるように２つの町の電化率は上昇傾向にある。だが，過去の発展は一様な傾向を示しておらず，初めは非常に低成長であり終りはきわめて高成長をしている。他の電力消費地においても発展傾向は似たような数値を示している。

Medan 及び Pematang Siantar における一般家庭用電力契約者一軒当りの電力消費量は，各年の年増加量とともに示すと次の通りである。

	1974	1975	1976	1977	1978
Medan:					
Unit Energy Consumption (kWh p.a.)	1,295	1,300	1,458	1,378	1,378
Increment (kWh p.a.)		+5	+158	-80	0
Pematang Siantar:					
Unit Energy Consumption (kWh p.a.)	516	716	729	451	731
Increment (kWh p.a.)		+200	+13	-278	+180

上の数値に示されるように，Medan 及び Pematang Siantar における一般家庭用電力契

約者一軒当りの電力消費量は大幅な変動があり，成長傾向は不明瞭である。他の電力消費地においても類似した変動が見られる。

Medan 地域及びPematang Siantar 地域における一般家庭用電力需要，商業用需要，産業用需要は次に示される通りである。

Medan Area

	1974	1975	1976	1977	1978	Average
Residential						
Demand (MWh p.a.)	29,191	30,198	32,238	42,608	58,497	
Growth Rate (% p.a.)		3.4	6.8	32.2	37.3	19.9
Commercial & Public						
Demand (MWh p.a.)	29,380	33,918	36,260	43,211	47,082	
Growth Rate (% p.a.)		15.4	6.9	19.2	8.9	12.6
Ratio to Residential Demand (%)	100.6	112.3	112.5	101.4	80.5	98.5
Industrial						
Demand (MWh p.a.)	11,491	11,542	11,783	17,454	22,622	
Growth Rate (% p.a.)		0.4	2.1	48.1	29.6	20.1
Ratio to Residential Demand (%)	39.4	38.2	36.6	40.9	38.7	38.9

P. Siantar including Parapat

	1974	1975	1976	1977	1978	Average
Residential						
Demand (MWh p.a.)	2,465	3,625	3,963	5,562	5,856	
Growth Rate (% p.a.)		47.1	9.3	40.3	5.3	25.5
Commercial & Public						
Demand (MWh p.a.)	2,932	2,477	2,963	4,352	4,348	
Growth Rate (% p.a.)		-15.5	19.6	46.9	-0.09	12.7
Ratio to Residential Demand (%)	118.9	68.3	74.8	78.2	74.2	79.5
Industrial						
Demand (MWh p.a.)	401	353	420	876	843	
Growth Rate (% p.a.)		-11.9	18.9	108.6	-3.8	28.0
Ratio to Residential Demand (%)	16.3	9.7	10.6	15.7	14.4	13.5

上の数値に示されるように，Medan 及びPematang Siantar における一般家庭用電力需要は，人口の増加と同様電化率の伸びに影響され１９７４年より１９７８年の間に伸びてきた。だが，これらの成長率は一様な傾向を示してはいない。

商業用及び公共用需要もまた１９７４年より１９７８年の間伸びの増加減少が大幅に変動した。一方，一般家庭用電力需要に対する比率は，概して低下傾向にある。１９７４年より１９７８年の間に，East Java における一般家庭用電力需要に対する商業用・公共用需要の比率は，次の様な一様な傾向を示した。

Percentage of Commercial and Public
Demand to Residential Demand in East Java

1974	1975	1976	1977	1978	Average
39.2	37.5	36.0	31.8	34.6	35.8

経済潜在力と同様East Java に比較し，北スマトラの現在の経済発展レベルを考慮すると，北スマトラは将来East Java と同様の経済発展をすると思われる。また，北スマトラにおける一般家庭用電力需要に対する商業用・公共用需要の比率は，数年来一様に伸びてきたEast Java の比率に近い将来類似してくるように思われる。

産業用需要は１９７４年より１９７８年の間変動しており，成長の明瞭な傾向は示していない。

１９７４年より１９７８年の間の他の電力消費地における各部門別需要は同様な数値を示している。

3.2 需 要 予 測

3.2.1. 概　　説

電力及び電力量の需要予測は，次の目的のために行なわれる。

a. プロジェクト地域における公共電力量全般の需給バランスの研究

b. 配電ロスを含んだ各電力消費地の需要推定及びそれによる本プロジェクトの建設費用見積りと同様に電力系統計画に役立てること。又，本計画の便益推計のための代替ディーゼル発電プラントの適性容量の決定をすること。

プロジェクト地域は，次のような様々な電力消費地より構成される。

i) Medan , Binjai and Belawan

ii) Brastagi and Kabaujahe

iii) T. Tinggi

iv) P. Siantar and Parapat

v) Kisaran and Tg. Balai

vi) Balige and Porsea

vii) Kuala Tanjung

調査の目的のため，これらの電力消費地は２つの地域に区分される。一方はMedan, Binjai, Belawanで構成されたMedan地域であり，もう一方はその他の地域で構成されるローカル地域である。

需要予測は次の点を考慮して１９９０年まで行なわれる。

a. 需要予測は調査の始めの１９８０年より１０年間にわたり行なわれる。１０年以上の予測期間は，一般に超長期間であると考えられるし，正確性にきわめてとぼしくなる。

b. ローカル地域は，現在電力量供給のため各地域の限られた孤立した発電機にたよっている。また多くの地域は電化さえされていない。発電機のあるものは，すでに老朽しており取り替える必要がある。他のものでさえ重油価格の高騰により経済的に引き合わなくなってきている。これらの条件のもとで，現在多くの潜在需要がプロジェクト地域に存在している。それ故に，過去の傾向に基づき一般に適用されている伝統的需要予測は，うけ入れがたいように思われる。

３２２　予測の諸方法

需要予測は，次に簡単に述べる４つの異なるケースで行なわれる。

i) 低成長需要予測（低成長予測）

低成長予測は巨視的方法により行なわれる。それは人口，家族構成，電化率，消費傾向，予定される大口需要家や私的発電需要家より推定された各電力消費地における様々な分野の電力需要を総合して行なわれる。

ii) 高成長需要予測（高成長予測）

高成長予測は正確には２，３の異なる基本的仮設事項により低成長予測と同様な方法で得られる。

iii) 修正ＰＬＮ予測

プロジェクト地域の修正ＰＬＮ予測は，１９７９年にRegion Ⅱ，北スマトラ全域を対象に行なわれたＰＬＮ予測の調整により得られる。

１９９０年におけるプロジェクト地域の電力需要は，州全体の人口に対するプロジェクト地域の人口比により，プロジェクト地域が大部分を占めるRegion Ⅱの総需要の約８０％と仮定した。

iv) 巨視的需要予測

巨視的需要予測は概して過去の需要成長傾向を考慮し，需要成長率の類似性によりなされる。

3.2.3. 微視的需要予測

a) 低成長予測

総電力需要（契約者需要）は次のように分類される。

a. 一般家庭用需要

b. 商業用・公共用需要

c. 大口需要家を除外した一般産業用需要

d. 大口産業用需要

一般家庭用電力需要は次のように計算される。

家庭軒数（人口／1家族当り人数） × 電化率 × 1契約者当り消費量

次の仮定が上の式のために使される。

a. 人口成長率は北スマトラの過去の平均年成長率2.8%を考慮し，北スマトラと国家レベルの第3次五ケ年計画により1979年から1983年までの間年成長率2.6%と仮定され，1984年から1990年までの間年成長率2.3%と仮定される。

b. 1家族の人数は，1978年の推計を基に予測期間中の人数を6人／1家族と仮定した。

c. 電化率は，北スマトラ州の第3次五ケ年計画と1976年JICA報告書「スマトラ島第3次五ケ年電力開発計画」により1978年の実績値以上の年成長率8.7%と仮定した。

d. プロジェクト地域における1軒当り電力消費量は近年増えていないが，経済が発展するにつれて増加するものと期待される。しかし，1軒当り消費量は予測期間中は一様と仮定した。新規需要家庭の消費レベルが低いことを考慮して，各電力消費地における仮定される1軒当り消費量は次に示す通りである。

Load Center	Unit Consumption (kWh)
Medan Area	1,300
T. Tinggi	1,000
Brastagi & Kabanjahe	850
P. Siantar & Parapat	650
Kisaran & Tg. Balai	850
Balige & Porsea	650

各電力消費地で得られる一般家庭用電力需要は，表3.1に示される。プロジェクト地域における総需要は，表3.2に示される。

プロジェクト地域における商業用・公共用需要は，近年大幅に変動してきており，成長に一様な傾向は見られない。

従って，この章の予測においては，１９９０年の各電力消費地における一般家庭用電力需要に対する商業用・公共用需要の比率は基本的には，高い経済潜在力と同様に，East Java と比較して北スマトラの現在の発展水準より考慮して１９７８年のEast Java の比率である約３５％に近似すると仮定される。

各電力消費地の産業的特徴，―例えばBrastagi と Parapat は観光地である。Pematang Siantar は商業センターである― にも注目されるべきである。 仮定される数値は次に示される。１９７９年より１９９０年の間直線的変化が仮定される。

Load Center	Percentage (%) 1979	1990
Medan System	80	40
T. Tinggi	54	40
Brastagi & Kabanjahe	90	60
P. Siantar & Parapat	75	60
Kisaran & Tg. Balai	55	40
Balige & Porsea	36	40

この仮定により各電力消費地において得られる商業用・公共用需要は，表３１に示される。プロジェクト地域における総需要は表３２に示される。

プロジェクト地域における産業用需要は，成長に明瞭な傾向がなく，近年大幅な変動があった。従って，この予測において，１９９０年における各電力消費地の一般家庭用電力需要に対する一般産業用需要の比率は，各電力消費地の産業特徴や１９７９年における数値をもとにEast Java の町々の類似性より判断してある数値に達すると仮定される。

仮定される数値は下に示される通りである。１９７５年より１９７８年の間East Java における町々の一般家庭用電力需要に対する産業用需要の比率はまた次に示される。

Load Centers in the Project Area	Percentage (%) 1979	1990
System Medan	40	90
T. Tinggi	11	40
Brastagi & Kabanjahe	3	20
P. Siantar & Parapat	14	40
Kisaran & T. Balai	1	20
Balige & Porsea	30	30

Town in East Java	Percentage during 1975-1978 (%)
Surabaya	113.3
Madiun	21.5
Mojokerto	22.2
Average	76.8

このようにして，各電力消費地で得られる一般産業用需要は，表3.1に示される通りである。プロジェクト地域における総需要は，表3.2に示される。

1978年プロジェクト地域における潜在電力は約250MVAと推定された。この予測で，潜在電力の$^2/_3$はPLN系統に結合されると仮定される。新設大規模産業計画に関し，決定している計画のみこのPLN系統に結合されると考えられる。

各電力消費地の潜在電力と新設大規模産業計画より成る需要は，「Big Customer」という標題で表3.1に示される。またプロジェクト地域の総需要は表3.2に示される。

全プロジェクト地域の各分野の総需要と配電ロスを含んだ総電力量需要は表3.2に示される。

システム・ロス（送電ロスと電力設備使用）を含んだ総電力系統需要は次に要約される。詳細は表3.3と図3.1から図3.3の図表に示される。

Total System Demand	1983	1987	1990
Energy demand (GWh)	674.0	1,189.8	1,604.4
Peak load (MW)/1	130	218	282

注/1　ピーク・ロードは表3.4に示されるように1978年55%，1990年65%の負荷率を仮定することにより電力量需要から計算される。

b）高成長予測

高成長需要予測は，次の2，3の基本仮定をのぞき低成長需要予測とまったく同じ方法で行なわれる。

i）一般家庭用電力需要の電力消費量は1982年まで一様であり1983年より年率3%の成長をすると仮定する。

ii）潜在電力や新設大規模産業の需要である大規模産業用需要は，1982/83年度まで低成長予測と同一と仮定する。1983/84年度以降需要は低成長予測より年率で5%成長すると仮定する。それは1982年に予定しているAsahanアルミ精錬工場の運転開始がプロジェクト地域の工業化を促進するからである。

プロジェクト地域の総需要は次に要約される。詳細は表3.5及び図3.1に示される。

Demand	1983	1987	1990
Total energy demand including distribution loss (GWh)	625.62	1,430.23	2,065.40
Total system demand:			
Energy Demand (GWh)	672.62	1,394.93	2,294.87
Peak Load (MW)	130	255	403

3.2.4. 修正PLN予測と巨視的需要予測

a) 修正PLN予測

PLNは1979年にRegion Ⅱ（北スマトラ州）全域に関し，1980／81年度より1990／91年度の間の需要予測をした。その要約は次の通りである。

Demand	1983	1987	1990
Energy Demand (GWh)	678	1,671	2,876
Peak Load (MW)	129	298	490

1978／77年度プロジェクト地域外の Region Ⅱにあり，またPLNより電力供給されている孤立地域における電力量消費はRegion Ⅱの総消費量の約6%のみでしかなかった。だが将来の電力供給施設の新設にともない孤立地域の電力需要は，急速に伸びる模様である。それ故，1990年におけるこの地域の需要は Region Ⅱの総需要の20%と仮定される。それは1978年約23%であるRegion Ⅱの総町単位人口の同地域の人口比率をもとに算出される。

Region ⅡのPLN予測は，この調査によってRegion Ⅱにおける総需要から孤立地域における需要を差し引くことによりプロジェクト地域の需要予測が得られ，修正される。修正PLN予測は次に示されるとともに，図3.1に図示される。

Demand	1983	1987	1990
Energy Demand (GWh)	542.4	1,336.8	2,300.8
Peak Load (MW)	103.2	238.4	392.0

b) 巨視的需要予測

巨視的需要予測は，過去数年間の電力成長をもとに1980／81年度より 1990／91年度の間のプロジェクト地域に関し行なわれた。年平均成長率は1980/81−1990/91

の間各年度次のように仮定された。過去3年間の高成長率に影響され，12.5％の適当な率にしだいに落ちついていくものと期待される。それは1979年12月10日にPLNとJICA調査団間でなされた協議により達した合意に従っている。

	1979/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87-90/91
Assumed Annual Average Growth Rate (%)	30.0	27.5	25.0	22.5	20.0	17.5	15.0	12.5

このようにして得られた需要予測は，図3.1に示される。

3.2.5. 各予測の比較

プロジェクト地域で総電力量需要とピーク・ロードに関して行なった4つの予測は図3.1に示される。また次に簡単に示される。

Forecasts	Energy Demand (GWh) 1983	1987	1990
Lower Forecast	673	1,190	1,604
Upper Forecast	673	1,395	2,295
Modified PLN's Forecast	542	1,337	2,301
Macroscopic Forecast	730	1,250	1,780

図と表にみられるように，低成長予測は4つの予測の中でもっとも低い値を示している。高成長予測や修正PLN予測はほぼ同じであり，もっとも高い値を示している。巨視的方法の需要予測は両者の中間を示している。

3.3 需給バランス

Medan 電力系統で，火力プラントは現在の設備容量を増強するためにBelawanに1983年12月頃に65MWの容量の発電機を1基，1984年12月頃に65MWの容量の発電機をもう1基完成させることが期待される。また，基本同意書に従い，Asahanで発電される水力発電電力はINALUMからプロジェクト地域に次の予定で供給される。

Supply	1983/84	84/85	85/86	86/87-2017/18
Energy (GWh)	100	150	190	218
Power (MW)	25	35	45	50

一方，いくらかの老朽したプラントのスクラップと同様に，Region Ⅱの孤立地域にディーゼルプラントの移設がPLNで検討されている。この調査において，次の移設計画[∠1]がプロジェクト地域で既存のディーゼルプラントに関し予定されている。

1979/80	1983/84	1984/85
8MW[∠2]	10MW[∠3]	20MW[∠3]

注∠1　3.2.4.で述べられているように，1990年の孤立地域の電力需要はRegion Ⅱの総需要の約20%であると仮定されている。プロジェクト地域の1/4（20%/80%）。低成長予測によれば1970年のプロジェクト地域における需要は282MWと推定され，また孤立地域の需要はこの地域に移設されるディーゼルプラントの総能力以上である70MWと推定される。それ故に移設予定は十分評価されるのである。

∠2　Java に移設される。

∠3　北スマトラの孤立地域に移設される。総容量40MWのGingur のガス・タービンプラントは，そのまま運転を継続されると仮定する。低成長予測の場合，プロジェクト地域の変電所2次側（電力系統需要）における総電力量需要は図3.3の下部に図示される。給電予定は1979年12月10日PLNとJICA調査団の間で行なわれた協議により達した同意に従って，既存のプラントの設置と移設を考慮して1990年までに十分この電力需要に合うよう引き上げられる。

これらの仮定のもとに得られる給電予定は，図3.3の上方部分に図示されている。需要の最も低い値を示している低成長予測に関してさえ，総設備容量は，1990年までに少々ではあるがピーク・ロード以上になる。だが，適確な供給能力[∠4]は1988/89年以降ピーク・ロードを超過するであろう。この調査で，供給能力の欠如がMedan電力系統[∠5]の増強によってカバーされると仮定される。

プロジェクト地域の電力系統需要は，図に示されるように様々な電力供給源からの電力量供給でもって十分まかなえると考えられる。

巨視的需要予測の場合，確実な供給能力は1987/88年度以降，他の場合1986/87年以降ピーク・ロードを超過するであろう。

注∠4　確実な供給能力は設備能力から予備能力（定期点検能力＋限界供給能力）を差し引くことにより得られる。この調査で予備能力は，全システムの最大能力をもつ設備と同じと仮定されている。

∠5　なぜならSystem Medan の増強は規模の経済によりもっとも経済的であるからである。

表 3.1.a　Medan電力系統 (Medan, Binjai, Belawan) の電力量需要予測 (ミクロ手法の低成長予測による)

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	1,220	1,252	1,285	1,318	1,352	1,387	1,419	1,452	1,485	1,519	1,554	1,590	1,627
1-2 Electrification Ratio (%)	28.6	31.1	33.8	36.7	39.9	43.4	47.2	51.3	55.8	60.7	66.0	71.4	77.6
1-3 Customers (10^3)/1	58	65	72	81	90	100	112	124	138	154	171	189	210
1-4 Sub-total/2 (GWh)	77	85	94	105	117	130	146	161	179	200	222	246	273
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	80.5	77.1	73.7	70.3	66.9	63.5	60.1	56.7	53.3	49.9	46.5	43.1	40.0
2-2 Sub-total (GWh)	47	66	69	74	78	83	88	91	95	100	103	106	109
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	38.9	43.1	47.3	51.5	55.7	59.9	64.1	68.3	72.5	76.7	83.9	88.1	90.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	23	37	44	54	65	78	94	110	130	153	186	217	246
3-3 Big Customers (GWh)	-	7	35	65	100	139	176	228	266	297	304	321	350
3-4 Sub-total (GWh)	23	44	79	119	165	217	270	338	396	450	490	538	596
4. Total Customers' Demand (GWh)	147	195	242	298	360	430	504	590	670	750	815	890	978
5. Distribution Loss (GWh) (Loss factor (%))	-	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	199	260	321	392	468	551	638	738	827	915	982	1,060	1,515

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 1,300 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.b　Brastagi／Kabanjake の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60	61	62
1-2 Electrification Ratio (%)	25.0	27.2	29.6	32.2	35.0	38.0	41.3	44.9	48.8	53.0	57.6	62.6	68.0
1-3 Customers (10^3)/1	2.0	2.3	2.6	2.8	3.2	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	5.8	6.4	7.0
1-4 Sub-total/2 (GWh)	2.02	1.96	2.21	2.38	2.72	2.98	3.32	3.66	4.00	4.42	4.93	5.44	5.95
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	93.0	90.0	87.3	84.6	81.9	79.2	76.5	73.8	71.1	68.4	65.7	63.0	60.0
2-2 Sub-total (GWh)	1.88	1.76	1.93	2.01	2.23	2.36	2.54	2.70	2.84	3.02	3.24	3.43	3.58
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	2.5	3.9	5.3	6.7	8.1	9.6	11.1	12.6	14.1	15.6	17.1	18.6	20.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	0.05	0.08	0.12	0.16	0.22	0.29	0.37	0.46	0.56	0.69	0.84	1.01	1.19
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3-4 Sub-total (GWh)	0.05	0.08	0.12	0.16	0.22	0.29	0.37	0.46	0.56	0.69	0.84	1.01	1.19
4. Total Customers' Demand (GWh)	3.95	3.80	4.26	4.55	5.17	5.63	6.23	6.82	7.40	8.13	9.01	9.88	10.72
5. Distribution Loss (%)	-	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	4.98	5.07	5.64	5.99	6.71	7.22	7.89	8.53	9.14	9.91	10.86	11.76	12.61

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 850 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.c　T.Tinggi の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
1-2 Electrification Ratio (%)	54.0	58.7	63.8	69.4	75.4	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
1-3 Customers (10^3)/1	2.9	3.2	3.7	4.2	4.6	4.8	5.2	5.3	5.5	5.6	5.7	5.9	6.0
1-4 Sub-total/2 (GWh)	2.99	3.20	3.70	4.20	4.60	4.80	5.20	5.30	5.50	5.60	5.70	5.90	6.00
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	53.7	52.6	51.5	50.4	49.3	48.2	47.1	46.0	44.8	43.6	42.4	41.2	40.0
2-2 Sub-total (GWh)	1.61	1.68	1.90	2.12	2.27	2.31	2.45	2.45	2.46	2.46	2.47	2.47	2.48
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	10.8	13.2	15.6	18.0	20.4	22.8	25.2	27.6	30.0	32.5	35.0	37.5	40.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	0.32	0.42	0.58	0.76	0.94	1.09	1.31	1.46	1.65	1.82	2.00	2.21	2.40
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	0.45	0.84	3.09	6.59	14.62	20.33	25.82	31.42
3-4 Sub-total (GWh)	0.32	0.42	0.58	0.76	0.94	1.54	2.15	4.55	8.24	16.44	22.33	28.03	33.82
4. Total Customers' Demand (GWh)	4.92	5.30	6.18	7.08	7.81	8.65	9.80	12.30	16.20	24.50	30.50	36.40	42.30
5. Distribution Loss (%)	-	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	6.28	7.07	8.19	9.32	10.14	11.09	12.41	15.38	20.00	29.88	36.75	43.33	49.77

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 1,000 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.d　P.Siantar/Parapat の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	163	167	171	175	180	185	189	193	197	202	207	212	217
1-2 Electrification Ratio (%)	33.8	36.7	39.9	43.3	47.0	51.0	55.4	60.2	65.3	70.9	77.0	80.0	80.0
1-3 Customers (10^3)/1	9	10	11	13	14	16	17	19	21	24	27	28	29
1-4 Sub-total/2 (GWh)	5.86	6.50	7.15	8.45	9.10	10.40	11.05	12.35	13.65	15.60	17.55	18.20	18.85
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	74.2	73.1	71.9	70.7	69.5	68.3	67.1	65.9	64.7	63.5	62.3	61.1	60.0
2-2 Sub-total (GWh)	4.35	4.75	5.14	5.97	6.32	7.10	7.41	8.14	8.83	9.91	10.93	11.12	11.31
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	14.4	16.5	18.6	20.7	22.8	24.9	27.0	29.1	31.2	33.4	35.6	37.8	40.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	0.84	1.07	1.33	1.75	2.07	2.59	2.98	3.59	4.26	5.21	6.25	6.88	7.54
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	1.41	4.06	7.42	18.46	26.28	31.77	36.80	44.40
3-4 Sub-total (GWh)	0.84	1.07	1.33	1.75	2.07	4.00	7.04	11.01	22.72	31.49	38.02	43.68	51.94
4. Total Customers' Demand (GWh)	11.05	12.32	13.62	16.17	17.49	21.50	25.50	31.50	45.20	57.00	66.50	73.00	82.10
5. Distribution Loss (%)	26.0	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	12.97	16.43	18.04	21.28	22.71	27.56	32.28	39.38	55.80	65.51	80.12	86.90	96.59

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 650 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.e　Kisaran/Tg.Balai の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	155	159	163	167	171	175	179	183	187	191	195	199	204
1-2 Electrification Ratio (%)	20.9	22.7	24.7	26.8	29.1	31.6	34.3	37.2	40.4	43.9	47.7	51.8	56.3
1-3 Customers (10^3)/1	5.4	6.0	6.7	7.5	8.3	9.2	10.2	11.3	12.6	14.0	15.5	17.2	19.1
1-4 Sub-total/2 (GWh)	4.54	5.10	5.70	6.38	7.06	7.82	8.67	9.61	10.71	11.90	13.18	14.62	16.15
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	54.3	53.1	51.9	50.7	49.5	48.3	47.1	45.9	44.7	43.5	42.3	41.1	40.0
2-2 Sub-total (GWh)	2.46	2.71	2.96	3.23	3.49	3.78	4.08	4.41	4.79	5.18	5.58	6.01	6.46
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	1.1	2.7	4.3	5.9	7.5	9.1	10.7	12.3	13.9	15.5	17.1	18.7	20.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	0.05	0.14	0.25	0.38	0.53	0.71	0.93	1.18	1.49	1.84	2.25	2.73	3.23
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	0.89	2.22	4.60	8.71	15.98	29.69	41.44	53.10
3-4 Sub-total (GWh)	0.05	0.14	0.25	0.38	0.53	1.60	3.15	5.78	10.20	17.82	31.94	44.17	56.23
4. Total Customers' Demand (GWh)	7.05	7.95	8.91	9.99	11.08	13.20	15.90	19.80	25.7	34.90	50.70	64.80	78.94
5. Distribution Loss (%)	26.0	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	8.91	10.60	11.80	13.14	14.39	16.92	20.13	24.75	31.73	42.56	61.08	77.14	92.87

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 850 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.f　Baliga/Porsea の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	60	62	64	66	68	70	72	74	76	78	80	82	84
1-2 Electrification Ratio (%)	16.8	18.2	19.8	21.5	23.3	25.3	27.5	29.9	32.5	35.3	38.3	41.6	45.2
1-3 Customers (10^3)/1	1.8	1.9	2.1	2.4	2.6	2.9	3.0	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3
1-4 Sub-total/2 (GWh)	1.13	1.24	1.37	1.56	1.69	1.89	2.15	2.41	2.67	2.99	3.32	3.71	4.10
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	36.0	36.3	36.6	36.9	37.2	37.5	37.8	38.1	38.5	38.8	39.2	39.6	40.0
2-2 Sub-total (GWh)	0.41	0.45	0.50	0.58	0.63	0.71	0.81	0.93	1.03	1.16	1.30	1.47	1.64
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	28.8	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
3-2 General Industrial Demand (GWh)	0.33	0.37	0.41	0.46	0.51	0.57	0.65	0.72	0.80	0.90	1.00	1.11	1.23
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3-4 Sub-total (GWh)	0.33	0.37	0.41	0.46	0.51	0.57	0.65	0.72	0.80	0.90	1.00	1.11	1.23
4. Total Customers' Demand (GWh)	1.87	2.06	2.28	2.60	2.83	3.17	3.61	4.06	4.50	5.05	5.62	6.29	6.97
5. Distribution Loss (%)	-	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	2.21	2.75	3.02	3.42	3.68	4.06	4.57	5.08	5.55	6.16	6.77	7.49	8.20

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer 650 kWh x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.1.g　Kuala Tanjung の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-2 Electrification (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-3 Customer (10^3)/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1-4 Sub-total/2 (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2. Commercial & Public Demand	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2-2 Sub-total (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential Demand (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3-2 General Industrial Demand (GWh)	-	-	-	-	-	7.0	7.0/1	7.0/1	7.0/1	7.0/1	7.0/1	7.0/1	7.0/1
3-3 Big Customers (GWh)	-	-	-	-	-	-	0.8	1.9	3.6	6.2	11.4	16.0	21.0
3-4 Sub-total (GWh)	-	-	-	-	-	7.0	7.8	8.9	10.6	13.2	18.4	23.0	28.0
4. Total Customers' Demand (GWh)	-	-	-			7.0	7.8	8.9	10.6	13.2	18.4	23.0	28.0
5. Distribution Loss (%)	-	-	-			22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	-	-	-			9.0	9.8	11.1	13.1	16.1	22.2	27.4	32.9

/1 Asahan Smelts Residential Quater including Commercial & Public Demand

表 3.2 プロジェクト地域の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
1. Residential Demand													
1-1 Population (10^3)	1,681	1,725	1,770	1,815	1,862	1,910	1,954	1,999	2,044	2,091	2,139	2,188	2,239
1-2 Electrification Ratio (%)	29.9	32.4	35.3	38.3	41.6	44.9	47.6	50.6	53.8	57.3	61.1	64.6	67.9
1-3 Customers (10^3)/1	79.2	88.4	98.1	110.9	122.7	136.4	151.3	167.6	185.9	207.4	230.1	252.2	277.4
1-4 Sub-total/2 (GWh)	93.54	103.00	114.13	127.97	142.17	157.89	176.49	194.33	215.53	240.51	266.68	293.87	324.05
2. Commercial & Public Demand													
2-1 Ratio to Residential Demand (%)	61.7	75.2	71.4	68.6	65.3	62.9	59.7	56.4	53.3	50.6	47.4	44.4	41.4
2-2 Sub-total (GWh)	57.71	77.35	81.43	87.91	92.94	99.26	105.29	109.63	114.95	121.73	126.52	130.50	134.47
3. Industrial Demand													
3-1 Ratio to Residential/3 Demand (%)	26.3	38.0	40.8	44.9	48.7	57.2	60.8	64.0	67.6	70.9	77.0	81.0	82.9
3-2 General Industrial Demand (GWh)	24.59	39.08	46.69	57.51	69.27	90.25	107.24	124.41	138.76	170.46	205.34	237.94	268.59
3-3 Big Customers (GWh)	-	7.0	35.00	65.00	100.00	141.75	183.77	247.37	309.82	358.75	397.19	440.77	499.92
3-4 Sub-total (GWh)	24.59	46.08	81.69	122.51	169.27	232.00	291.01	371.78	448.58	529.21	602.53	678.71	768.51
4. Total Customers' Demand (GWh)	175.84	226.43	277.25	338.39	404.38	489.15	572.79	675.74	779.06	891.45	995.73	1,103.08	1,227.03
5. Distribution Loss (%)	-	25.0	24.5	24.0	23.0	22.0	21.0	20.0	19.0	18.0	17.0	16.0	15.0
6. Total Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	234.35	301.92	367.69	445.15	525.63	625.62	725.34	847.06	961.69	1,083.54	1,199.67	1,313.68	1,443.94

/1 Population ÷ 6 (persons/family) x Electrification Ratio

/2 Consumption per customer x Customer

/3 Ratio of General Industrial Demand to Residential Demand

表 3.3　プロジェクト地域の電力量需要予測（ミクロ手法の低成長予測による）

	1978 (Actual)	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
(1) Energy Demand Inc. Distri. Loss (GWh)	234.4	301.9	367.7	445.2	525.6	625.6	725.3	847.1	961.7	1,083.5	1,199.7	1,313.7	1,443.9
(2) Transmission Loss & Station use (%)	–	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	7.9	8.3	8.8	9.2	9.6	10.0
(3) Total System Demand (GWh)	240.1	317.8	389.1	473.6	562.2	674.0	783.9	914.5	1,049.4	1,189.8	1,321.3	1,453.6	1,604.4
(4) Load Factor (%)	55.0	55.8	56.6	57.4	58.2	59.0	59.8	60.6	61.5	62.4	63.3	64.2	65
(5) Peak Load (MW)	50	65	78	94	110	130	150	172	195	218	238	258	282

図3.1　PLN REGION—Ⅱの電力需要予測

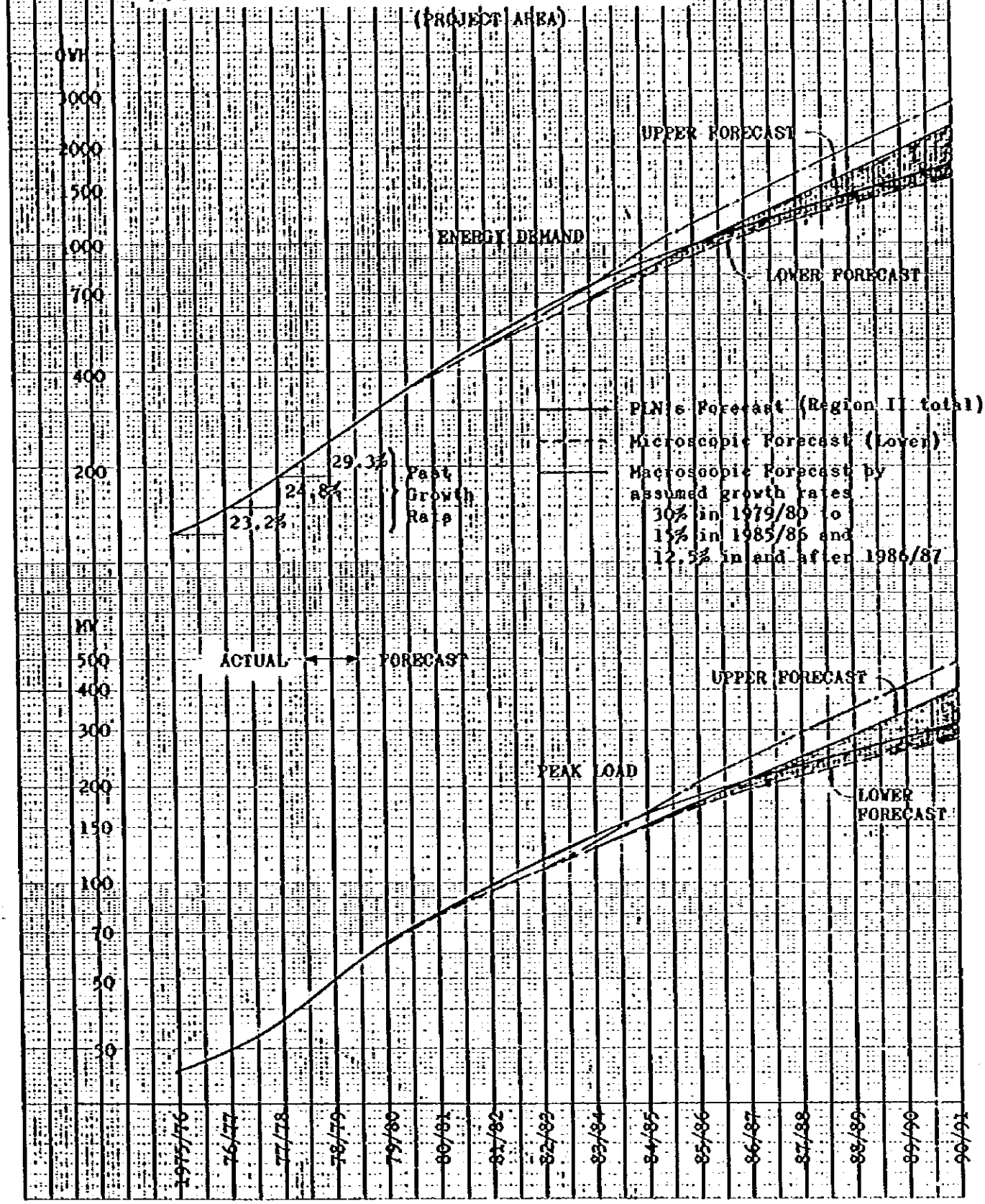


図 3.2　電力量需要予測（ミクロ的方法による低成長予測）

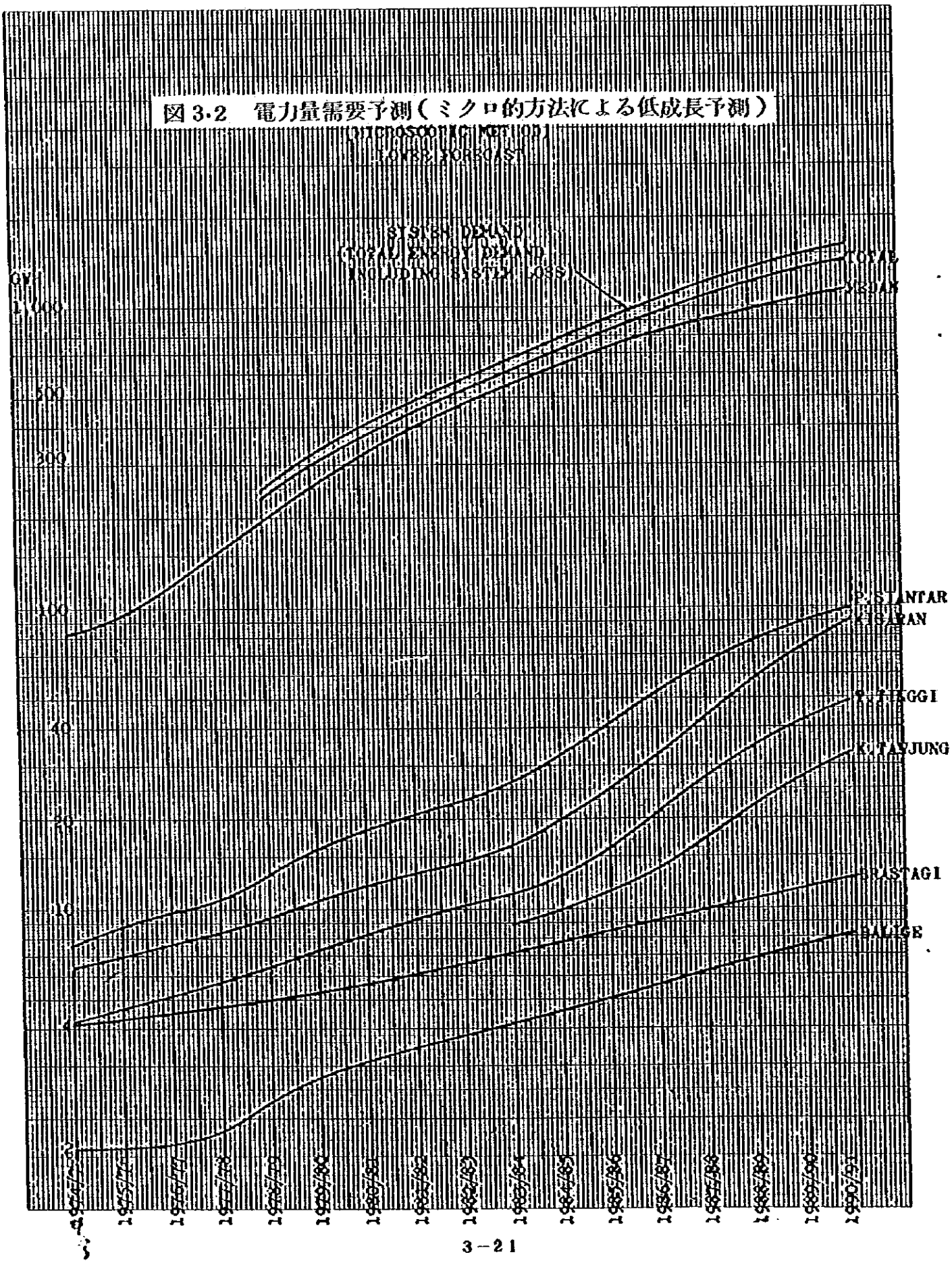
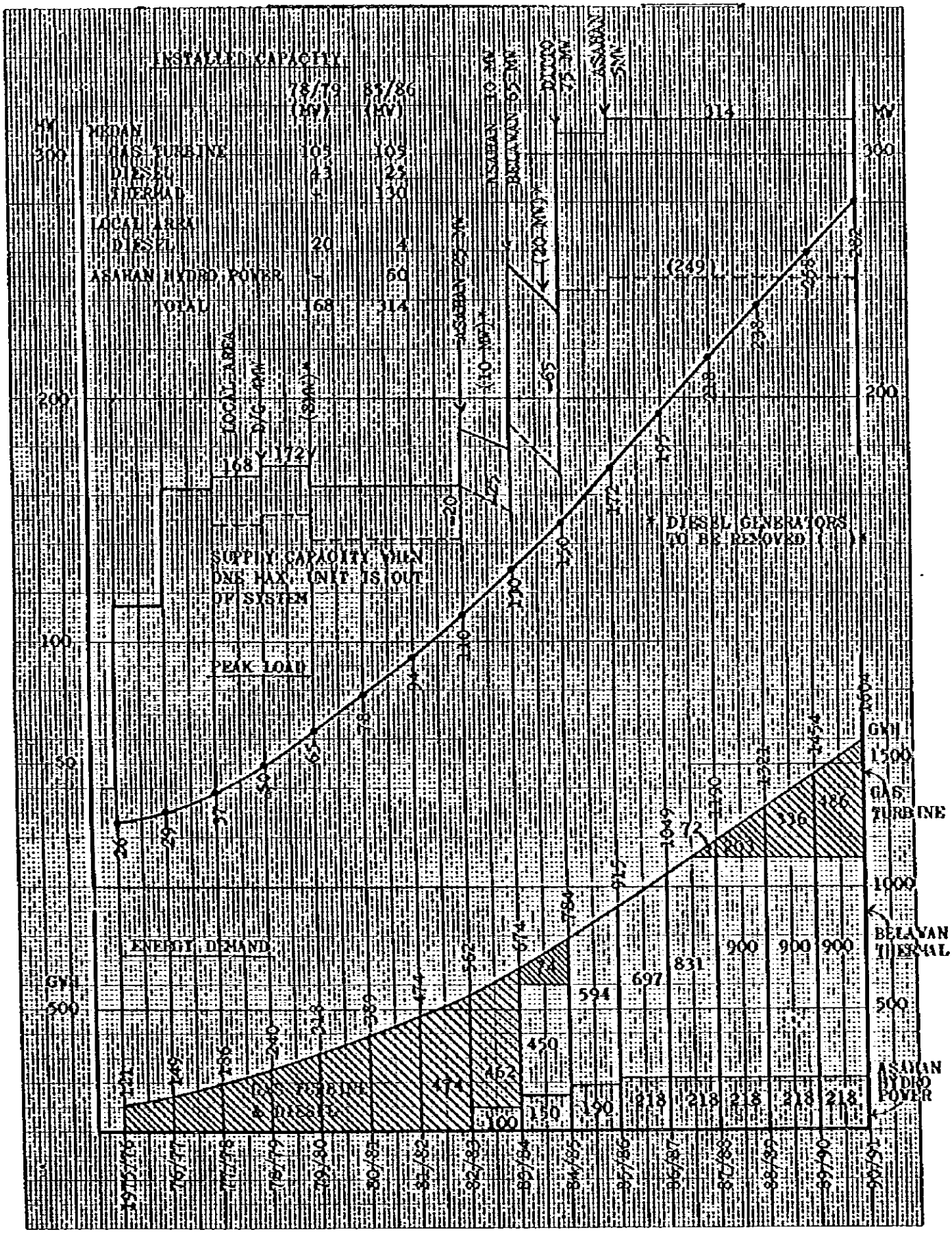


図 3.3　電力生産計画（低成長予測）



第4章　系　統　計　画

4.1 系 統 計 画

送電系統を計画するにあたり，その条件は以下の通りである。

a) Medan は最大の電力消費地帯であり，ほとんどの発電設備が Medan に集まっている。

b) アサハン水力発電所の電力は，INALUM の Kuala Tanjung 変電所の275 kV母線より供給される。

c) 電力消費地帯としては，Tebing Tinggi，Pematang Siantar，Kisaran，Tanjung Balai，Brastagi があり，これらの都市は各々約50Km の間隔をもって位置している。

各都市の地理的位置，および上記条件より，送電網は，ほぼ自動的に次のように計画された。

i) Kuala Tanjung から Tebing Tinggi を経由して，Medan までの基幹送電線を建設する。

ii) Tebing Tinggi から Pematang Siantar へは分岐送電線を建設する。

iii) Kuala Tanjung から Kisaran へ送電線を延長する。同様に Medan から Brastagi についても送電線路を延長する。

系統電圧に関しては，インドネシアの標準電圧である150 kV を採用する。代案としての275 kV計画および70 kV計画との経済比較については，次節で詳しく述べるが，この結果からも150 kV計画が最適と思われる。Kuala Tanjung － Medan 間は，基幹送電線という性格から2回線設計とする。一方，他の送電線は，送電容量および負荷が小さいことを考慮して1回線とする。Kuala Tanjung 変電所には275kV／150kV 降圧用変圧器を設置し，Medan へ向う基幹送電線およびKisaran へ向う分岐線は150 kV母線に接続する。基幹送電線の他端はMedan で，Medan Timur 変電所の150 kV母線に直接接続される。

Tebing Tinggi 変電所に於いて，基幹送電線の1回線をπ－分岐し，150 kV母線に接続し，更にここからPematang Siantar まで送電線を延長する。Brastagi への送電線は，Medan 150 kV環状線の変電所の中で，Brastagi に最も近い位置にある Titi Kuning 変電所から分岐する。

4.2 変電所用変圧器の容量

各変電所における150 kV変圧器の容量は，以下に示すような1990／91年度の地域別需要に見合うよう決定する。

	負荷予測（1990／91）	変 圧 器
P. Siantar	17.0 MW	2 × 10 MVA
T. Tinggi	8.7 MW	1 × 10 MVA
Kisaran	16.3 MW	2 × 10 MVA
Brastagi	2.2 MW	1 × 10 MVA
K. Tanjung	5.8 MW	1 × 10 MVA

（註 釈）

1）コスト節減と予備部品確保のために，変圧器容量は同一とする。

2）容量10MVA以下の150kV変圧器の価格は，容量に比例して安くはならないため，たとえ負荷が小さくても10MVAの変圧器を採用する。

3）1990／91年度における負荷は，負荷率65％に推定し，表3.1により与えられる電力需要予測より計算した。

4）電力は既設150kV／20kV送電網を通して供給されるため，Medanでは変圧器は必要としない。

Kuala Tanjungの275kV／150kV主変圧器は，50MWの電力を送電するために，約60MVAの容量が必要である。従って，Kuala Tanjung変電所では，事故や保守点検によって一台が停止した場合でも，50MWの約$\frac{2}{3}$を送れるように40MVAの変圧器2台設置する。

4.3 代案の検討

INALUM変電所の高圧側の電圧が275kVのため，基幹送電線を275kV系統にする代案が考えられる。

Pematang SiantarおよびKisaranの分岐線については，275kVの送電線や変電機器で約50Kmの距離を数十MW送るには，あまりにも高価になるため70kVを適用する。他の代案としては，需要もそれ程大きくなく，送電距離もそれ程長くないので，支線のみならず，幹線にも70kVを使用する。送電計画の代案の比較の為の送電系統図を図4.1に示す。

これらの代案の比較検討は，送電線建設費用並びに高圧機器の価格をもとに行った。しかし，20kV送電線，屋内機器，変電所土木工事はいずれの計画においてもほぼコスト的には同じであるため省略した。

各々の計画におけるエネルギー損失は，線路および機器の経済耐用年数を35年とし，KWH当りUS¢3として概略計算を行った。

計算方法は表4.1に示すが，結果は以下の通りである。

	150KV案	275KV案	70KV案
建設費	12.36(100%)	15.06(122%)	11.76(95%)
電力損失	0.53	0.93	2.41
合計	12.89(100%)	15.99(124%)	14.71(110%)

(US$ 10^6)

以上から明白なように，150KV案が最も経済的な計画である。Titi Kuning－Brastagi区間については，150KV案と70KV案とを比較検討する必要はないと思われる。理由としては，70KV案では，Titi Kuning変電所に，新たに150KV/70KV降圧用変圧器が必要となるからである。表4.2に示すように，この追加コストは，150KV送電線と70KV送電線の建設費の差を充分補填してしまう。従って，電圧調整の容易，エネルギー損失の減少，将来の送電容量の増大等考慮すると，150KV計画の方が望ましい。

4.4 電力潮流解析

電力潮流解析は，(1) 電圧調整および電圧制御用コンデンサの必要性の検討のため，また(2) 送電容量を把握するために，デジタルコンピュータによって実施した。

4.4.1 電圧調整の検討

解析は，次のケースについて行った。

系統負荷		
	Medan	180 MW
	周辺地域	32 MW
	合計	212 MW
出力		
	Belawan 火力	122 MW
	ガスタービン	40 MW
	アサハン水力	50 MW
	合計	212 MW

(上記数値は1986年に予想されるものである。)

結果を表4.2に示す。150KV系統における電圧降下は，電圧制御用コンデンサなしで，わずか1.7%である。よって，各変電所の20KV母線の電圧を一定にするために，150KV/20KV変圧器に一般的な負荷時タップ切換装置を採用すること以外は，電圧制御のために，何ら特別な配慮をする必要はない。

4.4.2 送電容量の算定

将来の送電容量を算定するために，参考のため次のケースについて解析を行った。

系統負荷	
Medan	409 MW
周辺地域	56 MW
合計	465 MW
出力	
Belawan 火力	116 MW
ガスタービン	60 MW
アサハン水力	100 MW
新電力源∠1	157 MW
合計	483 MW

∠1 ……幹線の送電容量算定のため，新電源をKuala Tanjung に仮定した。

結果を表4.3に示す。幹線の潮流は220MWに及ぶが，Kuala Tanjung－Medan 間の電圧降下はわずか2.7%である。一方，幹線の送電容量により決まる送電電力は，以下のように約265 MW である。

$$3 \times 150\text{kV} \times 600\text{A}^{\angle 2} \times 0.85 \times 2 - \text{cct} = 265\ \text{MW}$$

∠2 ……240mm² ACSRの電流容量

最大許容送電電力265 MWに対しても，電圧調整は4%（2.7% × 300／220）以下となる。よって，幹線の送電容量は，電圧調整だけでなく，電線の電流容量によって限界が265 MW と定められる。

4.5 20KV送電線路

上述した，150kV／20kV変電所が計画されている都市の他に，以下に述べる都市にも，20kV の二次送電線の延長を計画した。

Tanjung Balai，	Kisaran から約22Km。
Pulau Radja，	Kisaran から約50Km。
Parapat，	Pematang Siantar から約43Km。
Tanah Djawa，	Pematang Siantar から約15Km。
Kabanjahe，	Brastagi から約11Km。

150kV／20kV変電所は，一般に都市の中心から約5～8Km離れたところに位置するので，両者の間にも20kVの連系線が必要となる。

Parapat － Porsea － Balige 地域に関しては，電力は，20kV送電線によって，シグラグラ水力発電所より直接供給される。これら20kV線路は，20kV／6kV変圧器を通過して，既設の6kV配電系統に接続されるか，又は，直接新設の20kV配電網に接続される。
Parapat － Porsea 区間のような新しく電化された地域においては，20kV送電線は柱上変圧器を介して直接低圧配電網に接続される。しかしながら，これら既設配電網との接続および20kV変圧器の設置は，地方のディーゼル発電設備の新設や拡張工事によって現在実施されているため本プロジェクトには含んでいない。

4.6 将来の延長計画

P. L. N.は，図4.4に示したように，Sidikalang，Tarutung，Sibolga，Rantau Parapat 等の主要都市もカバーするため，150kV送電網の将来の拡張計画を準備している。詳細な検討はしていないが，150kV送電網はこのような広範囲な送電線網の要求に応じることが可能である。（この意味においても，70kV計画は，本計画には採用できない。）
この拡張計画の完全なものは，今後の産業の発展および将来の電力源の開発等を考慮して検討されなくてはならない。従って，拡張計画については本調査の職務範囲を超えるため，これ以上の論評はさける。

表 4.1 代替送電計画との比較

（基幹送電線）

	Original	Alternative A	Alternative B
	(See Figure 4.1 as for details)		
(A) Transmission Lines Cost			
K. Tanjung-Medan	(150kV, 2-cct)	(275kV, 1-cct)	(70kV, 2-cct)
	US$5.13x10^6	US$7.61x10^6	US$4.73x10^6
T.Tinggi-P.Siantar	(150kV, 1-cct)	(70kV, 1-cct)	(70kV, 1-cct)
	1.77	1.61	1.61
K.Tanjung-Kisaran	(150kV, 1-cct)	(70kV, 1-cct)	(70kV, 1-cct)
	2.16	1.97	1.97
Total	US$9.06x10^6	US$11.19x10^6	US$8.31x10^6
(B) Substation, High Tension Equipment Cost/1			
K.Tanjung S/S	US$1.74x10^6	US$1.08x10^6	US$1.59x10^6
T.Tinggi S/S	0.57	1.28	0.45
Medan Timur S/S	0.23	0.83	0.73
P.Siantar S/S	0.38	0.34	0.34
Kisaran S/S	0.38	0.34	0.34
Total	US$3.30x10^6	US$3.87x10^6	US$3.45x10^6
(C) Total of Transmission Lines and Substations			
	US$12.36x10^6 (100%)	US$15.06x10^6 (122%)	US$11.76x10^6 (95%)
(D) Present Worth of Loss Energy for 35 years/2			
Total energy loss	17.6 GWh	31.1GWh/3	80.4GWh
Loss in monetary term at US$3/kWh	US$0.53x10^6	US$0.93x10^6	US$2.41x10^6
(E) Sum of Costs and Present Worth of Loss Energy			
	US$12.89x10^6 (100%)	US$15.99x10^6 (124%)	US$14.17x10^6 (110%)

/1 20kV and indoor equipment, erection cost and miscellaneous materials, civil and building works are common or almost same in costs, therefore they are eliminated from the comparison.

/2 See the attached calculation sheet in the next page

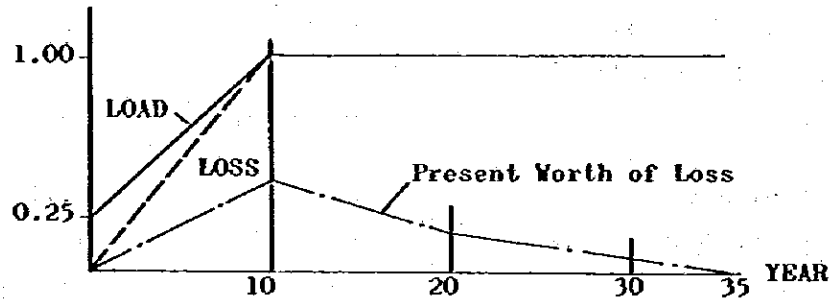
/3 Energy loss in 275 kV line was neglected.

電力量損失の簡易計算

(Branch Lines)	70 kV	150 kV
I for 20MVA = 20,000kVA/$\sqrt{3}$V	165A	77A
r = 0.12 ohm/km x 1.1 = 0.132 (240mm^{2}ACSR, 50°C)		
P = $3I^2r$ per km	10.78kW/km	2.35kW/km
K.Tanjung-Kisaran, 55km	592.9 kW	129.3 kW
T.Tinggi-P.Siantar, 48km	517.4 kW	112.8 kW
P = Total peak loss	1,110.3 kW	242.1 kW
Annual loss, P x 8,760hr x 0.4	3.89x10^{6}kWh	0.85x10^{6}kWh
Present worth of loss for 35 years (PW Factor = 8.0)/1	31.12x10^{6}kWh	6.80x10^{6}kWh
Loss in monetary term, US¢3/kWh	US$0.93x10^6	US$0.20x10^6
(Main Lines)		
30MVA/2cct = 15MVA		
I for 15MVA = 15,000kVA/$\sqrt{3}$V	124A	58A
r = 0.132 ohm/km		
P = 2 x $3I^2r$	12.18kW/km	2.66kW/km
K.Tanjung-Medan, 91km	1,108.4 kW	242.1 kW
Annual loss, P x 8,760hr x 0.4	3.88x10^{6}kWh	0.85x10^{6}kWh
Present worth of loss for 35 years (PW factor = 12.7)/1	49.28x10^{6}kWh	10.80x10^{6}kWh
Loss in monetary term, US¢3/kWh	US$1.48x10^6	US$0.33x10^6
(Total)		
Peak loss	2,219 kW	484 kW
Annual loss	7.77x10^{6}kWh	1.70x10^{6}kWh
Present worth of loss for 35 years	80.4x10^{6}kWh	17.6x10^{6}kWh
Loss in monetary term	US$2.41x10^6	US$0.53x10^6

/1 See the attached "SIMPLIFIED CALCULATION OF PRESENT WORTH FACTOR", in the next page.

現在価値率の簡易計算



1) Assumption

a) The demand reaches the saturated level limited by the capacity of substations and transmission lines in 10 years, with an annual growth rate of 15%.

b) The discount rate is 8% per annum.

2) Calculation

	Load	Loss	Present Worth	Sum of Present Worth
1st year	0.25	0.0625	0.0625	2.6285
10th year	1.00	1.00	0.4632	3.3885
20th year	1.00	1.00	0.2145	1.5695
30th year	1.00	1.00	0.0994	0.4175
35th year	1.00	1.00	0.0676	
			Total	8.004
			Say	8.0

3) In case the load is constant from the initial year, the present worth of loss in the 1st year becomes 1.0; therefore the sum of present worth becomes 12.6915 (say 12.7) by a similar calculation.

表 4.2　代替送電計画との比較

（Titikuning－Brastagi 区間）

	Original (150kV, 1-cct)	Alternative (70kV, 1-cct)
(A) Transmission Line	US$1.92x10^6	US$ 1.74x10^6
(B) Substations, High Tension Equipment		
Titi Kuning S/S	US$ 0.11x10^6	US$ 0.33x10^6
Brastagi S/S	0.26	0.22
Total	US$ 0.37x10^6	US$ 0.55x10^6
(C) Total of Transmission Line and Substation	US$ 2.29x10^6	US$ 2.29x10^6

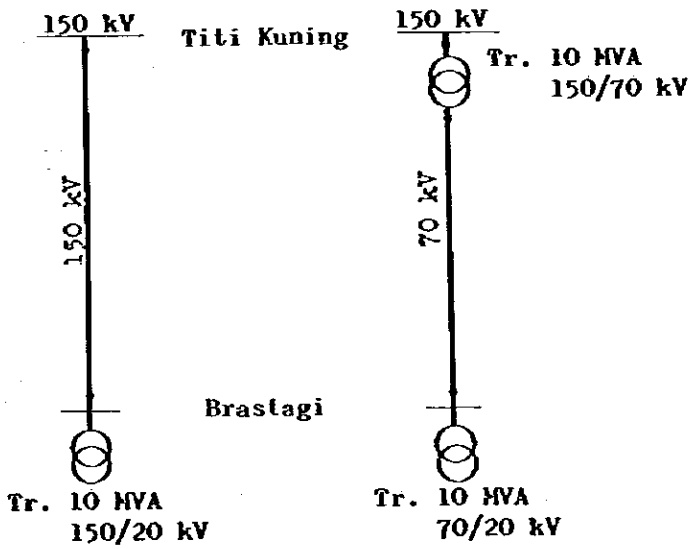
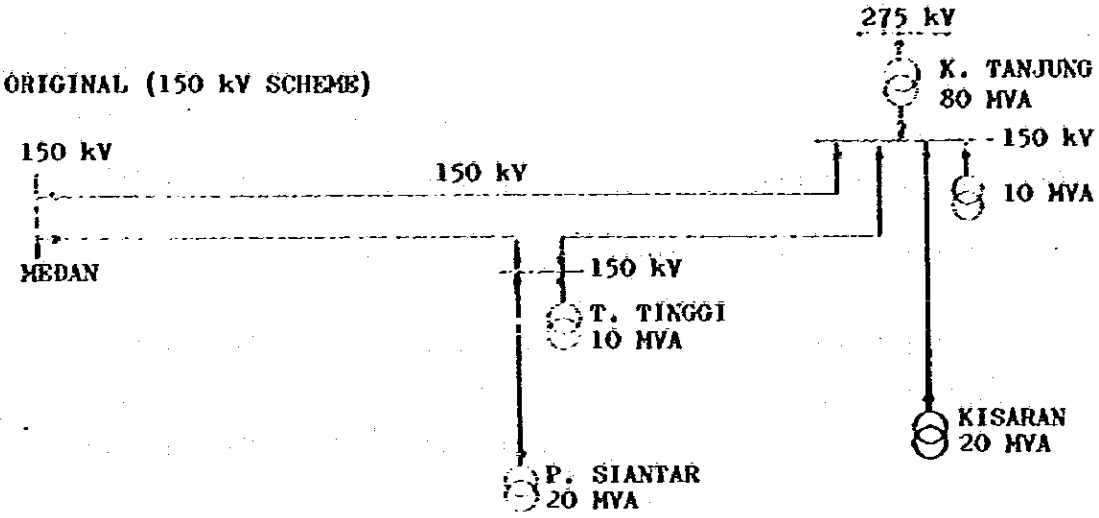


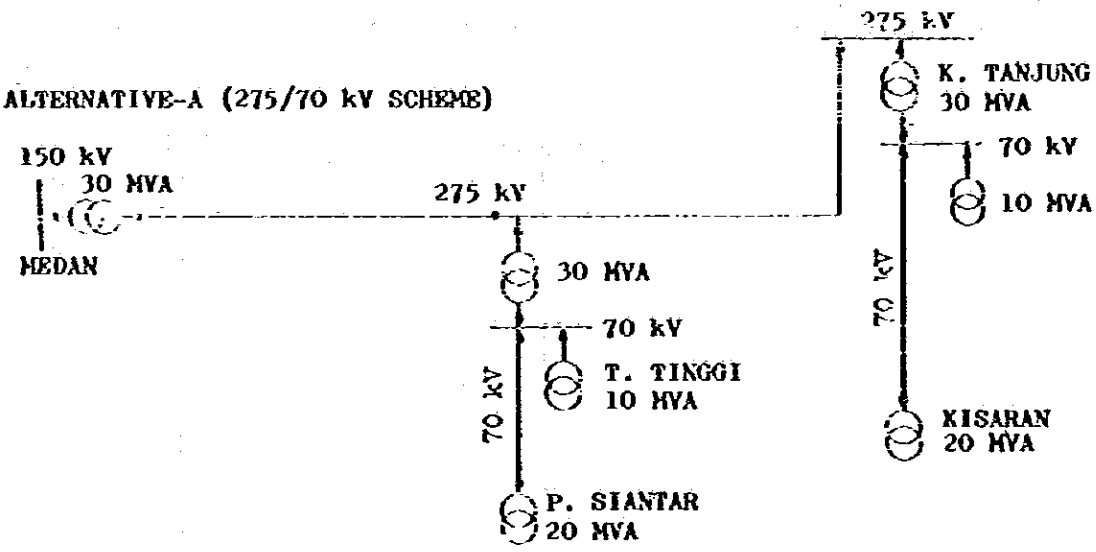
図 4.1　代替送電計画の系統図

Transformer
Switchgear

(A) ORIGINAL (150 kV SCHEME)



(B) ALTERNATIVE-A (275/70 kV SCHEME)



(C) ALTERNATIVE-B (70 kV SCHEME)

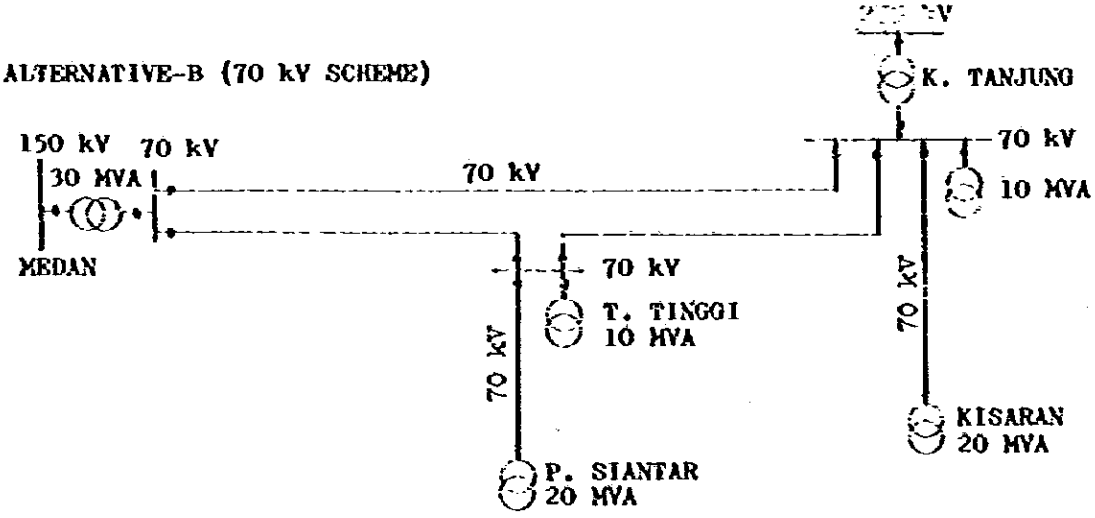


図 4. 2 潮 流 解 析 (1)

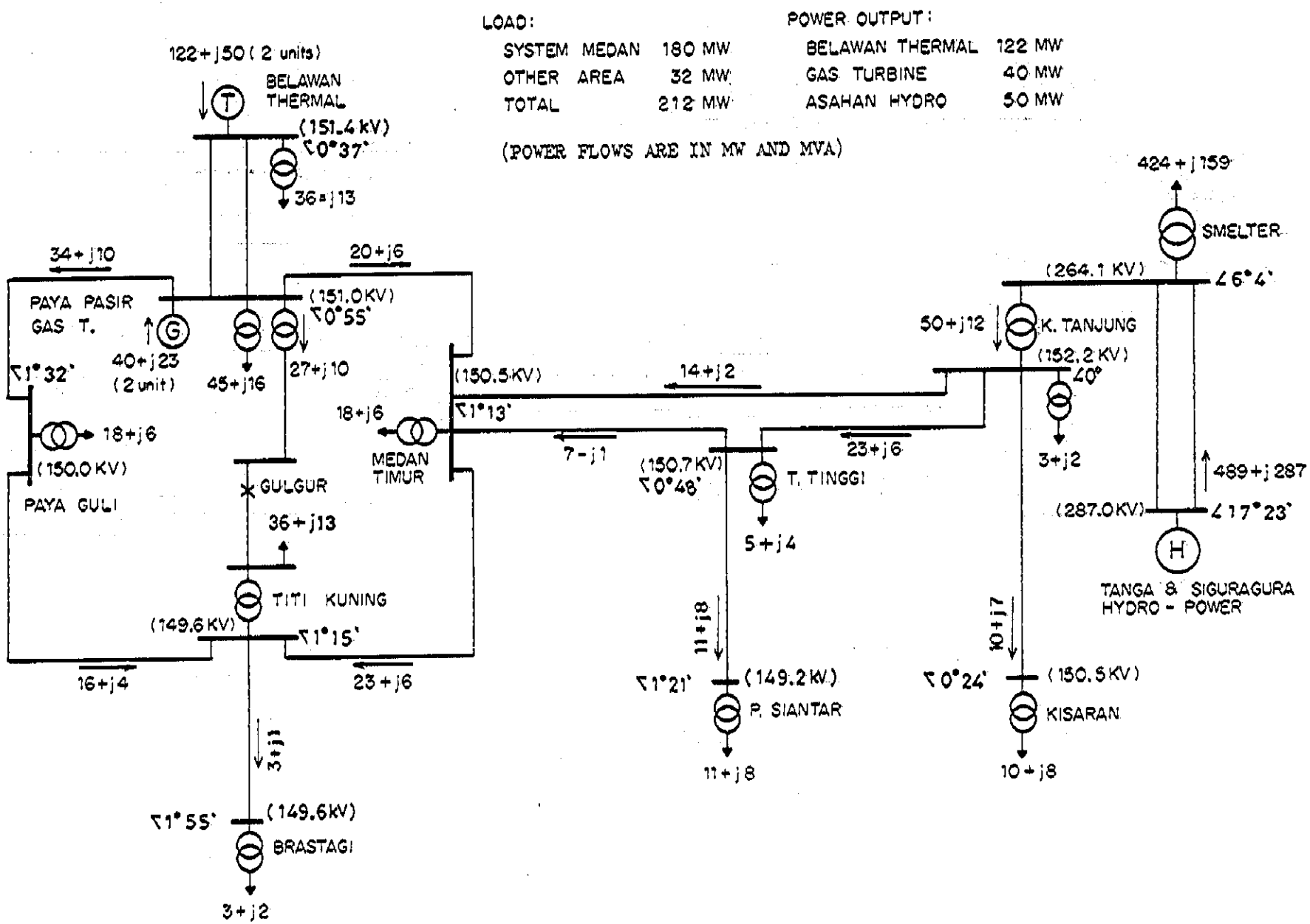

LOAD:
SYSTEM MEDAN 180 MW
OTHER AREA 32 MW
TOTAL 212 MW
POWER OUTPUT:
BELAWAN THERMAL 122 MW
GAS TURBINE 40 MW
ASAHAN HYDRO 50 MW
(POWER FLOWS ARE IN MW AND MVA)
122+j50 (2 units)
BELAWAN THERMAL
(151.4 kV)
∠0°37'
36+j13
34+j10
20+j6
PAYA PASIR GAS T.
(151.0KV)
∠0°55'
40+j23 (2 unit)
45+j16
27+j10
∠1°32'
18+j6
(150.0 KV)
PAYA GULI
GULGUR
36+j13
TITI KUNING
(149.6 KV)
∠1°15'
16+j4
23+j6
3+j1
∠1°55'
(149.6kV)
BRASTAGI
3+j2
18+j6
MEDAN TIMUR
(150.5KV)
∠1°13'
14+j2
7-j1
(150.7KV)
∠0°48'
T. TINGGI
5+j4
23+j6
11+j8
∠1°21'
(149.2 kV)
P. SIANTAR
11+j8
50+j12
K. TANJUNG
(152.2 KV)
∠0°
3+j2
10+j7
∠0°24'
(150.5 KV)
KISARAN
10+j8
424+j159
SMELTER
(264.1 KV)
∠6°4'
489+j287
(287.0KV)
∠17°23'
TANGA & SIGURAGURA HYDRO - POWER

図 4. 3 潮流解析 (2)

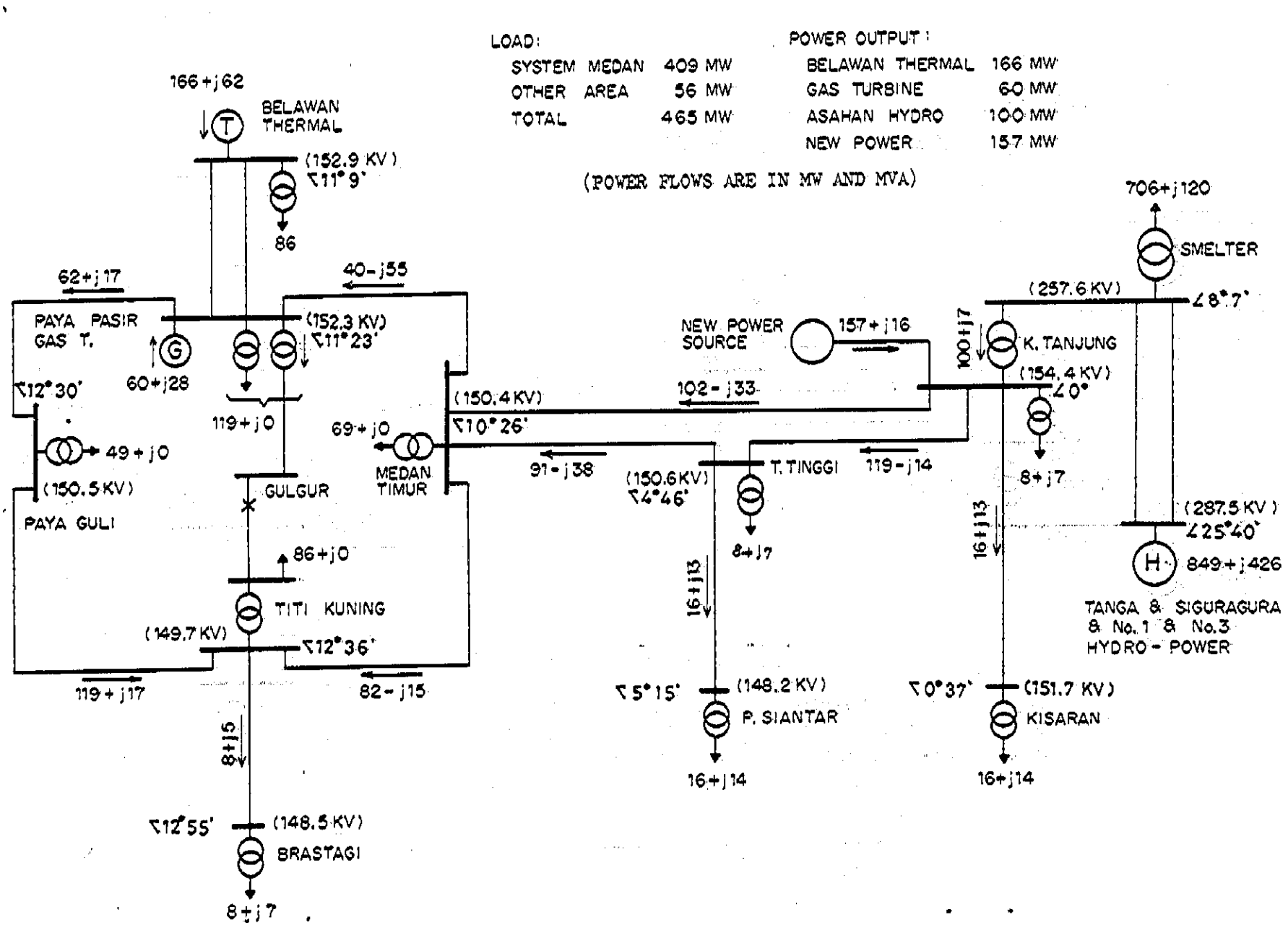
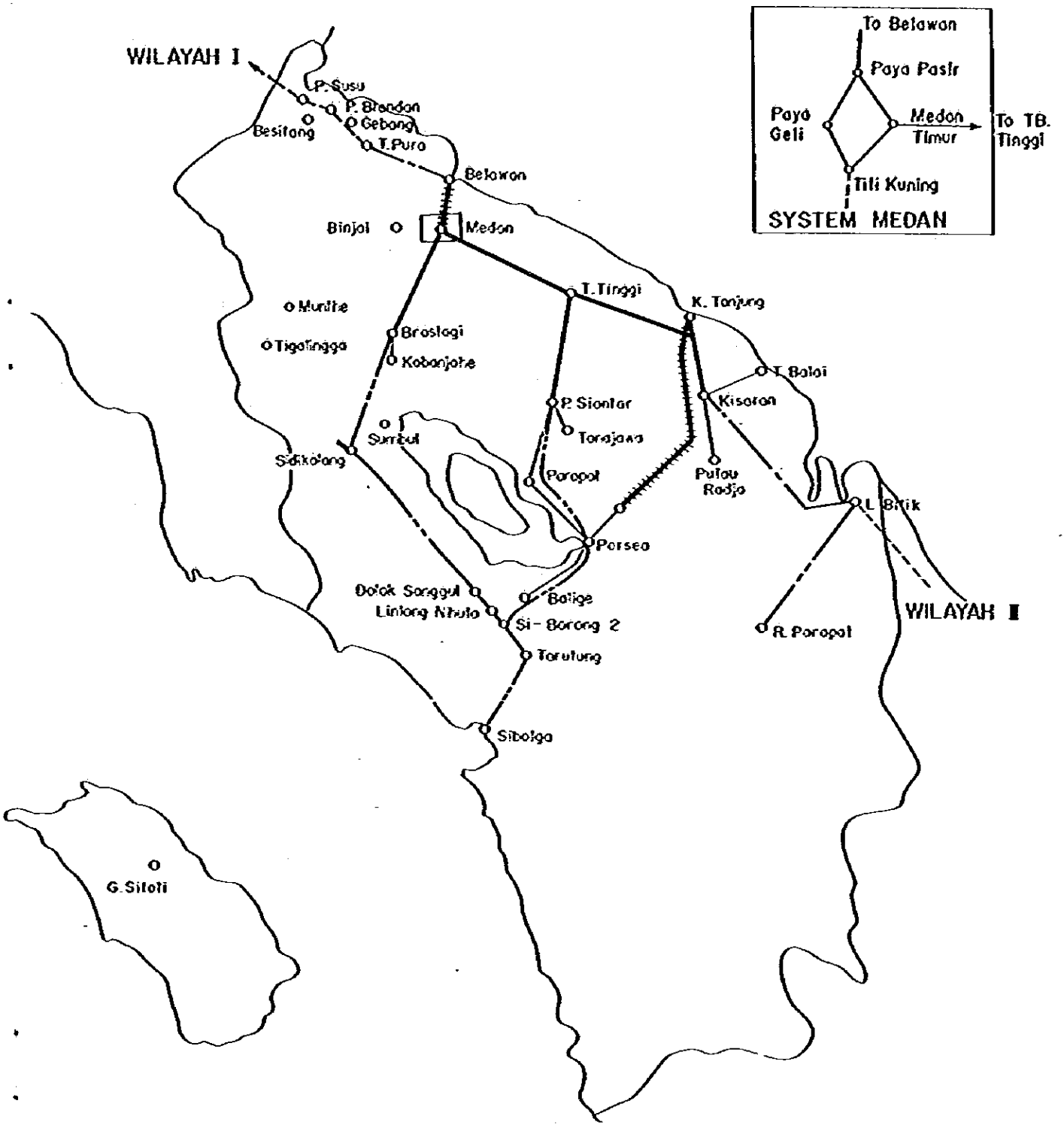

LOAD:
SYSTEM MEDAN 409 MW
OTHER AREA 56 MW
TOTAL 465 MW
POWER OUTPUT:
BELAWAN THERMAL 166 MW
GAS TURBINE 60 MW
ASAHAN HYDRO 100 MW
NEW POWER 157 MW
(POWER FLOWS ARE IN MW AND MVA)
166+j62
BELAWAN THERMAL
(152.9 KV)
∇11°9'
86
62+j17
40-j55
PAYA PASIR GAS T.
(152.3 KV)
∇11°23'
60+j28
∇12°30'
119+j0
69+j0
MEDAN TIMUR
(150.4 KV)
∇10°26'
49+j0
(150.5 KV)
PAYA GULI
GULGUR
86+j0
TITI KUNING
(149.7 KV)
∇12°36'
119+j17
82-j15
8+j5
∇12°55'
(148.5 KV)
BRASTAGI
8+j7
NEW POWER SOURCE
157+j16
102-j33
91-j38
(150.6 KV)
∇4°46'
T. TINGGI
119-j14
8+j7
16+j13
∇5°15'
(148.2 KV)
P. SIANTAR
16+j14
100+j7
K. TANJUNG
(154.4 KV)
∠0°
8+j7
16+j13
∇0°37'
(151.7 KV)
KISARAN
16+j14
706+j120
SMELTER
(257.6 KV)
∠8°7'
(287.5 KV)
∠25°40'
849+j426
TANGA & SIGURAGURA & No.1 & No.3 HYDRO-POWER

図 4. 4 送電系統将来計画図

（北スマトラ, PLN WILAYAH I）



1979 150KV existing transmission (Medan System)

1982 275KV transmission (Asahan - Kuala Tanjung)

1983 150KV transmission in this Study

1983 20KV transmission in this Study

1985 150KV transmission (Pangkalan-Port Brandan-Tanjang Pura)

1987 150KV transmission (Belawan - Tanjang Pura, Kisaran-Lb. Bilik)

1990 150KV transmission (Berastagi - Sidikalang - Rantang Paropet - Lb. Bilik)

第5章　予　備　設　計

5.1　気　象　条　件

Medan, T. Tinggi, P. Siantar, Kisaran, および Kuala Tanjung の気象データは既に収集済であり，最高気温，最低気温，平均気温，最大風速，年間降水量，月間降水量，雷雨日数の記録を，付属書Ⅰ，資料2，気象データに示してある。

各都市における平均気温は年間を通じてほとんど一定である。一般に，最高気温は，一年を通じて，3月から4月にかけて記録され，同様に，最低気温は1月から2月にかけて記録されている。各都市における温度は概略以下の通りである。

	最高気温 (1975～1979)	最低気温 (1975)	平均気温 (1975)
Medan	35.6℃	18.7℃	26.3℃
P. Siantar	32.0℃	19.2℃	24.5℃
Kisaran	33.4℃	20.1℃	26.4℃
Pintu Pohan	28.5℃	10.2℃	20.4℃

Medan において，風速 20 m/sec（28.9 ノット）を越える突風は，1975年末から1979年にかけては記録されていない。強風の風向きは主に西方であり，常にスコールを伴う。Medan の降雨量は1月から3月にかけては，ほとんどなく，逆に9月から12月にかけては多くなる。T. Tinggi, P. Siantar, K. Tanjung の各都市でも同様な傾向である。各都市における年間平均降雨量は次の通りである。

Medan	2,007 mm
T. Tinggi	1,455 mm
P. Siantar	2,646 mm
Kisaran	1,675 mm
K. Tanjung	1,300 mm

Medan の雷雨日数は34～85日と記録されている。年間を通じて毎月発生しているが，その中でも8月から10月の間は，その頻度が一段と高くなっている。このような高いIKLに対して送電線を設計する場合，十分な配慮が必要である。

5.2　送電線ルートの概略

150 kV および 20 kV 送電線のルートは，先ず 1/50,000 および 1/100,000 の地図上で選択し，そのルートに沿って現地踏査を行った。

ルートは，図面No.NSTL－001に示す如くであり，概略は以下の通りである。

Kuala Tanjung－T. Tinggi 150kV 線路

亘長38Km。Kuala Tanjung変電所の引き出し部分は湿地帯である。その後西に折れ，アルミ精錬所のアクセス道路に沿ってなだらかな丘陵地帯を通り，平坦地をおおうゴム農園，パームオイル農園を通過したのち，ゴム園の角に位置するT. Tinggi 変電所に至る。

T. Tinggi－Medan Timur 150kV 線路

亘長53Km。このルートは，最初の区間で北西に向い，水田地帯を通過し，標高数十mの丘陵地帯に広がるゴム園に入っていく。Medan に接近する区間で再び水田地帯を横切る。代案として考えられるMedan－T. Tinggi 間の国道沿いのルートは地盤が悪く距離的にもメリットがないため採用しなかった。又，人口密集地帯のため用地買収の点でも問題となるであろう。

Kuala Tanjung－Kisaran 150kV 線路

亘長55Km。Kuala Tanjung変電所の近辺においては，このルートはINALUMの275kV線路に並行し，湿地帯およびヤシ農園を通過して南に向う。その後，南東に方向を変え，T. TinggiからKisaran へ通ずる道路に沿って平坦地のゴム園を通過し，Kisaran 変電所に至る。

Tebing Tinggi－P. Siantar 150kV 線路

亘長48Km。そのほとんどが，ゴムとパームオイルに覆われたゆるやかな丘陵地帯である。このルートは鉄道線路および幹線道路に沿ってT. Tinggi からほとんど直線に南へ伸びている。そして徐々に標高600mまで登っていく。

P. Siantar－Parapat 20kV 線路

亘長43Km。ルートの3分の2は耕作地を通過し，Parapat 寄りの残りの3分の1は，標高800mから1000mの山岳の尾根を通過していく。

Parapat－Porsea－Balige 20kV 線路

Parapat－Porsea 区間亘長34Km，Porsea－Balige区間亘長22Km，Siguragura－Porsea間亘長19Km。Parapat－Porsea 区間および，Siguragura－Porsea区間は，そのほとんどが山岳地帯と丘陵地帯を通り，一部丘と丘の間には，水田や耕作地が存在する。Porsea－Balige 区間の通過地域は，ほとんど道路沿いの水田である。

P. Siantar－Tanah Djawa 20kV 線路

亘長15Km。その周囲状況は，Parapat へ向う線路の最初の部分と全く同じである。

Kisaran－Pulau Radja－Tanjung Balai 20kV 線路

Kisaran－Palau Radja 間亘長50Km，Kisaran－Tanjung Balai 間亘長22Km。

Kisaran－Palau Radja間のルートは，そのほとんどが，ヤシの木とゴムの木に覆われた平原であるが，アサハン川沿いの低地の一部には湿地帯が存在する。Kisaran－Tanjung Balai区間は，ほとんどが湿地帯のため，その両都市間を結ぶ道路の路肩に建設しなければならない。

概して言えば，送電線のルートの全ての部分は，既存の公道もしくは私道から1～2Km以内に沿っており，アクセス面ではほとんど問題ない。したがって，アクセス道路の準備に特別の配慮は必要ない。

Kuala Tanjung 変電所近辺の数Kmの区間は海岸より1～10Km以内に位置する。しかしながら，INALUMがKuala Tanjung で長期に亘る塩分付着試験を実施し，塩害に対する対策を施す必要がないことを証明しているので，塩害については，何ら特別な配慮をする必要はない。

5.3 地　　質

送電線路は，図No.NSTL－001に示すように，火山灰台地，トバ火山のすそ野，マラッカ海峡に沿った海岸を通過している。地質は主に，洪積世にトバ火山から噴出した火山灰（火山砂を含む）の水中堆積物と陸上堆積物から成る。火山灰は一般に次の三層に分類される。

(1) 火山灰質砂層（Tfs）

主として火山灰質の砂から成るTfs層は，本プロジェクトのほとんどの地域に分布している。この層は十分な地耐力を持っているが，山間斜面以外では深度10m以上のところに位置しているため，一般にクイ基礎の支持層として期待できる。

(2) 火山灰質シルト層（Tfm）

シルト質火山灰から成るTfm層は，一般にTfs層よりも上位に位置している。標準貫入試験によるN値は3～4程度であるので，直線および軽角度鉄塔の支持層とはなりうるが，重角度鉄塔にはクイ基礎を適用する。地下水位が高いところでは，N値が1以下を示すこともある。

(3) 風　化　帯（Lm）

ラテライト化した火山灰より成るLm層は丘陵地帯に分布する。この層は比較的大きい地耐力を持っており，十分な層厚があれば鉄塔基礎には適当である。しかしながら，一般には層厚は地表より4m以下であり，鉄塔荷重に耐えるには不十分である。よって，ほとんどの鉄塔基礎はLm層の下層であるTfm層によって支持するものとする。本線路の地質的および地形的特徴を表5.1に示し，以下その概要を述べる。

Kuala Tanjung － T. Tinggi

Kuala Tanjung 変電所から5Km 以内の区間，および数箇所の川横断地点には，湿地帯および水田があり，そこは極めて軟弱なシルト層が10m前後の厚さで分布し，その下位のルーズな

砂層と共に軟弱層を形成しているため，基礎には10～20mの長さのクイが必要である。T. Tinggi 変電所は，地耐力の弱い約20m層厚のTfm層の上に位置している。よって，主要変電機器にはクイ基礎が必要である。

T. Tinggi － Medan Timur

初めの40%区間は，地下水位が高く，火山灰質シルトおよび砂に代表される地質であるが，一般に良好な地耐力を有する。次の40%区間は，ラテナイト化した褐色の火山灰土層もしくは厚いTfm層の丘陵地帯である。Medan Timur 変電所近くの残りの20%は，軟弱なシルト質粘土とルーズな砂層の水田地帯である。したがって，クイ基礎が必要である。

T. Tinggi － P. Siantar

T. Tinggi 変電所から最初の20%区間は，火山灰質の高水位地帯であり，角度鉄塔にはクイ基礎もしくは，特殊基礎が必要となるであろう。

残りの区間は低水位のラテライト化した火山灰堆積層でおおわれた，ゆるやかな起伏の丘陵地帯である。この層は比較的安定しており，普通基礎に対しては十分な地耐力をもっている。

P. Siantar 変電所付近では，ラテライト化した火山灰堆積層の下に軟弱な火山灰シルト質があるので，詳細設計の段階で特別な配慮が必要となろう。

Kuala Tanjung－Kisaran

Kuala Tanjung から最初の8Km区間はほとんど Kuala Tanjung － T. Tinggi 区間と同じである。次の20Km区間では，一部は低水位の十分な地耐力をもつ赤褐色のラテライト化した起伏のゆるやかな丘陵地帯であり，一部にはクイ基礎が必要な低地も存在する。残りの区間は，火山灰質シルトおよび砂よりなる低地であるが，一般に良好な地耐力が期待できる。

Silau川近くに位置する Kisaran 変電所は深度3～6mに砂層はあるものの，支持層として期待できるものは約10mの深度にあり，クイ基礎が必要となる。

Titi Kuning－Brastagi

この線路は主に標高10～1,500mの山岳地帯を通過していく。Titi Kuning 変電所付近では軟弱粘土層がかなり深層まで伸びているような部分を除いては，比較的浅い所に支持層が認められる。線路は更に，水位の低い，わずかに表面がラテライト化した丘陵地帯へと移り，更に半シルト化した凝灰岩，安山岩質凝灰角礫岩，火山角礫岩などから成る山岳地帯を登っていく。クイ基礎は，川横断や深い軟弱粘土層等の一部に限られる。Brastagi変電所周辺には，表層に可成り粗粒な軽石（浮石）粒が見られるが，その厚さは1m前後と考えてよく，その下位には未固結の凝灰岩類が予想され，基礎地盤としては，殆ど問題はないと考える。

20KV送電線路

ほとんどの20KV送電線路は，凝結した粘土，火山灰質砂および崖錐からなる山岳地帯，丘陵地帯，高原を通過している。したがって，基礎に対しては何ら特別な配慮をする必要はない。Kisaran－Tanjung Balai 区間においてのみ，極端に軟弱な地盤の水田地帯がTanjung Balai に近い約7Kmの区間に確認されている。N値はほとんど0であり，この区間の線路は道路の路肩に沿うように計画した。

（註　釈）

上記説明が，本プロジェクト地域の地質の概要である。建設実施段階においては，とりわけ角度鉄塔の位置および低地については詳しい調査が必要である。この予備調査より，下記のようにクイ基礎の数量を推定した。

i）Kuala Tanjung － Tebing Tinggi　　総亘長の35％

Tebing Tinggi － Medan Timur　　総亘長の25％

Tebing Tinggi － Pematang Siantar　　総亘長の10％

Kuala Tanjung － Kisaran　　総亘長の25％

Titi Kuning － Brastagi　　総亘長の　5％

ii）Kuala Tanjung，Tebing Tinggi，Medan Timur，Kisaran 各変電所の建屋，変圧器，変電機器等の重量構造物。

スウェーデン式貫入試験およびコーンペネトロメータを使った地質調査の結果を付属書Ⅱ DATA に示す。

5.4　150KV 送電線の設計

150KV送電線の予備設計を次に示す。

基幹送電線（Kuala Tanjung － Medan Timur）

公称電圧	150KV
回線数	2
導体	ACSR，240mm²
架空地線	55mm²亜鉛メッキ鋼より線，2本
絶縁	不平衡絶縁（絶縁強度の高い方の回線はTebing Tinggi S/S でπブランチする）
碍子	ボールソケット形磁器碍子，254mmφ×146mm
懸垂碍子連	碍子9個連結，1連もしくは2連（低絶縁） 碍子11個連結，1連もしくは2連（高絶縁）

耐張碍子連	碍子10個連結，1連もしくは2連（低 絶縁）
	碍子12個連結，1連もしくは2連（高 絶縁）
支　持　物	鉄塔（2回線垂直配列）
基　　礎	コンクリート直接基礎又はクイ基礎

分岐送電線（Kuala Tanjung－Kisaran, T. Tinggi－P. Siantar, Titi Kuning－Brastagi）

公称電圧	150 kV
回線数	1
導　　体	ACSR　240 mm²
架空地線	55 mm² 亜鉛メッキ鋼より線，1本
絶　　縁	標準絶縁
碍　　子	基幹送電線に同じ
懸垂碍子連	碍子9個連結，1連もしくは2連
耐張碍子連	碍子10個連結，1連もしくは2連
支　持　物	鉄塔（1回線三角配列）
基　　礎	基幹送電線と同じ

（註　釈）

特に分岐線については，予測負荷を考慮すると更にサイズの小さい電線の採用も可能である。しかしながら，将来において電線の取替えは実質的に不可能であり，又，年々新設線の用地買収がむずかしくなってきている。したがって，導体半径は経済調査をそこなわない範囲内では，できる限り太くした方が良い。

このような観点から，また，150 kV系統の将来の拡張計画を考慮し，PLN 標準サイズである240 mm² を基幹送電線のみならず分岐線にも採用した。

送電線の設計規準は，次に示す地域的な気象条件，および地質調査の結果，並びにインドネシア規格を参考として下記の如く定めた。

風　　圧	風速25 m/s を基準にする。
導体及び架空地線	40 kg/m²
碍　　子	60 kg/m²
鉄　　塔	120 kg/m²
温度範囲	
最高導体温度	60 ℃
最高周囲温度	40 ℃

平均周囲温度	25 ℃
最低周囲温度	5 ℃
湿度	80 %
I K L	100 以上

地盤の降伏地耐力

丘及び高地	50 t/m²
低地	20 t/m²
湿地帯	支持グイ

代表的な鉄塔姿図を図面No.NSTL－003に示す。

5.5 20KV送電線の設計

設計には，鉄塔，コンクリート柱，鋼管柱の三種類を採用した。本プロジェクトの20KV送電線のほとんどは，比較的長距離にわたり平原や丘陵地帯を通過しており，また，この20KV送電線は配電線としてではなく，二次送電線としての役割がある。このような部分については，堅固な構造であり保守も容易な鉄塔を採用し，径間も300m以上とする。従って，支持物は尾根や丘の頂きに位置することになる。

各変電所から各都市の中心までの給電線は，道路に沿って建設するが，道路の曲がりや障害物が多いため長径間は適用できない。従って通常の径間の短い電柱を採用する。現地産のコンクリート柱をそのほとんどの区間に採用するが，都市中心地の一部には鋼管柱を採用する。各亘長は，鉄塔線路135Km，コンクリート柱線路70Km，鋼管柱線路20Kmとなる。

以下に設計の概要を示す。

	鉄塔区間	電柱区間
公称電圧	20 KV	20 KV
回線数	1	1
導体	ACSR 120mm²	HAℓ120mm²
架空地線	38mm² 亜鉛メッキ鋼より線	38mm² 亜鉛メッキ鋼より線
碍子	懸垂磁器碍子	ピン碍子および懸垂磁器碍子
支持物	鉄塔	コンクリート柱もしくは鋼管柱

設計基準は，150KV送電線と同様である。鉄塔と電柱の姿図を図No. NSTL－004に示す。

5.6 変　電　所

変電所の位置選定は，1979年12月現地調査の際にJICA専門家とPLN技術者合同で実施した。その際には，将来増設計画の有効性，負荷中心地からの距離，公道からのアクセス，送電線の引き込み，引き出し用の用地補償の問題等充分考慮した。

Kuala Tanjung 変電所は INALUM 275 KV変電所に隣接しており，全ての構造物，機器にはクイ基礎が必要となる。現場の周囲は湿地帯であるので，変電所用用地の取得および150 KV送電線の用地補償に関しては問題ない。

Tebing Tinggi 変電所は，都市からMedan へ向う幹線道路に沿って約7Kmのところに位置する。現場はゴム園の中にあり，重量構造物や主量構造物や主要変電機器にはクイ基礎が必要となる。

Pematang Siantar 変電所は，都市から約5Km離れた原野に位置する。現場はなだらかな丘陵地帯であり，地質条件は普通基礎に対して十分良好である。

Kisaran 変電所は，Kisaran から南東へ約10Kmの位置にあり，Kisaran と Simpang Kawat のほぼ中間点のゴム園の中にある。地質条件等は，T. Tinggi 変電所とほぼ同様である。

Brastagi 変電所は，Brastagi と Kabanjahe の中間地点の原野の中に位置する。

Medan Timur 変電所は，Medan 郊外の水田地帯に位置しており，System Medan の一部として現在工事中である。基幹送電線用150 KV 変電設備を本プロジェクトで設置する。

Titi Kuning 変電所は既に完成しており，Brastagi 線用の150 KV変電設備を本プロジェクトで設置する。

変電所の設計はできる限り簡素化し，経済性と容易な運転保守を計るが，将来の増設も十分考慮しなければならない。変圧器および150 KV用機器は屋外形とし，20K用機器はメタルキュービクル形とする。全ての機器は屋内の制御盤によって操作される。

基幹送電線とつながる変電所は将来計画においては2重母線とするが，本プロジェクトでは単母線のみを建設する。

Tebing Tinggi 変電所では，10MVA変圧器1台，20 KVキュービクル4台を設置するが，将来は2重母線方式とし，基幹送電線の2回線をπ－分岐し，また変圧器，キュービクル等を増設するための充分な配慮が必要である。

Kuala Tanjung変電所では経費節減のため275 KV／150 KV変圧器2台が1台の遮断器とともに設置される。しかし，断路器は各々の変圧器に1台ずつ設置するものとし，どちらか一方が切り離された状態でも残りの1台で運転を継続させる。同様な方式が Pematang Siantar，

Kisaran に採用される。又，公共用電力供給のためINALUMに依って275KV遮断器が1台ずつ設置され，これは275KV／150KV変圧器の高圧側機器として使用される。

変圧器は全て負荷タップ切替付きで油入自冷式とする。150KV遮断器はSF_6ガス遮断器もしくはその他適当なタイプとする。20KV変電機器は屋外設置式メタルキュービクルとする。以上により，未熟練の操作員による運転が可能であり，保守点検も容易となる。

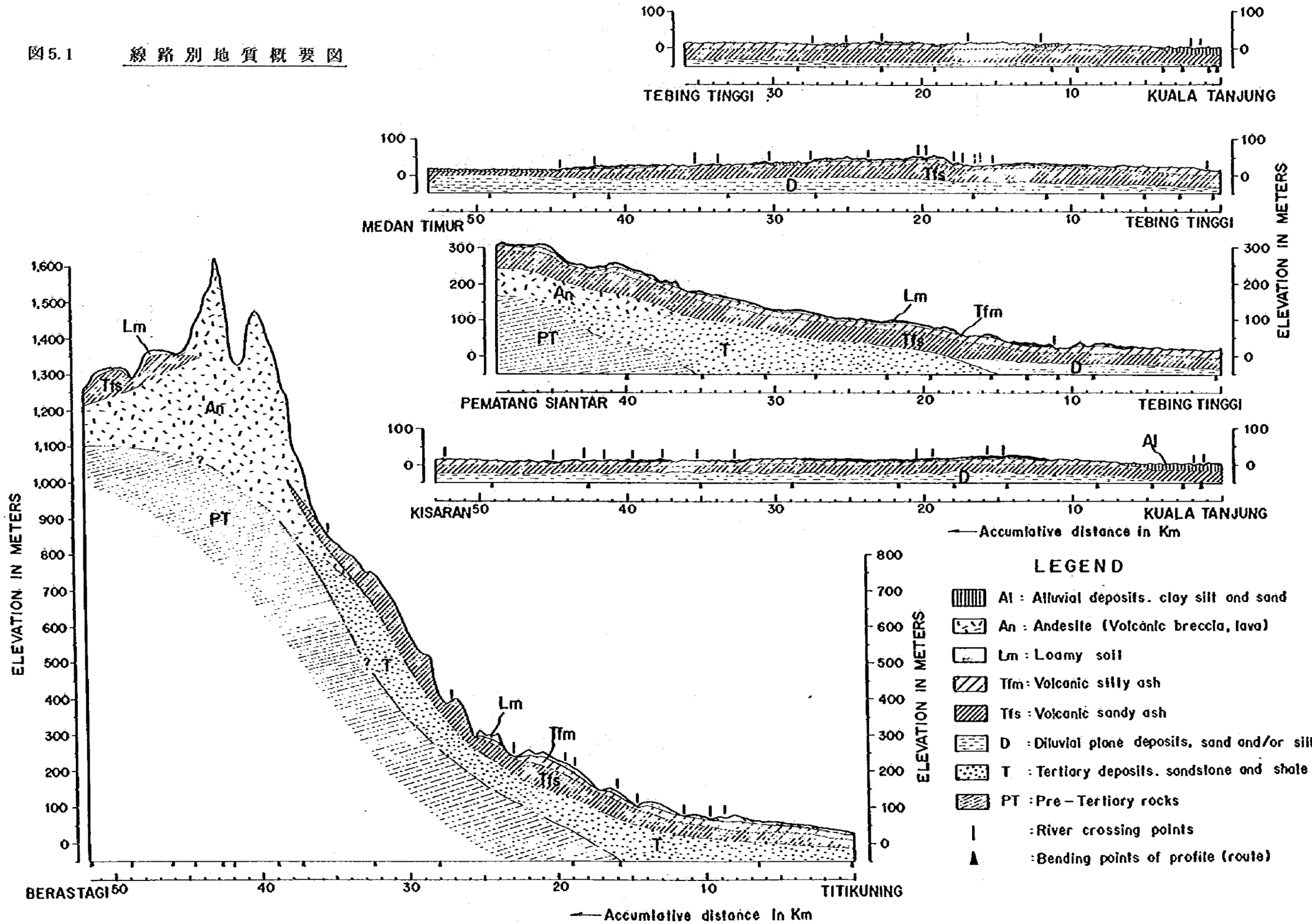
各変電所の結線図と屋外配置図を図No. NSTL−005〜012に示すが，詳細設計の際に更に詳しい検討が必要である。

各変電所の通信は，図No. NSTL−014に示す如く搬送電話によって行う。

各変電所の土木および建屋工事に関しては，インドネシアの標準仕様を採用する事によって，現地業者による施行を可能ならしめる。その意味において，建屋の設計は木リク支持によるタイル張り屋根，モルタル仕上げレンガ壁，プラスティックタイル張りのコンクリート床等，極力シンプルなものとした。

各変電所建屋には制御室，バッテリー室，倉庫を置き，コントロールギア，電話設備その他屋内機器を設置する。Tebing Tinggi 変電所は，この電力系統の中心となるため建屋には事務所を付け加えた。建屋の概略設計を図No. NSTL−013に示す。

図5.1　線路別地質概要図



第6章　工事及び運転計画

6.1　工　事　管　理

本プロジェクトの工程は，大きく次の3段階に分けられる。

1）詳細調査，設計及び購入仕様書作成

2）資機材調達のための入札，契約調印

3）関連機器，資材の製作，現場工事

詳細な地形調査や，地質調査は一般に詳細設計の開始前に行われる。しかし，送電線の場合本プロジェクトの様に概略の工事数量がわかっていれば，詳細設計や入札と並行して詳細調査を実施する事が出来る。従って工事工程立案に際しては本方式を採用する。

そして，全ての段階を通じて，初期段階に於ける調査作業の実施，監督そしてその後の工事監督のためにプロジェクト遂行チームを現場に組織する，プロジェクトチームの概略組織を図6.1に示す。

プロジェクト履行の基本概念

現地業者の能力，本プロジェクトの早期完成，PLNスタッフや現地業者への技術移管の必要性等考慮し，プロジェクトの遂行は次の如く計画された。

a）150kV送電線

i）鉄塔，電線，碍子その他資材は国際入札に依りCIFベースで調達する。

ii）通関業務及び内陸輸送はPLNに依り行う。

iii）中央資材置場より現場までの輸送及び全工事作業は，コンサルタントのガイダンスチームの指導のもとに現地業者に依り実施する。

iv）鉄塔組立，架線工事用の特殊工具は国際入札で調達し現地業者に貸与する。

b）20kV送電線

i）鉄塔，鋼管ポール，電線，碍子その他資材の調達，輸送は150kV線と同様とする。

ii）しかし，コンクリート柱は現場渡しで現地調達とする。

iii）現場間輸送工事は現地業者が行う。但し，鉄塔区間の架線工事は150kV線で充分に訓練された現地業者に依って実施する。

c）変　電　所

i）全ての土木工事，建屋建築は現地業者が実施する。

ii）電気機器の調達，据付け工事は国際入札による。

d）エンジニアリング

i）詳細設計，現場調査の監督，工事期間中のプロジェクトチーム補佐のため，経験のある外国のコンサルタントを採用する。現地コンサルタントもコンサルタント補佐にあたる。

ii）地形調査，地質調査は一部PLNのスタッフにより，一部現地業者に依り，コンサルタントの監督のもとに実施する。

（補足説明）

本プロジェクトは4ケ年におよぶ7ケ所の変電所，総亘長247Kmの150KV送電線及び総亘長225KmにおよぶO20KV送電線の建設工事が含まれているため，プロジェクトを順調に履行するには，強い権限を持った管理組織が必要となる。更に注意すべき事項を次に述べる。

(1) 変電所敷地の用地買収，地形及び地質調査は設計業務に先んじて行う。

(2) ルート縦断測量は，設計業務開始後ただちに着手する。契約調印までには縦断図，鉄塔敷地図及び地質調査を終了する。

(3) 鉄塔位置の決定に引き続き送電線に必要な用地買収を直ちに実施する。この作業の遅れは時に住民紛争を引起し，プロジェクトの完成に重大な遅れを及ぼす。

(4) 250Kmにおよぶプロジェクト地域をカバーするために十分な車輌が必要となる。

(5) 現地請負契約は業者の能力を考えて適当な規模に分割する。過大な作業量は時に工事進捗に重大な遅れを生み，契約破棄に亘ることもある。

(6) 契約規模，予定期間内での契約履行，将来における部品調達，請負業者の責任度合等考慮し，国際入札は次の2契約に分割する事が望ましい。

a）送電線用資機材の供給

b）変電所機器の供給，据付け工事

6.2 工 事 工 程

本プロジェクト遂行の工程表作成にあたり，安価なアサハン水力の電力を出来る限り早く送電するため，基幹送電線（Kuala Tanjung－T. Tinggi－Medan）の早期完成を優先した。この区間にはKuala Tanjung，T. Tinggi両変電所の新設と，91Kmの2回線送電線が含まれる。Medan Timur変電所への接続には2回線の変電設備を据え付けるだけで十分である。現地，外国を問わず工事に携わる者は全てこの区間に全精力を集中させるものとするが，それでも契約調印から2年はかかるものと予想される。これに先だって，詳細設計，仕様書作成，入札告示，評価，契約手続きは少なくとも1年以内に完了させるが，結果として完成時期は早くとも設計開始より第3年度末と予想される。

Kuala Tanjung － Kisaran，T. Tinggi － P. Siantar，Tilikuning － Brastagiの各150KV分岐送電線に関しては，基幹送電線の各作業が終了次第に順次分岐送電線に着手する事となり，土木工事の大半は第2年度末，電気工事は第3年度中頃の着工となるため，基幹送電線から6ケ月遅れて完成となる。従って全150KV系統の完成は第4年度中頃と予想される。

20KV線路は，150KV線路請負業者とは別の独立した業者に依って工事施工する。しかしな

から，鉄塔区間に於いては150KV線路と同様に径間長も長く，特殊架線工具を使用した架線工事となるため150KV線路の完成は第4年度末と予想される。

全工事工程表を図6.2に示す。

6.3 建　設　費

PLNは20KV配電線と同様に150KV送電線及び変電所についても多くの契約を実施した実績がある。この中から1979年10月から11月にかけて契約締結されたスマトラ島マニンジョウ水力発電プロジェクトの資材費及び建設費をもとに本プロジェクトの建設費の見積りを行なった。

本プロジェクトの契約は前述の工程に従って遂行させるという仮定のもとでは，1980年末に締結される予定である。従って「マニンジョウ価格」に1980年末までに予想される値上がりを考慮して推定した1980年末に於ける価格によって本プロジェクトの基本コストを算定した。

1979年12月，原油価格が40%値上げされ1バレル当り30米ドルとなったため，資機材単価は通常考えられるよりも高い率で値上りしている。顕著な影響はアルミニウム価格にすでに見られ，1979年中頃にトン当り35万円だったものが，1980年1月には52万円となっている。アルミニウム価格は又，銅価格の暴騰の影響を受けているものと思われ，銅の値段は中近東の不安定な状勢により，1979年頃トン当り45万円が，1980年1月には73万円まで値上りしている。電線の値段は，関連原材料の値上げにより今後も影響を受けるであろう。

こういう状況のもとでの1980年末までの正確な物価上昇を予測する事は非常にむずかしい。一般電気機器の値上げ巾はメーカーに依れば15%から20%にとどまると見られており，これからアルミ電線以外の資材価格の上昇率は15%から20%以内であろうと予想される。アルミ電線に対しては1980年1月時点での値段を適用した。

本プロジェクト建設費見積りに際し，上記以外に次のような仮定をした。

- 150KV送電線資機材は国際入札で調達する。
- 150KV線のクイ打設及び建設工事はコンサルタントの技術指導のもとに現地業者によって実施する。
- 20KV線は現地業者で施工する。
- 変電設備の調達，据付工事は国際入札を通して行う。
- 変電所の土木工事，建屋建設は現地業者による。
- 輸入資機材の外貨コストはペラワン港でのCIF価格に依り見積りする。
- 荷降し港から現場までの内陸輸送費は現地貨コストに含む。
- 通貨交換率は1米ドル＝230円とする。

建設費の基本見積りの詳細は，表6.1に示す通りであるが概略以下の通りである。

プロジェクト概略コスト

	外貨分		現地貨分		合計
	Y 10^6	US$ 10^3	Rp 10^6	US$ 10^3	US$ 10^3
送電線	2,516.2	10,940	5,049.2	8,079	19,019
変電所	2,027.0	8,813	2,100.0	3,360	12,173
用地，管理エンジニアリング	500.0	2,174	1,240.0	1,984	4,158
合計	5,043.2	21,924	8,389.2	13,423	35,350

資材予備費は，本プロジェクトの性格及び測量の精度による工事量の変化等考慮し5%を見込んだ。プロジェクト経済コスト[1]は基本コストに資材予備費を加えて得られる。

価格予備費は最近の価格動向より現地貨分，外貨分とも年6%とした。プロジェクトの財政コストは経済コストに価格予備費を加えたものである。経済コストと財政コストは以下の表の通りであり，詳細は表6.1に示す。

経済コスト及び財政コスト

項目	外貨分 (Y 10^6)	外貨分 (US$ 10^3)	現地貨分 (Rp 10^6)	現地貨分 (US$ 10^3)	合計 (US$ 10^3)
(A) 基本コスト	5,043.2	21,927	8,389.2	13,423	35,350
(B) 資材予備費	252.3	1,097	419.5	672	1,769
(C) 経済コスト (A) + (B)	5,295.5	23,024	8,808.7	14,095	37,119
(D) 価格予備費	504.5	2,193	790.6	1,265	3,458
(E) 財政コスト (C) + (D)	5,800.0	25,217	9,600.0	15,360	40,577

財政コストの償還計画の詳細を表6.3に示すが，概略は次の通りである。

財政コストの償還計画 (US$ 10^3)

	第1年度	第2年度	第3年度	第4年度	合計
外貨分	685	10,717	13,019	796	25,217
現地貨分	1,925	5,346	5,502	2,587	15,360
合計	2,610	16,063	18,521	3,383	40,577

---

[1]: PLNが本プロジェクト履行団体であるため，輸入される資機材の通関税は免除されるものとする。

6.4 運 転 保 守

本プロジェクトは完成後，その運転，保守業務はWilayaⅡに引き継がれる。

現在計画中であり本プロジェクト完成までには完工予定のメダン給電指令所の管理下で日常の運転は実施される。運転の指令は，本プロジェクトで施設される搬送電話で，刻々に給電指令者より出される。

各変電所においては，次に掲げるスタッフで構成されるチームによる4交替制とし，この他に補助要員をおく。

	Kuala Tanjung Tebing Tinggi Pematang Siantar	Kisaran Brastagi
運転要員	1 × 4	1 × 4
同上　補佐	2 × 4	1 × 4
守　衛	3	3
作 業 員	4	2
合　計（各変電所当り）	19人	13人

保守管理に関しては，定期的な変電所機器の点検，送電線の巡視，復旧工事の遂行のためTebing Tinggi（又はPematang Siantar)に保守管理事務所を設置し，以下のチームを置く事が望ましい。

1 － 保守管理主任技術者
1 － 変電技術者（電気）
1 － 送電線技術者（土木）
4 － 電気工事士（工業高校卒業程度）
4 － 電工（工事従事者を登用）
10 － 作 業 員

年間運転保守費用は下記の如く見積った。

給　料	104人×Rp 0.8 × 10^6／人・年	Rp 83.2 × 10^6
管理費	上記の約50%	Rp 41.6 × 10^6
保守費	建設費の約5%	Rp 116.0 × 10^6
	合　計	Rp 240.8 × 10^6
		(US$0.385 × 10^6)

以上考慮の上，運転保守費用はプロジェクト建設費の約1%とした。

表 6.1 プロジェクト建設費の経済コスト，財政コスト見積り

		Foreign Component (¥10^6)	Foreign Component (US$10^3)	Local Component (Rp.10^6)	Local Component (US$10^3)	Total (US$10^3)
(A) TRANSMISSION LINES						
A-1) 150 kV Transmission Lines						
a) Kuala Tanjung-Medan, 2-cct	91 km	673.4	2,928	1,380.2	2,208	5,136
b) Tebing Tinggi-P. Siantar, 1-cct	48 km	230.4	1,002	482.0	771	1,773
c) Titi Kuning-Brastagi, 1-cct	53 km	254.4	1,106	507.0	811	1,917
d) Kuala Tanjung-Kisaran, 1-cct	55 km	264.0	1,148	635.0	1,016	2,164
Sub-total	247 km	1,422.2	6,183	3,004.2	4,807	10,990
A-2) 20 kV Transmission Lines						
a) Steel tower line	135 km	405.0	1,761	1,053.0	1,685	3,446
b) Concrete pole line/1	70 km	147.0	639	546.0	874	1,513
c) Steel pole line	20 km	142.0	617	86.0	138	755
Sub-total	225 km	694.0	3,017	1,685.0	2,696	5,713
A-3) Tools for Erection & Maintenance		100.0	435	300.0/2	480	915
A-4) Erection Guidance	150 m/m	300.0	1,304	60.0	96	1,400
Total for Transmission Lines		2,516.2	10,940	5,049.2	8,079	19,019
(B) SUBSTATIONS						
B-1) Substations						
a) Kuala Tanjung, 272/150/20 kV	80 MVA	561.0	2,439	610.0	976	3,415
b) Tebing Tinggi, 150/20 kV	10 MVA	285.0	1,239	460.0	736	1,975
c) Pematang Siantar, 150/20 kV	20 MVA	174.0	757	270.0	432	1,189
d) Kisaran, 150/20 kV	20 MVA	174.0	757	270.0	432	1,189
e) Brastagi, 150/20 kV	10 MVA	119.0	517	210.0	336	853
f) Medan Timur & Titi Kuning		139.0	604	30.0	48	652
g) Carrier Telephone set	5 pairs	125.0	543	-	-	543
h) Spare parts & tools		100.0	435	-	-	435
Sub-total		1,677.0	7,291	1,850.0	2,960	10,251

	Foreign Component		Local Component		Total
	(¥10^6)	(US$10^3)	(Rp.10^6)	(US$10^3)	(US$10^3)
B-2) Equipment Erection	350.0	1,522	250.0	400	1,922
Total for Substations	2,027.0	8,813	2,100.0	3,360	12,173
(C) ENGINEERING & ADMINISTRATION	500.0	2,174	440.0	704	2,878
(D) LAND & RIGHT OF WAY	-	-	800.0	1,280	1,280
(E) CONTINGENCIES:					
Physical	252.3	1,097	419.5	672	1,769
Price	504.5	2,193	790.6	1,265	3,458
GRAND TOTAL	5,800.0	25,217	9,600.0	15,360	40,577

/1: Local-made poles are assumed to be used.

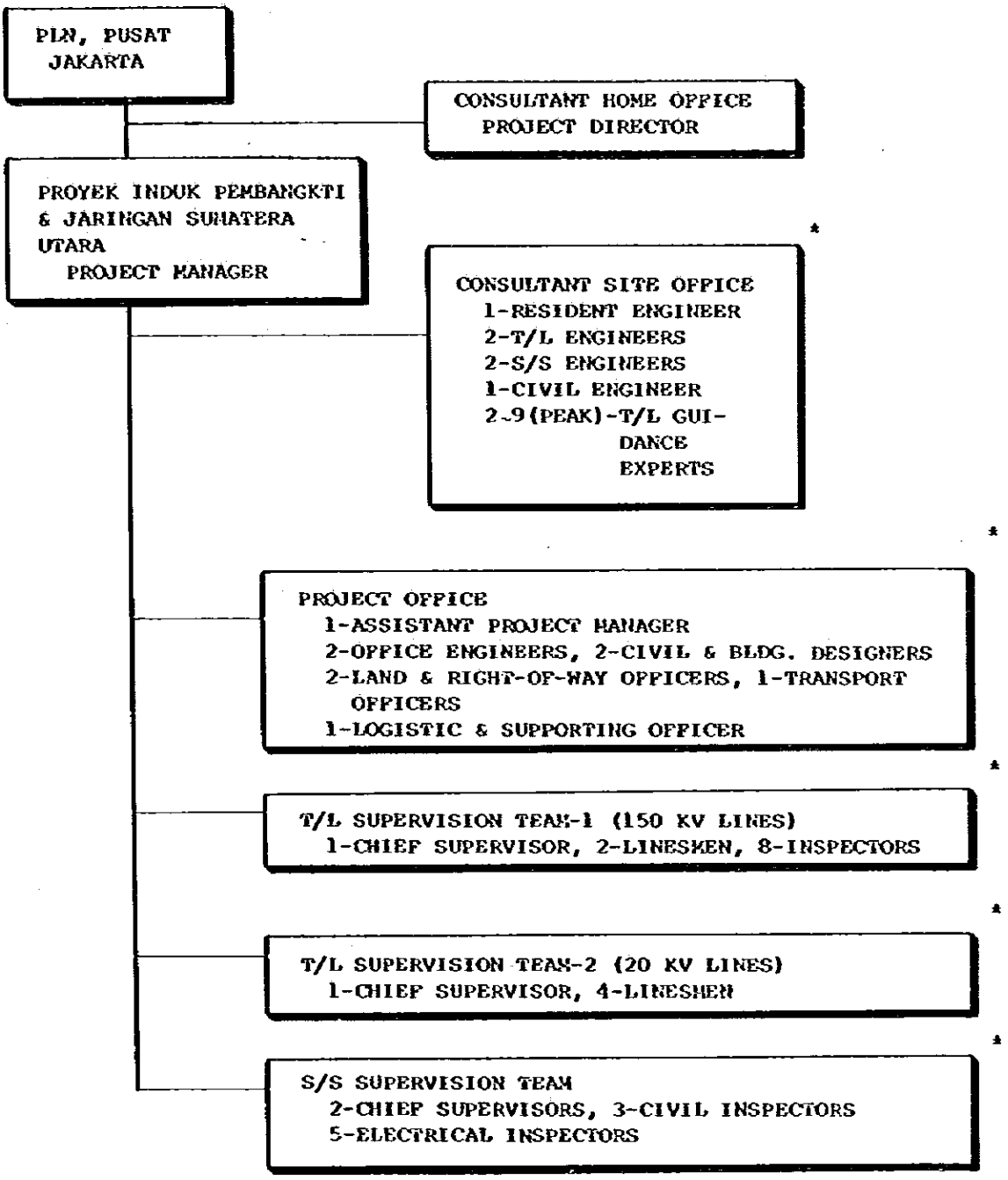
/2: Vehicle for supervision and guidance.

表 6.2 財政コストの償還計画

(US$10^3)

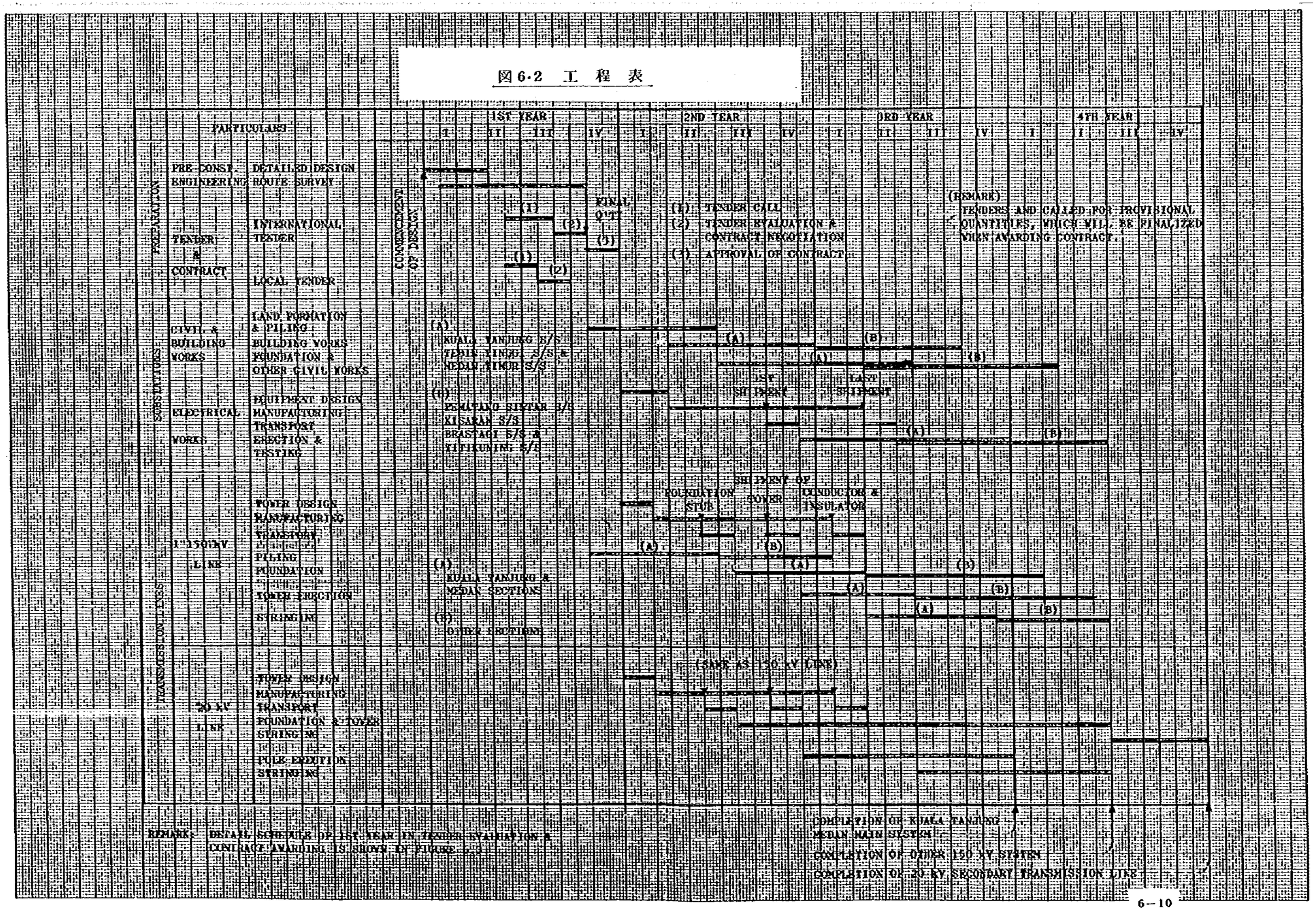
Cost Items	1st Year	2nd Year	3rd Year	4th Year
Foreign Component				
150 kV Line		3,710	2,473	
20 kV Line		1,810	1,207	
Tools		435		
Erection Guidance		522	522	260
(Sub-total)		6,477	4,202	260
S/S Equipment CIF		2,187	5,104	
Equipment & Erection		304	1,065	153
(Sub-total)		2,491	6,169	153
Engineering	652	652	652	219
Contingency				
Physical	33	481	551	32
Price		616	1,445	132
Total	685	10,717	13,019	796
Local Component				
150 kV Line	481	1,923	1,923	481
20 kV Line		539	1,078	1,078
Tools	240	240		
Erection Guidance		38	38	19
(Sub-total)	721	2,741	3,039	1,578
S/S Civil York	296	1,184	1,184	296
Equipment & Erection		80	280	40
(Sub-total)	296	1,264	1,464	336
Administration	176	176	176	176
Land & Right	640	640		
Contingency				
Physical	92	241	234	105
Price		284	589	392
Total	1,925	5,346	5,502	2,587
Grand Total	2,610	16,063	18,521	3,383

図6.1 プロジェクト遂行チームの概略組織図



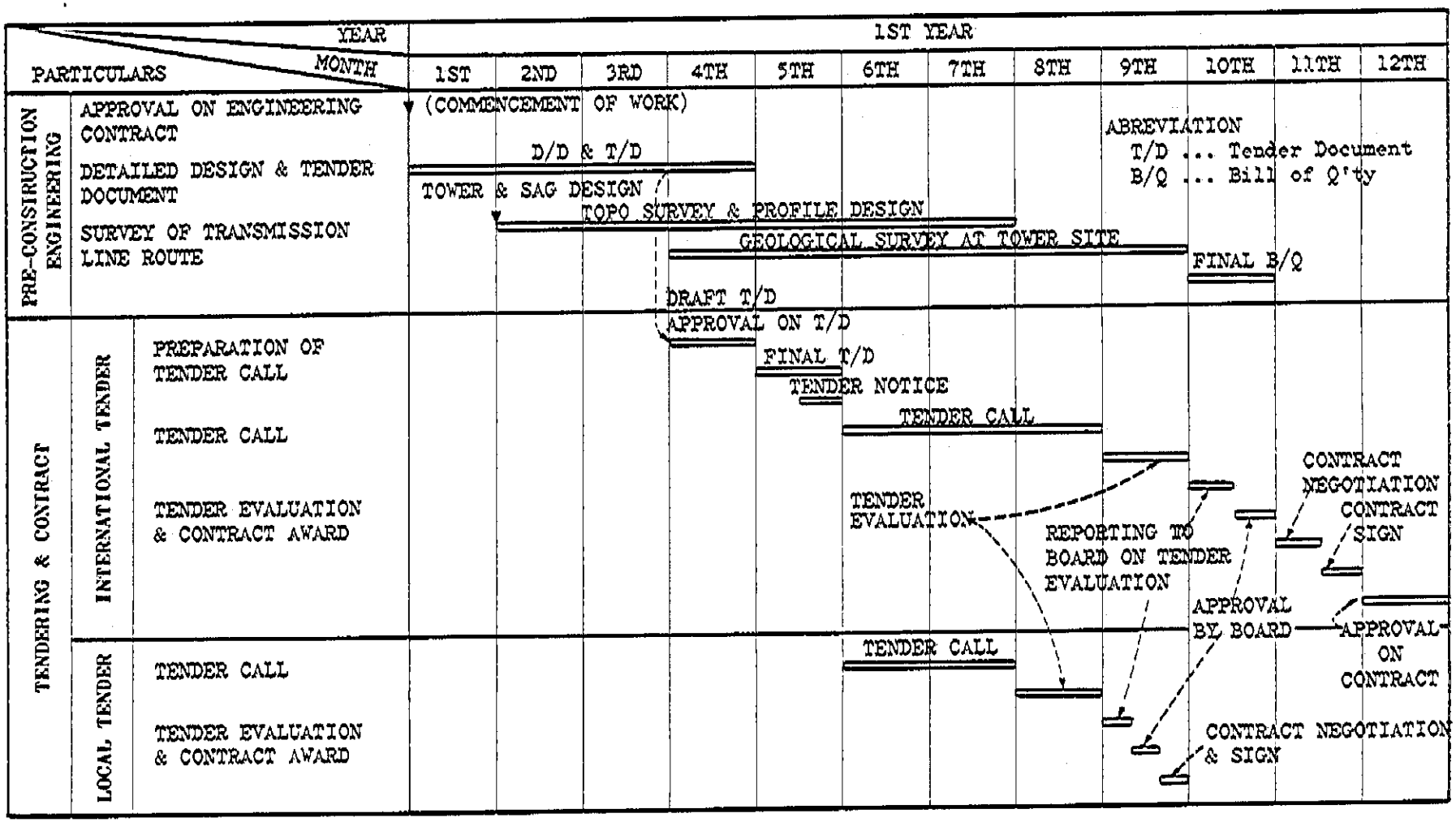
(Remarks) 1) T/L .... Transmission Line
S/S .... Substation
2) Staffs in asterisked blocks are to be full-time staffs.

図 6·2 工 程 表



REMARK: DETAIL SCHEDULE OF 1ST YEAR IN TENDER EVALUATION & CONTRACT AWARDING IS SHOWN IN FIGURE - 3

図 6.3 初年度詳細工程表



(Remark) 1) Tender for transmission lines is called for provisional quantities. The B/Q is finalized at contract awarding.

2) Tender evaluation to contract awarding is tightly scheduled and the best efforts by every concerned are assumed.

第7章　経　済　分　析

7.1 概　　論

送電プロジェクトの便益は，送電プロジェクトのみで持たらされるものではなく，これに対応する発電プロジェクトの実施と一体となって初めて生みだされるものである。それ故に，送電プロジェクト独自の妥当性を評価することは必ずしも適切であるとは言えない。しかしながら，この章における経済分析は，本プロジェクトの実施の経緯から本プロジェクトの経済的妥当性を何らかの方法で目安をつけるという視点でなされる。

本プロジェクトの経済妥当性は，本プロジェクトの経済的費用と純便益により，便益費用比率と内部経済収益率により算定される。

第6章に述べたように，経済的費用は本プロジェクトの建設費，保守・維持費により構成される。一方，本プロジェクトの純便益は，最小費用代替案の等価費用により算定される粗便益からINALUMより供給される買電費を差し引くことにより求められる。

本計画の経済分析は，次の仮定により行なわれる。

- プロジェクト地域における電力需要の急速な伸びより，本プロジェクトにより供給される電力は，本プロジェクトの送電開始される１９８３年から完全に消費される。また便益推算の便宜上，電力需要は１９９０年以降一定と仮定した。
- 本プロジェクトの経済分析のため，控え目の便益を与える低成長予測を採用した。
- 本プロジェクトの経済的耐用年数は３５年と仮定した。
- 価格水準は１９８０年末におけるものとし，本プロジェクトの経済的耐用年数中は一定とした。
- C重油の価格（輸出価格，国内輸送費を考慮した）はUS$30／バーレルとした。
- INALUMより供給される買電価格は，日本アサハン・アルミニウム株式会社の情報に基づき暫定的に¥3.7／KWh（US$0.0161／KWh）とした。
- Asahanからの電力供給はローカル地域を優先し，残りをMedan地域へ供給するものとした。
- すべての便益は代替電力供給源の等価費用により算定するものとした。
- ローカル地域における代替電力源として経済耐用年数２０年の2,000kW クラスのディーゼル発電機を採用した。
- １９８７年以降，Asahanからの電力供給は，ローカル地域の電力需要を下まわり，不足分は規模の経済から考えてより経済的とみなされるMedan電力系統の増強により満たされるものと推定される。経済分析のために，Medan電力系統の増強はディーゼル発電機の設置により行なわれるものと仮定した。Medan電力系統からローカル地域への電力供給による本プロジェクトの費用及び便益は，送電ロスを考慮しなければほぼ同じである。従って，

本経済分析では不足分供給に関する費用，便益は相殺されるものとした。

7.2 本プロジェクトの便益

本プロジェクトの実施による便益はAsahan水力発電系統より供給され，本プロジェクトによりプロジェクト消費地に送電される電力と電力量により算定される。

電力の供給予定は表7.1に示す通りである。

7.2.1. Medan地区の便益

Medan地域における本プロジェクトによって生ずる便益は，本プロジェクトによって提供される同量の電力量を既存のMedan火力プラントにより供給した場合に要する費用を推計することにより算定される。∠1

既存のMedan火力プラントの単位当りの発電費用（燃料費）∠2は次の仮定により算定される。

重油価格∠3	US$30/バーレル
重油消費量∠4	0.28リッター/KWh

以上のデータよりKWh価値の単位当り発電費用は US$0.0528/KWhと算定される。

KWh価値の算定にあたり，本プロジェクトのMedan火力プラントに対する優位要因が考慮される。また本プロジェクトとMedan火力プラントの両方の電力ロスを考慮して，本計画の補正係数が次の通り算定される。

注∠1 Asahanからの電力は，1987年までMedan地域へ供給される。それ以降，Medan地域は需要増加に対し，Medan電力系統自身の設備増強により対処せねばならない。従って，Medan地域の便益算定にはkW価値を含めず，等量の電力量をMedan火力の焚き増しによって供給する場合に要する燃料費により算定されるものとする。

∠2 本調査において発電費用は燃料費のみとし，他の変動費は除外した。

∠3 C重油のこと。

∠4 現地調査中PLNより得たデータにより，Medan電力系統におけるガス・タービン・プラントの燃料消費量は1979年0.462リッター/KWhであった。しかし，この数値は，他のケースと比較しかなり高く，不効率なものである。従って本経済分析においては，燃料消費量は0.28リッター/KWhが仮定されている。

	Energy Loss (%)	
	Project	Medan Thermal Plant
Transmission	0	0
Station Service	0	5

$$\text{Compensation Factor} = \frac{1-0}{1-0} \times \frac{1-0}{1-0.05} = 1.053$$

注) 送電ロスと電力施設消費は電力供給が変電所の第二次側で評価されるため，この算定では考慮しない。

本プロジェクトによるKWh価値は，補正係数によりUS$0.0528×1.053=US$0.0556と算出される。

各年本プロジェクトにより Medan 地域で生じる便益は，本プロジェクトにより供給される電力量のKWh価値を計算することにより得られる。各年のKWh価値は次に要約される。

Benefits in Medan Area

Year	Energy Supplied by the Project (GWh)	Benefits (US$10³)
1983	61.94	3,444
1984	60.46	3,362
1985	76.32	4,243
1986	76.77	4,268
1987	42.92	2,386
1988 and after	- 注)	-

注) Asahan 電力は１９８７年以降すべてローカル地域で消費つくされ，Medan 地域へは供給できない。

7.2.2 ローカル地域の便益

ローカル地域における本プロジェクトにより生じる便益は，代替発電プラントの最小費用により算定される。ローカル地域の各電力消費地における需要規模と代替設備の経済効率を考慮して，2,000kWクラス設備容量のディーゼル発電プラントが，代替発電プラントとして選択される。

電力便益算定の便益として，kW価値とKWh価値はディーゼル発電プラントの発電費用と同価値であることに基づき算定される。本プロジェクトのkW価値とKWh価値は次の通りである。

KW価値

突発的故障，オーバーホール，定期点検に備え，３台のディーゼル設備のうち１台は予備とす

る。予備設備を含む2,000KWhクラスのディーゼル・プラントの平均建設費はUS$500/KWとした。予測される電力需要に見合う発電費用の年間費用は，割引率20%として算出すると次の通りである。

	Percentage to Investment Cost(%)
Annual Capital Recovery of the Investment (economic life 20 years)	20.54
Overhaul and Replacement	2.00
Operation and Maintenance	3.00
Other Expenses (power cost for general use, insurance, etc.)	1.00
Total	26.54

割引率20%によるKW当りの年間費用はUS$1327(US$500×0.2654)である。

KW価値の算定のため，本プロジェクトのディーゼル・プラントに対する復位要因が考慮される。本プロジェクトとディーゼル・プラントの両者の予想される電力ロスと時間的ロスを考慮して，本計画の補正係数は次のように算出される。

	Power Loss and Time Loss (%)	
	Project	Diesel Plants
Transmission Loss	0 /1	0
Forced Outage	0 /2	0 /3
Overhaul and Inspection	0 /2	0 /3
Consumption for Station Services	0	3

$$\text{Compensation factor} = \frac{1-0}{1-0} \times \frac{1-0}{1-0} \times \frac{1-0}{1-0} \times \frac{1-0}{1-0.03} = 1.031$$

注：∠1　送電ロスは電力供給が変電所第二次側より評価されるので本計画では無視される。

∠2　突発的故障，オーバーホール，定期点検は算定にあたって無視するほどわずかである。

∠3　ディーゼル・プラントの突発的故障，オーバーホール，定期点検は予備設備により無視される。

本プロジェクトのKW価値は，補正係数により算出されるUS$1327×1.031=US$1368の年間費用と同額である。

KWh 価値

本プロジェクトのKWh価値は，ディーゼル・プラント[∠1]の燃料費により算定される。算定にもとずく仮定は次の通りである。

Price of Fuel [∠2]	US$30／バーレル
Fuel Consumption	0.28リッター／KWh

注：∠1　厳密には，燃料費が主要部分を占める変動費が，KWh当りの年間費用と同価値であるとすべきである。
従って，KWh価値は過少見積されている。

∠2　C重油のこと。

求められるKWh当りの燃料費はUS$0.0528である。

KWh価値の算定にあたり，本プロジェクトとディーゼル・プラントに対する優位要因が考慮される。本プロジェクトとディーゼル・プラントの両者の電力ロスを考慮して，本プロジェクトの補正係数が次の通り算定される。

	Energy Loss (%)	
	Project	Diesel Plants
Transmission	0[/3]	0
Station Service	0[/3]	3

$$\text{Compensation factor} = \frac{1-0}{1-0} \times \frac{1-0}{1-0.03} = 1.031$$

注：∠3　送電ロス及び電力設備消費は電力供給が変電所第二次側で評価されるので本計画では無視される。

本計画のKWh価値は，補正係数により算定されるUS$0.0528×1.031=US$0.0544 とKWh当りの年間費用と同額である。

各年本プロジェクトよりローカル地域で生じる便益は，KW価値算定のため割引率20%で本プロジェクトにより供給される電力と電力量の総便益として次のように得られる。

Benefits in Local Area

Year	Power Supply by the Project (MW)	Energy Supplied by the Project (GWh)	Power Benefits (US$10³)	Energy Benefits (US$10³)	Total Benefits (US$10³)
1983	14.4	37.31	1,970	2,030	4,000
1984	16.7	87.34	2,285	4,751	7,036
1985	20.5	109.06	2,804	5,933	8,737
1986	25.0	134.69	3,420	7,327	10,747
1987	30.8	168.54	4,213	9,169	13,382
1988	38.1	211.46	5,212	11,503	16,715
1989	37.5	211.46	5,130	11,503	16,633
1990-2017	37.1	211.46	5,075	11,503	16,578

7.3 INALUMからの買電費用

本プロジェクトの電力系統の電力は，INALUMのKuala Tanjung変電所より供給される。INALUMよりの電力供給予定は，基本同意書により第3章及び次に示す通りに決定している。

Year	Power (MW)	Energy (GWh)
1983	25	100
1984	35	150
1985	45	190
1986-2017	50	218

Kuala Tanjung で給電されるKWh当りの買電費用は，現在のところ¥3.7/KWh（US$0.0161相当）であるが，最終的にはAsahan水力発電アルミ精錬プロジェクトが完成される段階で決定される。¥3.7/KWh（US$0.0161相当）の買電費用より，本プロジェクトに賦課される電力量の年間費用は次に示す通り推算される。

Year	Annual Cost of Energy (¥10^6)	(US$$10^6$)
1983	370.0	1,610
1984	555.0	2,415
1985	703.0	3,059
1986-2017	806.6	3,510

7.4 本プロジェクトの純便益

本プロジェクトより生じる総便益は，ローカル地域とMedan地域における便益の合計である。本プロジェクトの純便益は，総便益より電力量費用を差引くことにより得られる。割引率20%のケースの純便益は次に示す通りである。

Year	Net Project Benefits (US$$10^3$)
1983	5,834
1984	7,983
1985	9,921
1986	11,505
1987	12,258
1988	13,205
1989	13,123
1990-2017	13,068

7.5 本計画の妥当性

7.5.1 妥　当　性

経済的妥当性は，表7.2に示すように本プロジェクトの総便益，建設費，保守・維持費により，様々な割引率で推算された便益・費用比率（B/C）と経済内部収益率（IRR）により評価される。割引率20%，25%，30%のB/Cは次の通りである。

割引率	B/C
20	1.238
25	0.999
30	0.836

本プロジェクトのIRRは図7.1で図示するように24.9%と算定される。

算定された本プロジェクトのB/C比率もIRRも明らかに高い経済妥当性を示している。

現在，本プロジェクト地域の電力供給は，鉱物性燃料，主に将来枯渇するであろう石油を焚くことによりなされている。その上，石油価格はここ数年急騰している。従って水力発電電力の使用は，貴重資源の節約と同時に経費の節約となる。

本プロジェクトは技術的に妥当であり経済的に実行可能である。従って，本プロジェクトができる限り早急に実施されることを強く要請される。

本プロジェクトは，送電線と変電所の建設より成るが，配電線の建設は含んでいない。電力使用契約者の家庭や工場に電力を供給するために，配電料が追加費用として必要であろう。従って，本プロジェクトの便益を算定するためPLNの既存料金を使用することは適当ではない。

また，財務分析は，本プロジェクトによる変電所第二次側で供給される電力費用を色々仮定することによりなされる。

7.5.2 感　性　分　析

INALUMにより供給される電力量費用は，¥3.7/KWh（US$0.0161/KWh相当）に仮定された価格により算定される。価格の変化による本プロジェクトの感性は，増加率15%で考察される。

図7.1に図示されるように，本プロジェクトのIRRは24.0%に下がる。しかし，本プロジェクトはまだ高いIRRを示し，経済的実行可能性を示している。