

インドネシア共和国

中部スマトラ電力系統開発計画調査

報告書

要約

1986年7月

国際協力事業団



JICA LIBRARY



1055155[4]



108  
64  
MPN

インドネシア共和国

中部スマトラ電力系統開発計画調査

報告書

要約

1986年7月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '86.8.4-	108
	64
登録No. 15061	MPN

## はしがき

日本国政府は、インドネシア共和国政府の要請に基づき、同国の中部スマトラ電力系統開発計画に関するフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、中村 一氏を団長とする 8名の専門家から成る調査団を編成した。

調査団は、1985年 6月 5日から 7月 5日まで、8月28日から 9月13日までの間、現地調査を行い、帰国後、現地調査で得られた結果と資料に基づいて問題点の解析・検討等の国内調査を行った。

本報告書は、こ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中部スマトラ電力系統開発計画の推進に役立つとともに、同国の社会的・経済的發展に寄与し、ひいては、同国とわが国との経済交流、友好親善をより一層深めることに貢献出来れば幸いである。

最後に、本調査の任に当られた団員のご協力に敬意を表すると共に、調査に際し、多大のご協力を頂いたインドネシア共和国政府関係機関、電力公社（PLN）、在インドネシア日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

1986年6月

国際協力事業団

総裁 有田 圭 輔

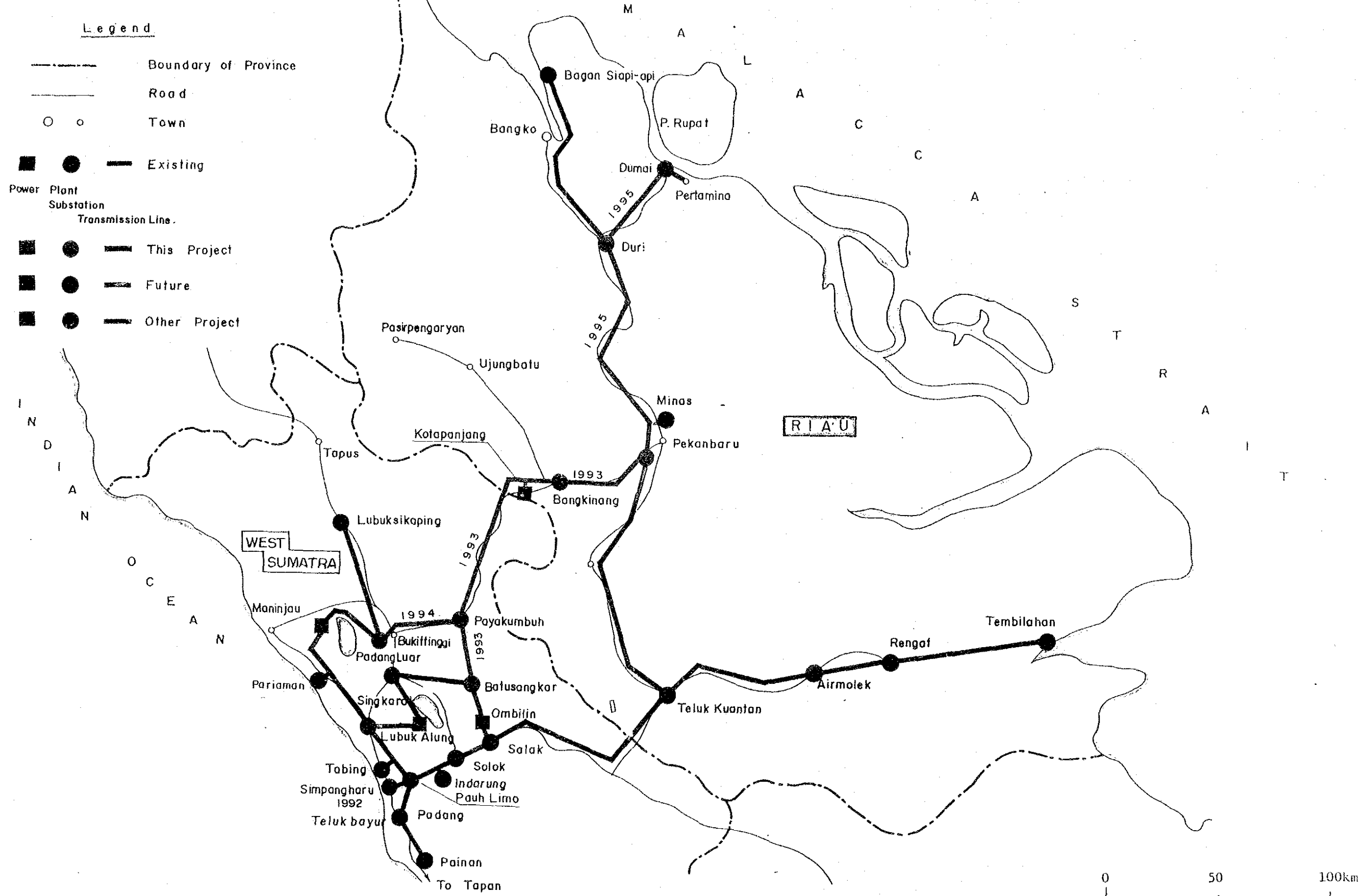


Fig. II Central Sumatra Transmission Line Development Program



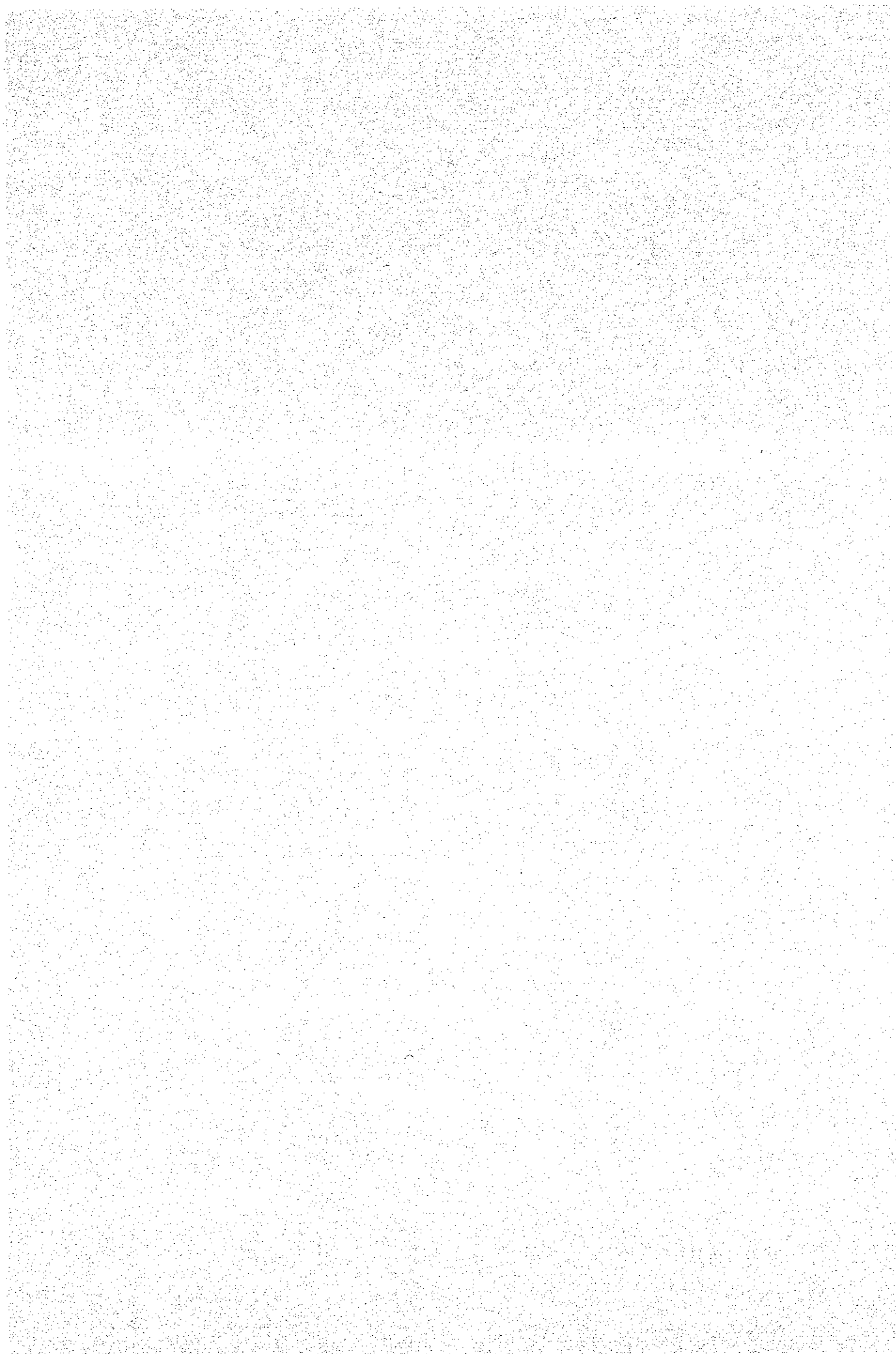


## 目 次

(I) 要 約 .....	Y-1~Y-12
1. 計画の背景 .....	Y-1
2. 電力需要想定 .....	Y-3
3. 電力系統計画 .....	Y-4
4. 送電設備 .....	Y-7
5. 変電設備 .....	Y-7
6. 配電設備 .....	Y-8
7. 給電方式および給電設備 .....	Y-9
8. 通信方式および通信設備 .....	Y-9
9. 建設計画および建設費 .....	Y-10
10. 経済及び財務分析 .....	Y-12
(II) 結 論 .....	Y-13~Y-18
(III) 添 付 資 料	
1. 電力需要想定結果 (Table 3.3 - 1 ~ 4) .....	3-17-3-20
2. 電力系統計画図 (Fig. 4.1 - 1 ~ 3) .....	4-5-4-7
3. 電力系統潮流図 (Fig. 4.3 - 1 ~ 3) .....	4-24-4-26
4. 変電所新增設計画一覧表 (Table 4.2 - 5) .....	4-19
5. 送電鉄塔図 (Annex 5 - 8) .....	A-48
6. 変電所機器配置図 (Annex 6 - 3 ~ 4) .....	A-62
7. 建設工程表 (Table 10.2 - 1) .....	10-5



## [ I ] 要 約



## 〔 I 〕 要 約

### 1. 計画の背景

西スマトラ州は総面積50,000km<sup>2</sup>、人口は360万人で人口密度は全インドネシア平均とほぼ同じである。州の中央部を北西部から南東部にかけて3000m級のバリサン山脈が縦断しているので州のほぼ3/4は山岳地帯が占めている。

産業としては、農業、林業のほか、わずかな軽工業があるほか、大工業としてオンピリン炭鉱、パダンセメント工場がある。電力需要としては、パダンセメントを中心に順調な伸びを示しており、1975年から1984年までの10年間は年平均24%と非常に高い伸び率を示した。最近の電力需要は、経済状況を反映して、やや鈍化の傾向が見られるが、なお10%程度の伸びが見込まれている。

このため既に1983年にマニンジョウ水力発電所(68MW)を運開させ、更に州内資源の有効利用を図ってオンピリン石炭火力発電所(1期100MW、2期100MW)およびシンカラック水力発電所(1期100MW、2期100MW)の建設計画が進められつつある。

一方、リアウ州は、総面積95,000km<sup>2</sup>と広く、人口は西スマトラ州に比較して少なく240万人で人口密度は全インドネシア平均の約1/3である。しかし、近年はインドネシア政府のジャワ島からの移住計画により、人口の増加率は全国平均より高く3.5%を示している。州の北東部沿岸はマラッカ海峡に面し、50kmを距ててマレーシア半島に対している。州内はスワンプ地帯を含む殆んど平坦な土地で、西南部は500kmに亘って西スマトラ州に接し、人の往来も激しい。

リアウ州の産業は、何といても石油部門が圧倒的な地位を占めており、インドネシア全産油量の約50%に相当する年間1.5億バレルの原油を産出する最大の産油州である。その他の生産部門でのG R D P (Gross Regional Domestic Product) の構成比は、西スマトラのそれに酷似しているが、実際の生産面では、かなり立ち遅れており、例えば灌漑施設などにはかなりのギャップも見られる。最近政府の移住政策も徐々に効果を示しつつあり、プランテーションの拡大およびこれに付随する産業も順調に進展し、それに伴って道路網の整備も着々と進みつつある。

最近10ヶ年間の電力需要の伸びは平均17%に達しているが、供給形態は需要中心地にディーゼル発電所を設置し、配電線による局地毎の分散供給を行っているに過ぎない。州内に電力系統がなく、供給力も不足しがちであるので、パカンバル営業所管内のウェイティング・コンシューマも100軒以上25MWにも達している。

このような状況から地元では、電源の増強と電力系統の整備による豊富な電力の供給を熱望している。このうち電源の増強については、クタパンジャン水力地点(111MW)の開発が候補に上がっている。

以上西スマトラ州およびリアウ州について大瞥したが、これらを基盤にしながら両州の特色を表にまとめてみると次表のようになる。

西スマトラ州とリアウ州の特色比較

項目	西スマトラ州	リアウ州
面積	50,000km <sup>2</sup>	95,000km <sup>2</sup>
人口	360万人(1983年)	240万人(1983年)
人口密度	72人/km <sup>2</sup>	25人/km <sup>2</sup>
地勢 (雨量)	山岳地多く平野部はほぼ1/4 3,000~4,000mm/年 (水力電源地帯として適している。)	殆んど平野部、スワンプ地帯あり。 3,000~4,000mm/年
沿岸	印度洋に面し、セメント、石炭の積出し港として、パダン港あり。	マラッカ海峡に面し、石油ほか貿易の中心港としてドマイ港あり。
耕地	可耕地、残り少ない。米を移出。	可耕地は広大。米を移入。
埋蔵資源	石炭、石灰石、大理石など	石油膨大、天然ガスの可能性大
植林	適地少なし	適地広大
工業	大型工業として、パダンセメントあり。	石油関連ほか、製材及び農業関連産業の発展可能性大。
交通	スマトラ島内幹線道路の中心地で、交通極めて便。	幹線道路を拡大しつつあり、交通便。
電力需要	112GWh/年(1984) 他にパダンセメント 87GWh	66GWh/年(1984)
州内GDP	Rp 997 × 10 <sup>9</sup> (1982)	Rp 699 × 10 <sup>9</sup> (1982)除・石油

この表から将来の方向性を推測すると、西スマトラ州は歴史的にも、文化的にも旧くから発展し現在に至り、農耕地も殆んど耕作されている段階で、米は他州へ移出している。工業生産は、石炭、セメントなど天然資源に関連する生産の順調な伸びが期待できる。

それに比し、リアウ州は、石油の採掘、製油産業についてはインドネシアで屈指の地域であると共に、更には最近の政府の移住政策も加わって広大な地域に油椰子、ゴムなどの植林事業が順調に進みつつある。一方この州の平坦な地域的広がりには道路の整備、工場の立地に適しており、またマラッカ海峡に面する1500kmの沿岸地区には、現在のドマイ港の拡張のほか、将来にはいくつかの良港建設が期待できる。

西スマトラ州とリアウ州の州境にあるバリサン山脈は、雨量も豊富で且つそれを電力エネルギーに変換し得る絶好の地勢を有しており、同時に優良な石炭の埋蔵量も豊富にあることから、これらのエネルギー資源を、文化・行政的にも関係の深い西スマトラ州およびリアウ州州民の民生と産業発展のために広域的に利用することは国家的見地からも大いに推奨さるべきものと考えられる。

ここにおいて、今回 PLN において計画されつつある中部スマトラ電力系統開発計画は誠に妥当なものであると考え、このフェージビリティ・スタディを実施することは大いに意義あることと判断する。

## 2. 電力需要想定

PLN ほか関係各機関などから収集した資料をもとに、基本的にはミクロ的手法により<sup>\*</sup>2005年に至る需要想定を行ない、これをマクロ的観点から十分なチェックを加えて最終値を求めた。

すなわち西スマトラ州、リアウ州内の離島を除いた全地域（代表地点を26ヶ所に集約）について各地点毎に人口伸び率、各家庭の電力使用原単位の推移、ウェイティング・コンシューマ及び自家用需要家の動向ならびに産業開発計画などの把握につとめ、これらを基として電力系統計画策定に必要な需要の予測に当たった。

予測に当たっては両州の中で、特に大口需要家である西スマトラ州のパダンセメント、および現在大規模な自家用発電機によって独立して運営されているプルタミナ (PERTAMINA) ならびにカルテックス (CALTEX) の現状と将来の動向把握につとめた。

パダンセメントは、既に PLN の系統に連系されており、生産の拡大に従い、順次需要の増大が見込まれる情勢にある。

一方カルテックスは、60Hz の独立した自家用115kV 系統を持ってリアウ州内パカンバルからドマイに至るまで、広い区域に亘って石油採掘用の電力を賄っているため、当面これが PLN の需要家となりうる機会はないものと判断した。

---

\* 95年までの電力系統計画を策定するには、更に10年の需要想定をも考慮に入れておかねばならない。



最も注目されるのは、プルタミナの動向であり、公社幹部とも接触、先方の意向把握につとめた。その結果、現有する自家用発電機の老朽化に伴って、もしPLNが安定した電力を供給し得る体制が整えられるならば、将来需要家となりうるとの感触を得たので、今回の想定では、プルタミナがPLNの需要家となるケースと、将来とも独立した自家発電企業として存続し、PLNの需要家とはならないケースについて、需要想定値を提示することとした。

また、需要想定に当って想定値は、ある巾を持って示すことが望ましいと考えられたので地域内電化率について都市・町村毎に標準、高め及び低めの3水準の目標値を設定し、各地域について年度別に需要を想定すると共に、その中から中部スマトラ連系系統に参入する都市、町村が年度的に明瞭に把握できるようにした。一般需要、商業需要、工業需要および公共用需要を累積した総合需要の標準想定について示せば、Table 3.3-1~4のとおりである。これによると、プルタミナを含めた1995年における年間電力需要は1193GWh（1985~95の10年間平均伸び率14.4%）、150kV系統の最大電力は232MWであり、プルタミナを含まない1995年における年間電力需要はそれぞれ1097GWh（同伸び率13.5%）、202MWとなっている。

### 3. 電力系統計画

想定需要に基づき、PLNが立案した電源計画及び考慮中の系統拡充案などを勘案し、中部スマトラ地区の系統計画について検討した。

検討に当っては、送電電圧、送電ルートなど各種案について下記基本方針のもとに技術的、経済的な観点から、比較し、1995年迄における最適系統計画を策定した。

- a) 西スマトラ、リアウ両州に亘る電力系統を構成することによって、中部スマトラ全域にわたる安定かつ効率的な電力連系系統を構成する。
- b) 電圧階級の節減、既設系統との協調、需要規模等から見て電圧階級の基本を1次側は150kV、2次側は20kVとする。
- c) 地域サービスからの要請、系統事故の影響、短絡容量の抑制、系統運用の容易さ等を勘案して、供給信頼度目標を設定し、順次これを改善することのできる系統構成とする。
- d) 効率的な運転、保守、改修等ができるよう、使用機器、材料の仕様の統一化をはかる。

### 3.1 電源開発計画

インドネシア国 PLN と日本国 JICA の間に交わされた "Scope of Work (1985年 2月7日付)" により、本調査の対象とする中部スマトラ電力系統開発計画は、PLN の公式的な電源開発計画に基づいて調査される筈のものであった。しかしながら1986年4月現在、PLN では電源開発計画が確定していなかったため、調査団としては予備的な電源開発計画の検討を行った上で電力系統計画を策定した。

1986年4月現在、PLN の大型電源開発計画として確定しているものは、1991年に運転開始が予定されている オンピリン火力発電所 (50MW×2) のみで、他の電源の開発計画は決定されていない。

1995年になると、更に100MW 程度の新規電源が必要となるが、この電源候補となり得るのはシンカラック湖の水を印度洋側への落差を利用して発電するシンカラック水力発電所、およびカンパールカナン川のバンキナン上流に考えられているダム式のクタパンジャン水力発電所の何れかである。

何れの水力発電所を先行開発するか、経済的な予備的比較検討によれば、シンカラック水力発電所を先行開発する方が優位と考えられる。しかし、発電所の建設は、必ずしも経済的優位の条件のみによって決定されるものとは限らず、電源分布と需要分布の協調、地域開発との調和などを総合的に配慮して決定される。

このため、本系統計画調査にあたっては、シンカラック水力発電所の建設を先行する案とクタパンジャン水力発電所を先行する案の両案を検討した。

検討結果によれば、系統増強の順序、時期について両案の間に基本的な相違はなかった。

### 3.2 基幹系統構成諸案の比較

2000年もしくは2005年までの電力系統の規模拡大を念頭におき、既設設備からの円滑な設備拡充を図るため、150kV系統案を基本にした諸案について比較検討を行った。

なお需要については、高め水準の値を適用した。

その結果基幹系統としては、先ずオンピリン～パヤクンプ～パカンバル間に 150kV 送電線 2 回線を建設することが適策と判断された。

#### (1) 150kV代替案との比較

代替案としてクアンタン経由のルートを検討したが送電線巨長が長くなり、初期

投資が大となるため得策ではないという結論を得た。

(2) 275kV導入案との比較

PLNの長期構想の中に、南スマトラ方面からオンビリンまで 275kV送電線を導入する構想がある。この将来構想を考慮に入れて、本プロジェクトも 275kV送電系統として構成することも考えられるが、パヤクンプ経由または、クアングアン経由の何れのルートをとっても建設費が高く、経済的に不利である。

(3) その他の系統の検討

オンビリン～レンガット～テンビラハン

ドゥリ～バガンシアピアピ

パウリモ～パイナン

バダングルアール～ルブックシカピン

の送電系統は、経済的見地から建設年次を1996年以降とするのが適切と判断され、本プロジェクトの計画対象から除外した。

なお、バガンシアピアピへの送電は、ルート設定条件から見てドゥリ変電所を起点として分岐するのが適策と判断された。

(4) 以上の結果1993年及び1995年の電力系統の概要はFig. 4.1-1～3に示す通りとなる。

なお、この系統について、詳細な系統解析を行なった。潮流図は、Fig. 4.3-1～3の通りであり、適正電圧維持のため、調相設備を数ヶ所に配置する必要があるが、電力潮流、短絡容量及び定態、過渡安定度などについては何れも問題はない。

電力潮流ならびに経済性の観点から検討した結果、送電線サイズは次のように選択することとした。

コタバンジャン分岐点～パカンバル間 (60km)	410 mm <sup>2</sup>	2 回線
オンビリン～パヤクンプ～コタバンジャン分岐点間 (141km) 及びパカンバル～ドマイ間 (113km) の幹線	330 mm <sup>2</sup>	2 回線
バダングルアール～パヤクンプ間のループ系統 (31km)	240 mm <sup>2</sup>	1 回線
他の分岐線	240 mm <sup>2</sup>	2 回線

また、関連変電設備として、新設6ヶ所、150kV化1ヶ所、合計出力250MVAを計画した。(Table 4.2-5)

#### 4. 送電設備

上記系統計画の検討に併せて、代案ルートを含めて候補送電線全ルートについて、現地調査を実施した。

この中で、リアウ州内送電線及び西スマトラ州とリアウ州の連系送電線予定ルートについては、ヘリコプターによる調査も併せて実施した。

この結果、急峻な山岳地の通過を必要とする連系送電線については、建設が可能であると判断され、この他の送電線予定ルートについても、特に大きい問題はないことが判明した。

以上の調査結果に基づき、現地で入手した5万分の1の地図に送電線ルートを設定するとともに、基本設計を実施した。

送電線ルートの選定及び設計に当っては次の事項について特に留意した。

- (1) 西スマトラ、リアウ両州に跨る送電線のうち、西スマトラのパヤクンプから約20kmパカンバル寄りの区域(約9kmの間)は、バリサン山脈の急峻な山岳地を通過することになり、道路沿いのルートを選定したが、鉄塔位置の選択、鉄塔基礎、施工方法について特に配慮した。
- (2) リアウ州のバンキナンからパカンバルの間は旧河川跡のスワンプがあり、ルート選定に当ってはできるだけこの部分を避けることとし、止むを得ず通過する場合は、杭基礎の適用も考慮した。
- (3) リアウ州ミナスからドマイの間はカルテックス所有の115kV送電線及び各種送油用のパイプの既設工作物との関係を考慮した。

送電線の通過についてはカルテックス現地本部の了解も得られ、特に問題はないが具体的なルートの決定に当っては、カルテックスとの十分な打合せが必要である。

なお送電鉄塔の1つ(懸垂型)を示せばAnnex 5-8のとおりである。

#### 5. 変電設備

送電線予定ルートに併せて、変電所予定地点についても現地調査を行い、送電線ルート、周囲環境、気象条件、地震、配電線の現状と将来動向などを総合勘案のうえ適切な変電所地点の選定に努めた。

また、規模に適合した設計要素につき検討を行った結果はつぎの通りである。

- (1) 変電所位置の選定に当っては、特に都市開発状況及び送電線ルートとの整合に留意

した。

この結果、用地の土木的観点からは特に大きい問題はないものと判断されたが、新たに取得する必要がある場合は詳細な調査が必要である。

- (2) バダグ市周辺については既設変電所（パウリモ及びシンパンハル）の拡充、昇圧を含めて、総合的な検討を実施した。
- (3) 変電所の設計に当っては、結線方式、変圧器バンク容量、保護方式などの検討を行ない変電所の規模、重要性、将来の拡充などに応じた標準型結線及び機器配置を定め、変電所毎に適切な方式を適用することとした。（Annex 6 - 3 ~ 4 に機器配置図例を示す）
- (4) 系統重大事故時の大停電防止対策について検討し、ロードシェディングシステムの適用をはかることとした。

## 6. 配電設備

配電設備については、設備の現状と事故発生状況から、事故対策、設備設計上の改善策を重点に、検討を加えた。

中部スマトラ地区の配電系統は各市町村毎に設置されたディーゼル発電所を中心に、電化の発展とともに、順次拡大されてきている。

バダグ、ブキティンギ、バカンバルなどの都市部は、配電線連系も進められており、マニンジョウ水力発電所からの150kV 基幹系統の拡大とともに配電系統の強化もはかられてきている。

本調査では標準設計、系統構成などの検討のほか、特に配電線事故の実態を調査し、次の通りの対応策を提言した。

### (1) 樹木接触による中圧系統トリップ事故防止対策

- ・電線と樹木との離隔を十分とる。
- ・絶縁電線あるいは架空ケーブルを使用する。

### (2) 変圧器の2次側フューズ熔断事故防止対策

- ・低圧配電線の水平線間距離を 300mmから500mmに広げるか、垂直配列にする。

### (3) 需要家屋内ヒューズ熔断事故対策

- ・ブレーカースイッチの取付。

なお、Wilayah IIIにおける1984年1年間の停電発生状況は

- ・ 停電時間 77分 / 需要家
- ・ 停電回数 49回 / 需要家

であり、その主な原因別内訳は次の通りである。

- ・ 樹木接触による中圧系統(20kV, 6kV)トリップ (17.9分 / 需要家, 19.0回 / 需要家)
- ・ 変圧器2次側のヒューズ熔断 (10.0分 / 需要家, 3.2回 / 需要家)
- ・ 需要家屋内のヒューズ熔断 (6.4分 / 需要家, 2.5回 / 需要家)
- ・ 発電所停止 (4.5分 / 需要家, 5.8回 / 需要家)

## 7. 給電方式および給電設備

現在、西スマトラ州内電力系統の給電業務はパダン市内の既設150kVパウリモ変電所内において、電話連絡による情報収集を行なっている程度である。西スマトラ・リアウ両州連系電力系統の構成に対応して、系統全体を効率的に且つ高信頼度をもって運用してゆくためには、近代的機能をもった給電システムの確立が極めて重要な要素になってくる。

スマトラ島の電力系統は、北部、中部、南部に別れており、夫々メダン、パダン、パレンバンを中心に順次拡大されてきている。このうち、メダン市内には既に近代化された給電所が設置、運用されており、またパレンバン市内に同規模給電所の建設が進められつつある。

今回の給電方式検討に当たっては、基本的機能は上記2給電所と同様なものとし、的確な系統運用がはかれるようなシステムを提言した。

給電所の位置としては、上位機関との意志疎通がはかり易いことを考慮して、Wilayah IIIのある州都パダンとした。

## 8. 通信方式および通信設備

中部スマトラ地区の電力系統からみて、考えられる通信方式としては、PLN電力系統で広く使用されている電力線搬送(PLC)の他にマイクロ波通信及び光通信方式がある。

これらについて情報処理量と建設費の面から検討した結果、本プロジェクトにおいては所要情報処理量及び建設費の点からPLC方式を基本とし、本方式での情報伝送がむ

づかしい場合についてのみ、光通信方式を採用することとした。

検討の結果通信システムの中心部であるパヤクンプおよびオンピリンからバダン給電所間は、光による通信方式を採用し、その他はP.L.C方式による通信システムを構成する。

## 9. 建設計画および建設費

### 9.1 建設計画

当プロジェクトを推進するために、次の二つのステージに分けて実施する。

- a. ステージⅠ —— 現地測量調査，詳細設計，入札書類作成，その他
- b. ステージⅡ —— 入札，審査，契約補助，建設工事管理

そして、これらの業務を円滑に推進し、予定の工期で完成するために、インドネシアコンサルタントの協力を得て、外国コンサルタントがエンジニアリングサービスを行なう。

(1) 現地測量、調査は外国コンサルタントの指導管理のもとで、インドネシアコンサルタントが実施し、その結果により外国コンサルタントは詳細設計を行ない、入札書類等を作成する。

(2) 本計画に基づく送電線、変電所等の新設工事は、次の6つのブロックに分割する。

ブロック1：オンピリン～パヤクンプ～パカンバル	関係の送電線、変電所 及び通信設備
ブロック2：バダンルアール～パヤクンプ	” ”
ブロック3：パカンバル～ドマイ	” ”
ブロック4：バダン地区系統強化	” ”
ブロック5：ドマイ～プルタミナ	” ”
ブロック6：給電設備	バダン給電所、関係発電 所及び通信設備

(3) 施工は外国コンサルタントの管理のもとで次により行う。

i) 送電線

a) 送電線の鉄塔，電線，地線，がいし装置等は国際入札により調達する。

b) 鉄塔，架線工事等のための特殊な工具は国際入札により調達する。

c) 施工はすべてインドネシア工事会社による。

ii) 変電所

a) 変電機器及びその他付属機材の調達，据付工事は国際入札による。

b) 土木・建築工事はインドネシア工事会社による。

## 9.2 建設工程

第4章の電力系統計画により決まった送変電設備は，電源となる西スマトラ州内のオンビリン発電所，パダンルアール変電所を起点に，第1段階はリアウ州内のパカンバル変電所まで，第2段階としてドマイ変電所までの系統幹線を優先的に建設する。その工程はTable 10.2-1のとおりとする。

## 9.3 建設費

建設費は，決定した最適計画案について，工事計画，工程を基に積算した。

積算は1986年1月のプライスレベルで，交換レートは1USドルに対して1100Rp又は200円とする。単価は類似プロジェクトの価格及び国際価格を参考に算出した。



## 10. 経済及び財務分析

経済、財務分析の目的は、提案されたプロジェクトの1995年迄の実施が経済・財務的観点から妥当/可能であるか評価を行うことにある。具体的手法としては、本経済分析においては、この送電線の建設が、他の現実的な代替案と比較して最も少ない費用で電力を供給する方法 (Least-Cost Solution) であることを確認した。

この結果、経済的に送電線の建設が有利となったルートについて、電力料金による収入を消費者の支払い意志 (Willingness to Pay) 即ち便益の一部として捉え、経済収益率の算定を行った。また財務分析においては、市場価格による財務収益率の算定、及び実施に伴う債務の返済可能性の検討を行った。

なお、電力需要想定値についてはドマイのプルタミナが PLN の需要家となった場合と、ならなかった場合の両ケースについて検討するとともに油価格の変動などによる感度分析も併せ実施した。

この結果、次の送電線は、経済的にみて十分フィージブルであると判断された。

A. パダン-パヤクンブ-パカンバル：1993年運開

B. パカンバル-ドマイ：1995年運開

## [ II ] 結 論

II) 結 論

1. 需要想定 (Basic)

1.1 プルタミナを需要に含む場合

単位：GWh, MW, %

年 度 地 域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	年 平 均 伸 び 率		
												'85~'90	'90~'95	'85~'95
西スマトラ州	231.1	275.4	330.5	378.0	429.0	476.9	519.8	566.3	618.0	674.6	736.5	15.6	9.1	12.3
リアウ州	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	286.3	331.5	456.4	14.2	24.4	19.2
Wilayah III 合計	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	904.3	1006.1	1192.9	15.3	13.6	14.4
系統最大電力	54	63	72	79	88	96	103	111	164	178	232	12.2	19.3	15.7

1.2 プルタミナを需要に含まない場合

単位：GWh, MW, %

年 度 地 域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	年 平 均 伸 び 率		
												'85~'90	'90~'95	'85~'95
西スマトラ州	231.1	275.4	330.5	378.0	429.0	476.9	519.8	566.3	618.0	674.6	736.5	15.6	9.1	12.3
リアウ州	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	286.3	331.5	360.4	14.2	18.7	16.4
Wilayah III 合計	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	904.3	1006.1	1096.9	15.3	11.7	13.5
系統最大電力	54	63	72	79	88	96	103	111	164	178	202	12.2	16.0	14.1

注1：各州共離島需要は含まないものとした。

注2：系統最大需要とは、中部スマトラ電力系統にとり入れられる需要合計の最大値である。

注3：1985年度 系統最大電力は推定値。

注4：西スマトラ州の需要にはパダンセメントを含む。



## 2. 電力系統計画

中部スマトラ電力系統の送電電圧は 150kVとし、次により系統を構成する。

### 2.1 基幹系統計画

主要電力設備	規模		運開
オンピリン火力発電所から、パヤクンプ経由 パカンバルに至る送電線 変電所 パヤクンプ (40MVA), バンキナン (10MVA), パカンバル (100MVA) ※	201km	2回線	1993年10月
バダングルアールからパヤクンプに至る送電線 (西スマトラ州内系統をループとする) 変電所 バツサンガール (10MVA)	31km	1回線	1994年10月
パカンバルからドマイに至る送電線 変電所 ドゥリ (10MVA), ドマイ (20MVA)	173km	2回線	1995年4月

※ 注 Table 6.3-4 参照

### 2.2 バダグン地区系統強化対策

電力設備	規模		運開
既設パウリモ変電所から、既設シンパンハルに至る 送電線	7km	2回線	1992年10月
既設シンパンハル変電所 (20kV) の150kVへ昇圧	1ヶ所	30MVA	1992年10月
既設シンパンハル変電所 増容量 (30MVA)	1ヶ所	30MVA	1995年10月

### 2.3 特別高圧需要家供給対策

電力設備	距離	回線数	運開
ドマイからプルタミナ工場に至る送電線*	10km	2回線	1995年10月

\* プルタミナを需要に含まない場合は必要なし。

### 3. 建設計画

#### 3.1 送電線

送電線区間	巨長 km	変電所	電圧 kV	回線数 回線	線種 mm <sup>2</sup>	運開 年月
オンビリン~バヤクンブ	58		150	2	ACSR 330	1993. 10
バヤクンブ~コタボンジャン分岐点	83		150	2	ACSR 330	1993. 10
コタボンジャン分岐点~バカンバル	60	バンキナン分岐	150	2	ACSR 410	1993. 10
バダンルアール~バヤクンブ	31		150	1	ACSR 240	1994. 10
バカンバル~ドマイ	173	ドマイ分岐	150	2	ACSR 330	1995. 4
ドマイ~プルタミナ*	10		150	2	ACSR 240	1995. 10
パウリモ~シンパンハル	7		150	2	ACSR 240	1992. 10
合計	422	—	—	—	—	—

\*プルタミナを需要に含まない場合は必要なし。

#### 3.2 変電所

変電所・発電所	変圧器			運開年月	備考
	電圧 kV	容量 MVA ×台数	新・増設		
バヤクンブ	150/20	20×2	新設	1993. 10	
バンキナン	150/20	10×1	新設	1993. 10	
バカンバル	150/20	50×2	新設	1993. 10	注 Table 6.3-4 参照
バツサンガール	150/20	10×1	新設	1994. 10	
ドゥリ	150/20	10×1+(1)	新設	1995. 4	
ドマイ	150/20	20×1	新設	1995. 4	
オンビリン	150kV引出口×2		増設	1993. 10	オンビリン~バヤクンブ送電用
バダンルアール	150kV引出口×1		増設	1994. 10	バダンルアール~バヤクンブ送電用
パウリモ	150kV引出口×2		増設	1995. 10	バダン地区系統強化
シンパンハル	150/20	30×1	増設	1992. 10	
シンパンハル	150/20	30×1	増設	1995. 10	

### 3.3 給電所

給電所	装置・設備	運 開
バダン	CPU, CRTなど近代的給電運用装置を設置	1995. 10

### 3.4 通信設備

区 間	通 信 方 式	運 開
バダン給電所～バヤクンプ変電所 " ～オンビリン発電所	光通信方式	1995. 10
その他の区間	PLC通信方式	

## 4. 建設工程

#### (1) エンジニアリングサービス

1988～1995

Stage 1 現地調査, 詳細設計, 入札書作成

Stage 2 入札書評価, 契約ネゴ, 工事管理

#### (2) 建設工事

1989～1995

- 1 : オンビリン-バヤクンプ-パカンバル  
(送電, 変電及び関連通信設備含む) (1989～1993. 9)
- 2 : バダンルアール-バヤクンプ  
( " ) (1991～1994. 9)
- 3 : パカンバルドマイ  
( " ) (1992～1995. 3)
- 4 : バダン地区系統強化  
( " ) (1990～1995. 9)
- \*  
5 : プルタミナ供給  
( " ) (1994～1995. 9)
- 6 : 給電設備 (1992～1995. 9)

\*プルタミナの受電用変電設備含まず。

5. 所要資金

(単位：百万円)

項目	外貨	内貨	計
1. 直接工事費	10,508	3,920	14,428
ブロック1 (オンピリン～バカンバル)	(4,233)	(1,689)	(5,922)
ブロック2 (バダフルアール～バヤクンブ)	(654)	(290)	(944)
ブロック3 (バカンバル～ドマイ)	(2,740)	(1,197)	(3,937)
ブロック4 (バダフル系統強化)	(705)	(296)	(1,001)
ブロック5 (プルタミナ供給)	(270)	(103)	(373)
ブロック6 (給電設備)	(1,906)	(345)	(2,251)
2. エンジニアリング費	998	372	1,370
3. 用地補償費	0	562	562
4. 予備費	725	383	1,108
小計	12,231	5,237	17,468
5. 物価上昇分	3,013	5,323	8,336
6. 建設中利子	2,158	2,982	5,140
合計	17,402	13,542	30,944

プルタミナへ供給しない場合			
小計	11,918	5,101	17,019
合計	16,962	13,172	30,134

- (算定条件) 1. 外貨交換率は1US\$ = Rp 1,100 1US\$ = 200円とした。  
 2. エンジニアリング費(含むPLN経費)は直接工事費の9.5%とした。  
 3. 予備費は直接工事費の5%と、エンジニアリング費及び用地補償費の20%とした。  
 4. 物価上昇分として、外貨は年3%、内貨は年10%とした。  
 5. 建設中利子として外貨は年4%、内貨は50%を銀行等からの借り入れとして年16%とした。

(参考)

(単位：千ドル)

項目	外貨	内貨	計
1. 直接工事費	52,540	19,600	72,140
ブロック1 (オンピリン～バカンバル)	(21,165)	(8,445)	(29,610)
ブロック2 (バダフルアール～バヤクンブ)	(3,270)	(1,450)	(4,720)
ブロック3 (バカンバル～ドマイ)	(13,700)	(5,985)	(19,685)
ブロック4 (バダフル系統強化)	(3,525)	(1,480)	(5,005)
ブロック5 (プルタミナ供給)	(1,350)	(515)	(1,865)
ブロック6 (給電設備)	(9,530)	(1,725)	(11,255)
2. エンジニアリング費	4,990	1,860	6,850
3. 用地補償費	0	2,810	2,810
4. 予備費	3,625	1,915	5,540
小計	61,155	26,185	87,340
5. 物価上昇分	15,065	26,615	41,680
6. 建設中利子	10,790	14,910	25,700
合計	87,010	67,710	154,720

プルタミナへ供給しない場合			
小計	59,590	25,505	85,095
合計	84,810	65,860	150,670

- (算定条件) 1. 外貨交換率は1US\$ = Rp 1,100 1US\$ = 200円とした。  
 2. エンジニアリング費(含むPLN経費)は直接工事費の9.5%とした。  
 3. 予備費は直接工事費の5%と、エンジニアリング費及び用地補償費の20%とした。  
 4. 物価上昇分として、外貨は年3%、内貨は年10%とした。  
 5. 建設中利子として外貨は年4%、内貨は50%を銀行等からの借り入れとして年16%とした。





## 6. 経済及び財務分析

パダン周辺からドマイに至る送電線及び変電所建設プロジェクト（パカンバル迄は1993年10月運用開始；ドマイ迄は1995年4月運用開始）は、次の理由により経済及び財務的観点からフィージブルであると結論できる。

- ① 本プロジェクトは代替案と比較した結果、最も費用の少ない当該地域への電力供給方法 (Least-Cost-Solution) である。
- ② E I R R は、プルタミナの需要を期待できる場合には22%、期待できない場合でも16.4%と十分に高い水準にある。また、パダン周辺→パカンバル間及びパカンバル→ドマイ間に分割してそれぞれE I R Rを計算した際に最も低い価を示すプルタミナの需要を含まない場合のパカンバル→ドマイ間でも、E I R Rは10%以上である。
- ③ 全体プロジェクトのF I R Rもプルタミナを需要に含む場合で19.9%、需要に含まない場合で14.6%と十分に高い水準にある。
- ④ 上記の値について、感度分析の結果は条件が多少悪化したとしても大きく変化することは無いことを示している。
- ⑤ また建設に伴う借入金の返済についても、プルタミナの需要を期待できない場合でも特段の支障は無い。
- ⑥ 上記結果は、電気料金水準を実質価格で現在の水準にすえおくとする控え目に設定された前提条件に基づくものである。

上記のとおり、1993年に運転開始されるパカンバル迄の送電線は、経済的に非常に高い水準にある。更に、技術的観点から見ても、この送電線は、できるだけ早く建設されなければならない。即ち、現在P L Nで計画しているパカンバルのディーゼル発電所増設（6 M W × 6 台）が予定通り完成したとしても、1992～93年のパカンバルの電力需要を満たすことができない状況にある。（Annex 11-2 参照）

然しながら建設工程その他から考えて、この送電線の運転開始を1993年とした。



### [ III ] 添 付 資 料

Table 3.3 - 1 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Basic Case (incl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)				
																												85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.0
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1	5.4	6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5	15.1	13.5	18.8	8.1	13.8
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	50.1	9.5	14.7	7.4	19.3
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.1	3.6	4.0	4.5	5.1	5.8	6.5	7.4	8.6	9.8	11.2	12.8	14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6	12.7	13.1	14.2	9.4	12.4
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2	1.8	2.2	2.5	3.0	3.5	4.2	4.8	5.6	6.4	7.4	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8	18.5	15.1	16.1	10.0	14.9
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.0	4.5	5.0	5.6	6.3	14.9	13.7	13.6	11.8	13.5
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.7	2.0	2.4	2.8	3.3	4.0	14.9	24.6	23.2	18.7	20.3
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2	3.5	4.1	4.7	5.3	6.1	7.0	8.4	9.9	11.5	13.2	15.2	16.8	18.7	20.7	23.0	25.4	27.8	30.4	33.2	36.3	39.7	14.9	16.8	10.8	9.3	12.9
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2	2.6	3.1	3.7	4.4	5.3	6.3	7.5	9.0	10.8	13.0	15.6	18.5	21.9	25.9	30.6	36.3	42.1	48.9	56.8	65.9	76.5	19.4	19.9	18.4	16.1	18.4
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	135.1	168.4	212.5	247.0	283.0	315.9	340.8	368.3	398.0	430.6	466.5	509.6	556.0	605.7	659.7	717.6	770.8	827.6	889.4	955.6	1027.7	18.5	8.1	9.0	7.4	10.7
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7	49.2	56.7	64.6	72.7	81.1	89.9	101.4	114.4	131.1	149	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1	3.0	4.0	5.0	6.2	7.5	8.9	10.1	11.6	13.1	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.6	18.2	20.0	22.0	24.1	26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8	14.6	9.8	22.2	6.5	13.1
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.4	2.8	3.1	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3	13.0	12.5	14.7	9.1	12.3
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.9	18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7		35.1	150.1	6.7	
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3	7.0	7.8	8.6	9.5	10.5	11.5	12.7	13.9	15.3	16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5	11.2	10.8	9.9	10.4	10.5
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4	3.6	4.7	5.8	7.1	8.5	10.0	11.8	13.8	15.9	18.3	20.9	23.1	25.6	28.4	31.4	34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0	22.7	15.9	10.8	15.3	16.1
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7	3.2	3.7	4.3	5.1	5.9	6.9	8.0	9.2	10.6	12.2	14.1	16.1	18.3	20.8	23.7	26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5	16.6	15.4	13.8	14.3	15.0
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.1	3.8	4.6	5.4	6.3	7.3	8.6	10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5	23.2	22.0	17.0	15.2	19.3
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.9	2.4	3.1	3.8	4.6	14.9	20.1	22.9	26.9	21.1
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.2	4.3	5.6	7.1	8.7	10.6	32.0	22.4	23.8	27.1	26.3
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.3	10.0	12.1	14.6	17.6	21.2	25.3	30.1	35.9	42.8	51.0	59.7	69.8	81.6	95.5	111.7	11.6	20.6	19.2	17.0	17.0
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	226.3	331.5	360.4	413.2	468.6	527.0	589.1	655.2	712.1	773.0	839.0	910.6	988.6	14.2	18.7	12.7	8.6	13.5
<1> WILAYAH III	(GWh)		144.8	165.5	177.8	213.7	260.0	317.8	367.1	418.8	468.8	514.2	565.4	684.3	762.1	826.9	922.8	1024.6	1132.7	1248.8	1372.8	1482.9	1600.6	1728.4	1866.2	2016.3	17.0	12.0	10.7	8.0	11.9
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0			27.1	8.9		
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	904.3	1006.1	1102.9	1415.8	1557.6	1706.7	1865.8	2035.8	2192.9	2361.6	2541.4	2735.2	2942.3	15.3	13.6	11.3	7.6	11.9

Table 3.3 - 2 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Basic Case (incl. PERTAMINA )

Location	Year Unit	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)				
																											85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5		13.5	18.8	8.1	
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3		9.5	14.7	7.4	
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6				9.4	
lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8				10.0	
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																										
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1																										
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																										
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																										
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	361.6	388.3	417.3	452.7	490.5	530.4	573.1	650.6	694.9	741.4	791.6	844.5	901.2	20.0	7.3	9.3	6.7	10.7
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									127.4	223.6	237.0	250.5	264.5	278.9	293.8	309.2	326.9	345.0	363.8	383.1	403.1				5.5	5.4
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									7.0	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3				11.5	10.3
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8				22.2	6.5
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3				14.7	9.1
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7					6.7
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5					10.4
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0					15.3
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5					14.3
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5					15.2
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																										
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																										
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																										
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.4	238.5	286.6	329.8	373.1	417.7	463.6	509.6	646.2	695.2	747.2	802.6	861.7				15.9	7.5
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	496.0	626.8	703.9	782.5	863.6	948.1	1036.7	1250.2	1341.1	1436.6	1538.8	1647.1	1762.9	20.0	19.1	12.2	7.1	14.5
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0				27.1	8.9
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	213.7	262.8	316.0	361.2	409.4	454.2	493.2	535.0	716.0	870.8	1069.9	1275.5	1396.6	1522.1	1653.7	1913.2	2051.1	2197.6	2351.8	2516.1	2688.9	16.3	18.7	12.3	7.0	13.5

Table 3.3 - 3 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Basic Case (excl. PERTAMINA )

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)					
																												85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5	
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9	
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9	
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5	
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9	
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6	
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1	5.4	6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5	15.1	13.5	18.8	8.1	13.8	
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	50.1	9.5	14.7	7.4	19.3	
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.1	3.6	4.0	4.5	5.1	5.8	6.5	7.4	8.6	9.8	11.2	12.8	14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6	12.7	13.1	14.2	9.4	12.4	
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2	1.8	2.2	2.5	3.0	3.5	4.2	4.8	5.6	6.4	7.4	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8	18.5	15.1	16.1	10.0	14.9	
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.8	3.2	3.6	4.0	4.5	5.0	5.6	6.3	14.9	13.7	13.6	11.8	13.5	
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.7	2.0	2.4	2.8	3.3	4.0	14.9	24.6	23.2	18.7	20.3	
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2	3.5	4.1	4.7	5.3	6.1	7.0	8.4	9.9	11.5	13.2	15.2	16.8	18.7	20.7	23.0	25.4	27.8	30.4	33.2	36.3	39.7	14.9	16.8	10.8	9.3	12.9	
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2	2.6	3.1	3.7	4.4	5.3	6.3	7.5	9.0	10.8	13.0	15.6	18.5	21.9	25.9	30.6	36.3	42.1	48.9	56.8	65.9	76.5	19.4	19.9	18.4	16.1	18.4	
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	135.1	168.4	212.5	247.0	283.0	315.9	340.8	368.3	398.0	430.6	466.5	509.6	556.0	605.7	659.7	717.6	770.8	827.6	889.4	955.6	1027.7	18.5	8.1	9.0	7.4	10.7	
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7	49.2	56.7	64.6	72.7	81.1	89.9	101.4	114.4	131.1	149.9	168.8	187.7	209.9	233.3	260.0	290.0	319.9	352.0	388.8	428.8	473.3	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8	
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1	3.0	4.0	5.0	6.2	7.5	8.9	10.1	11.6	13.1	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3	24.3	13.5	11.5	10.3	14.8	
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.6	18.2	20.0	22.0	24.1	26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8	14.6	9.8	22.2	6.5	13.1	
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.4	2.8	3.1	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3	13.0	12.5	14.7	9.1	12.3	
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.5	0.6	0.9	18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7		35.1	150.1	6.7		
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3	3.7	4.1	4.6	5.1	5.7	6.3	7.0	7.8	8.6	9.5	10.5	11.5	12.7	13.9	15.3	16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5	11.2	10.8	9.9	10.4	10.5	
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4	3.6	4.7	5.8	7.1	8.5	10.0	11.8	13.8	15.9	18.3	20.9	23.1	25.6	28.4	31.4	34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0	22.7	15.9	10.8	15.3	16.1	
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7	3.2	3.7	4.3	5.1	5.9	6.9	8.0	9.2	10.6	12.2	14.1	16.1	18.3	20.8	23.7	26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5	16.6	15.4	13.8	14.3	15.0	
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.1	3.8	4.6	5.4	6.3	7.3	8.6	10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5	23.2	22.0	17.0	15.2	19.3	
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	0.9	1.1	1.4	1.9	2.4	3.1	3.8	4.6	14.9	20.1	22.9	26.9	21.1	
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.2	4.3	5.6	7.1	8.7	10.6	32.0	22.4	23.8	27.1	26.3	
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.3	10.0	12.1	14.6	17.6	21.2	25.3	30.1	35.9	42.8	51.0	59.7	69.8	81.6	95.5	111.7	11.6	20.6	19.2	17.0	17.0	
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	78.6	91.6	105.3	120.1	135.8	152.9	173.4	197.1	226.3	261.5	300.4	343.2	390.6	442.7	499.1	565.2	642.1	729.0	826.9	935.6	1056.3	1199.6	14.2	18.7	12.7	8.6	13.5
<1> WILAYAH III	(GWh)		144.8	165.5	177.8	213.7	260.0	317.8	367.1	418.8	468.8	514.2	565.4	624.3	682.1	740.9	800.8	861.6	923.7	987.8	1053.8	1121.8	1192.8	1264.9	1338.2	1413.7	17.0	12.0	10.7	8.0	11.9	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)																															
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	309.7	367.0	435.8	498.1	564.8	629.8	693.2	763.4	834.3	906.1	986.9	1066.8	1152.6	1244.7	1342.8	1447.8	1559.8	1678.9	1805.2	1939.2	2081.7	15.3	11.7	9.4	7.4	10.9	

Table 3.3 - 4 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Basic Case (excl. PERTAMINA )

Location	Unit	Year																		Annual Growth Rate (%)										
		82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	85/86- -90/91	00/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.3	90.5	103.4	117.1	131.5	146.9	158.5	170.9	184.2	198.4	213.6	228.6	244.6	261.5	279.5	298.6	316.9	336.1	356.6	378.2	401.1	13.4	7.8	6.9	6.1	8.5
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.1	19.5	20.9	22.5	24.1	25.9	27.5	29.2	31.0	32.9	34.9	36.8	38.9	41.0	43.3	45.6	47.7	49.8	52.1	54.4	56.9	7.4	6.1	5.5	4.5	5.9
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.0	38.7	48.8	58.9	65.5	68.4	71.5	75.0	78.8	83.0	89.3	96.1	103.2	110.9	119.0	127.4	136.1	145.4	155.1	165.4	49.7	4.8	7.5	6.8	15.9
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.2	4.6	5.1	5.6	6.2	6.7	7.4	8.0	8.8	9.6	10.4	11.2	12.1	13.0	14.1	15.1	16.1	17.2	18.4	19.6	10.3	9.1	8.0	6.8	8.5
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.1	5.8	6.6	7.4	8.2	8.9	9.6	10.4	11.2	12.2	13.1	14.1	15.2	16.4	17.6	18.8	20.0	21.4	22.8	24.3	13.3	8.3	7.6	6.7	8.9
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.3	11.7	14.6	17.5	19.7	21.0	22.5	24.1	25.9	27.9	30.6	33.5	36.6	40.1	43.9	47.8	52.0	56.5	61.4	66.7	35.0	7.2	9.5	8.7	14.6
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.2	7.2	8.2	9.5	10.9	12.4	14.0	15.9	18.1	20.5	25.5	30.8	36.4	42.3	48.5	52.5	56.7	61.3	66.2	71.5		13.5	18.8	8.1	
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	8.9	9.9	10.8	11.9	13.0	14.2	15.6	18.4	21.3	24.4	27.6	31.0	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3		9.5	14.7	7.4	
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																14.4	15.8	17.2	18.9	20.6	22.6				9.4	
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																17.9	19.6	21.6	23.7	26.1	28.8				10.0	
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																										
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1																										
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																										
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																										
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	361.6	388.3	417.3	452.7	490.5	530.4	573.1	650.6	694.9	741.4	791.6	844.5	901.2	20.0	7.3	9.3	6.7	10.7
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									127.4	223.6	237.0	250.5	264.5	278.9	293.8	309.2	326.9	345.0	363.8	383.1	403.1			5.5	5.4	
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									7.0	14.9	16.8	18.7	20.9	23.3	26.0	29.0	31.9	35.2	38.8	42.8	47.3			11.5	10.3	
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											26.5	35.2	44.0	53.1	62.5	72.1	76.9	81.9	87.2	92.8	98.8			22.2	6.5	
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											6.3	7.4	8.5	9.8	11.1	12.5	13.7	14.9	16.2	17.7	19.3			14.7	9.1	
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												18.0	35.2	52.6	70.2	88.1	94.0	100.1	106.7	113.9	121.7				6.7	
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																16.8	18.6	20.6	22.8	25.1	27.5				10.4	
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																34.9	41.3	48.2	55.3	62.9	71.0				15.3	
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																26.9	31.2	35.8	40.9	46.4	52.5				14.3	
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																10.1	11.7	13.5	15.5	17.9	20.5				15.2	
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																										
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																										
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																										
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	134.4	238.5	286.6	329.8	373.1	417.7	463.6	599.6	646.2	695.2	747.2	802.6	861.7			15.9	7.5	
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	117.7	155.8	198.0	230.2	263.4	293.2	314.2	337.0	496.0	626.8	703.9	782.5	863.6	948.1	1036.7	1250.2	1341.1	1436.6	1538.8	1647.1	1762.9	20.0	19.1	12.2	7.1	11.5
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9
<3> PERTAMINA	(GWh)																													
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	213.7	262.8	316.0	361.2	409.4	454.2	493.2	535.0	716.0	870.8	973.9	1066.5	1161.6	1261.1	1364.7	1595.2	1703.1	1816.6	1937.8	2066.1	2202.9	16.3	16.5	10.4	6.7	12.4



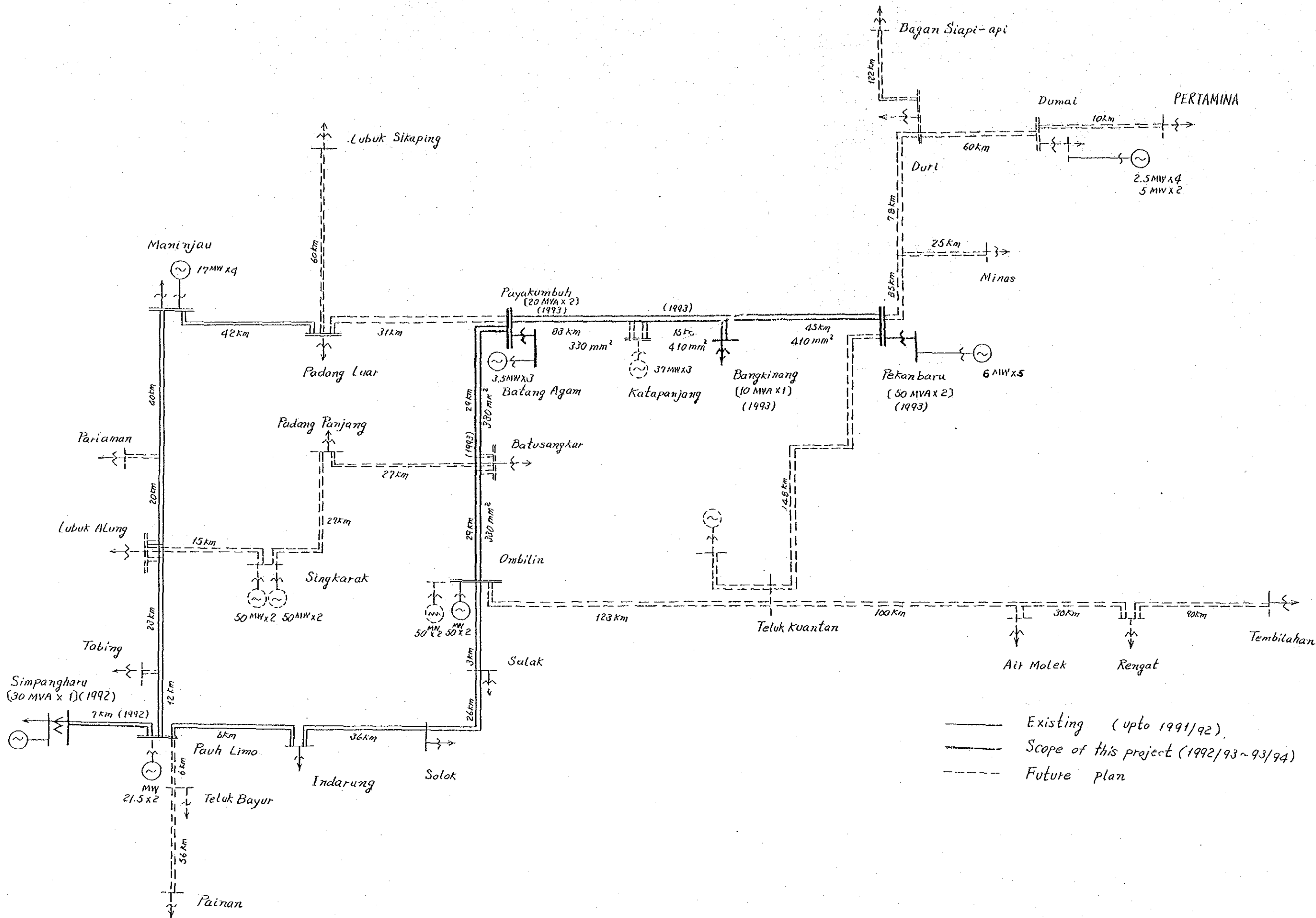


Fig. 4.1-1 Power System Diagram in 1993

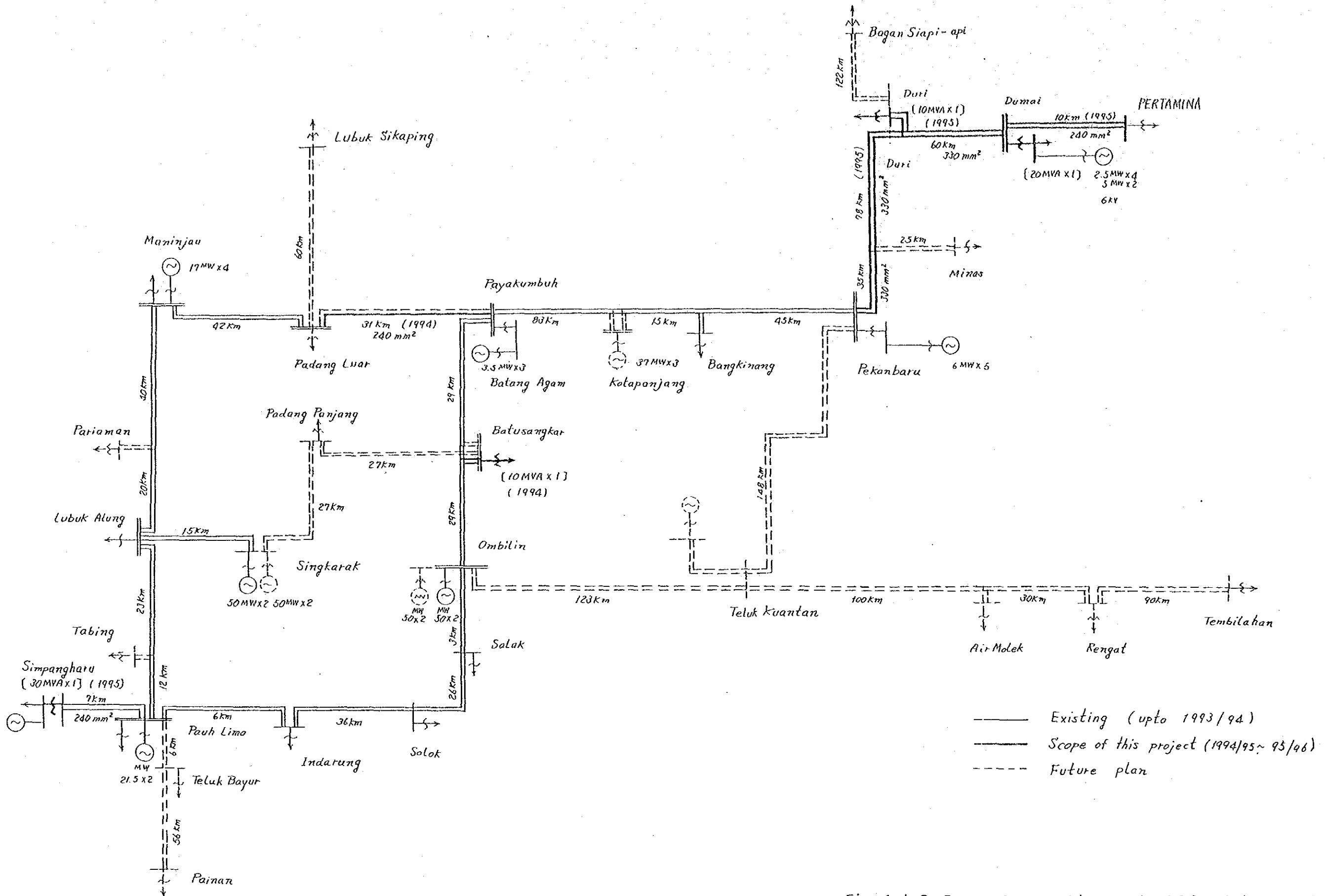


Fig. 4.1-2 Power System Diagram in 1995 (Singkarak in)

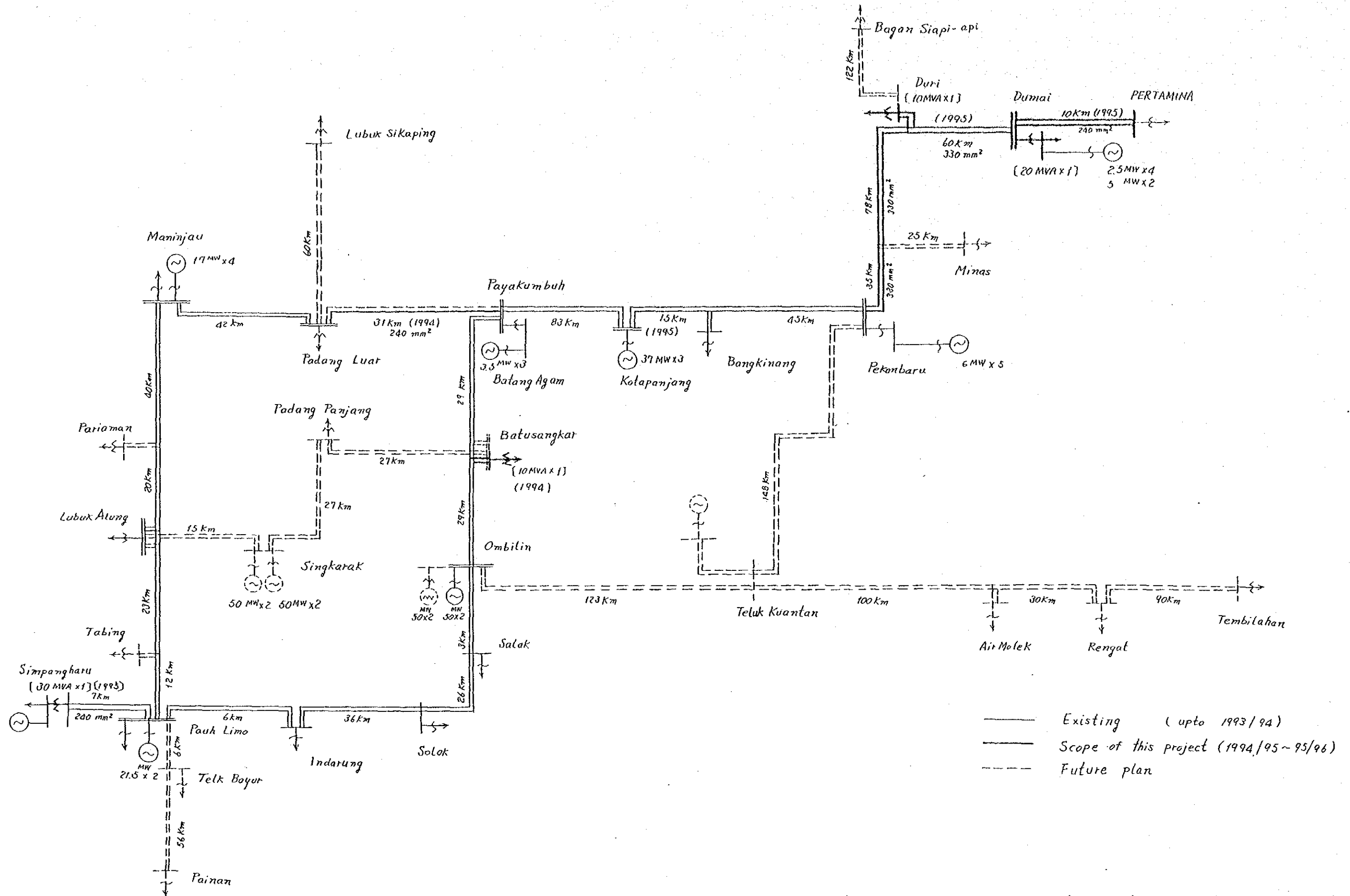


Fig. 4.1-3 Power System Diagram in 1995 (Kotapanjang in)

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1993

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $\angle \theta$  [%/deg]

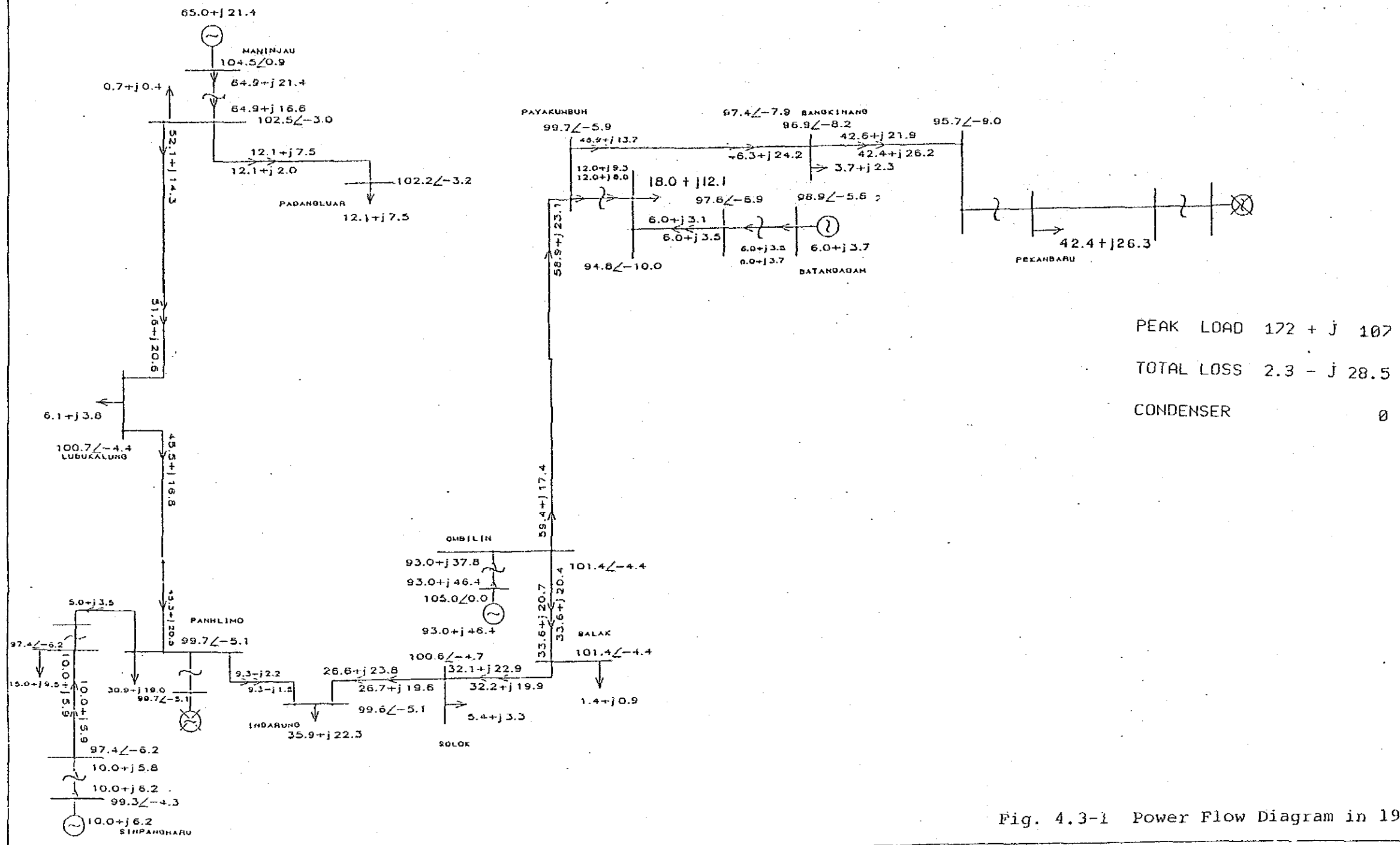
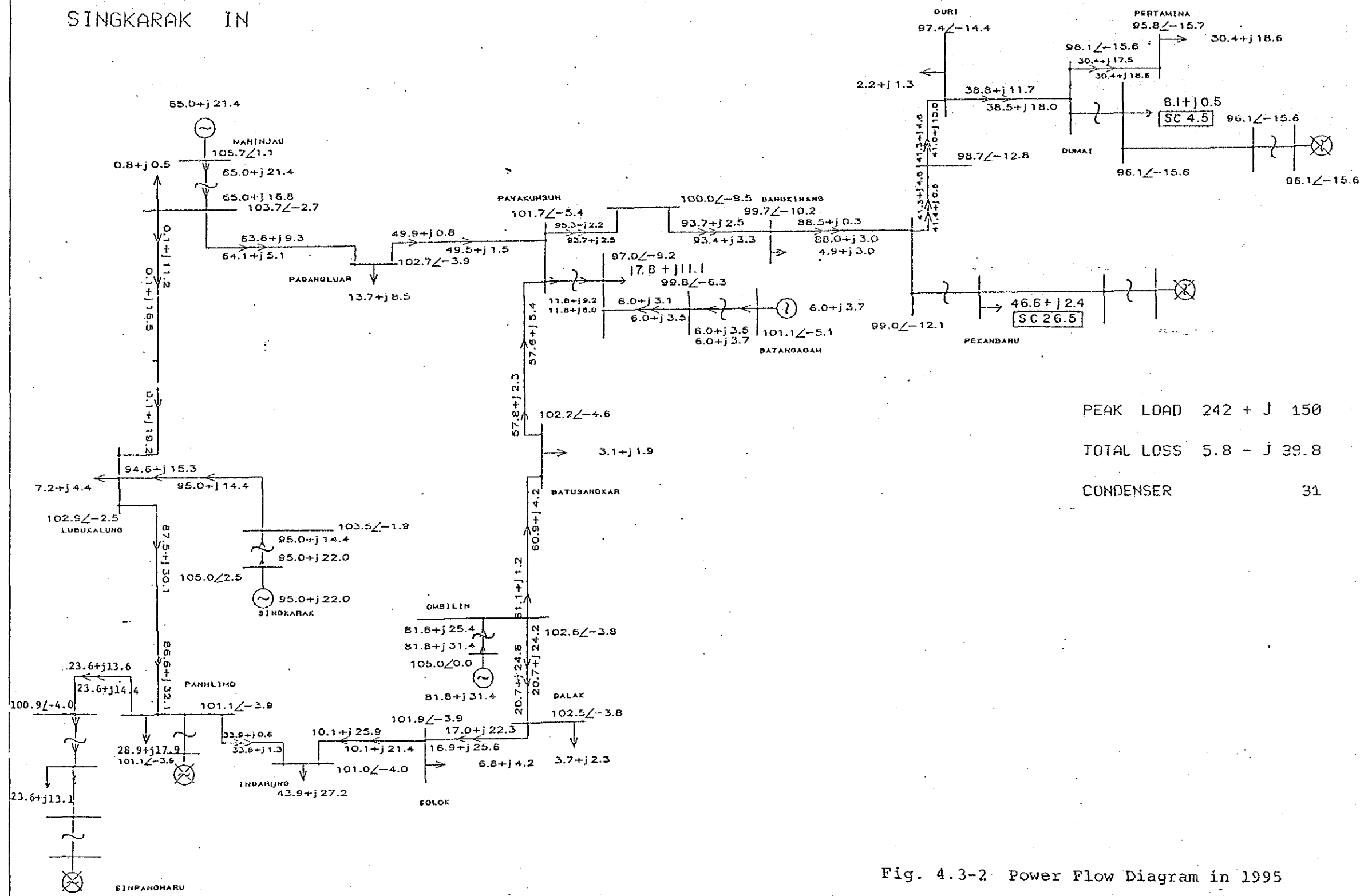


Fig. 4.3-1 Power Flow Diagram in 1993

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1995

SINGKARAK IN

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $V/\theta$  [%/deg]



PEAK LOAD 242 + J 150  
 TOTAL LOSS 5.8 - J 39.8  
 CONDENSER 31

Fig. 4.3-2 Power Flow Diagram in 1995

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1995

KOTAPANJANG IN

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $V/\theta$  [%/deg]

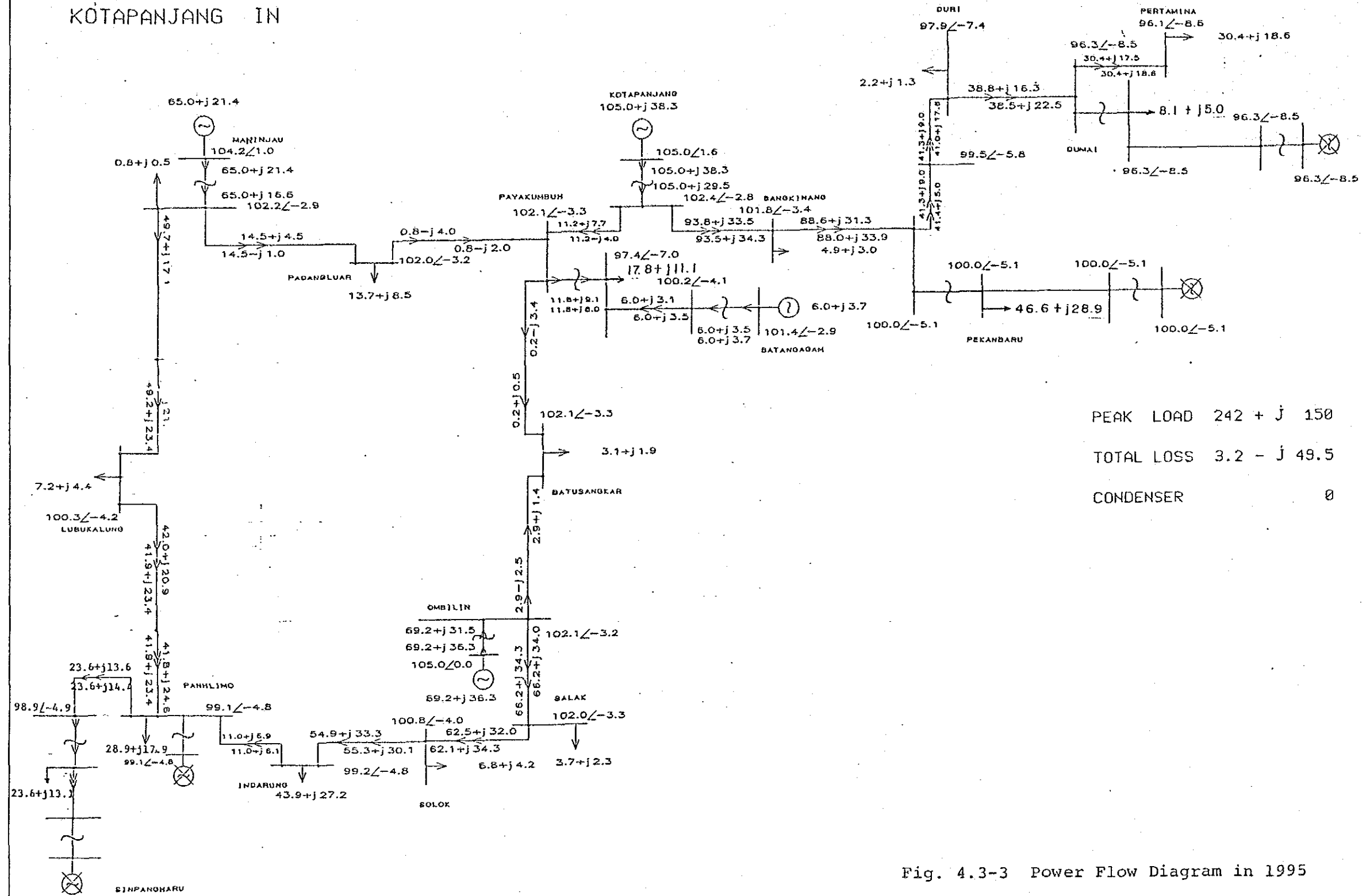


Fig. 4.3-3 Power Flow Diagram in 1995



Table 4.2 - 5 変電所新增設計画一覧表

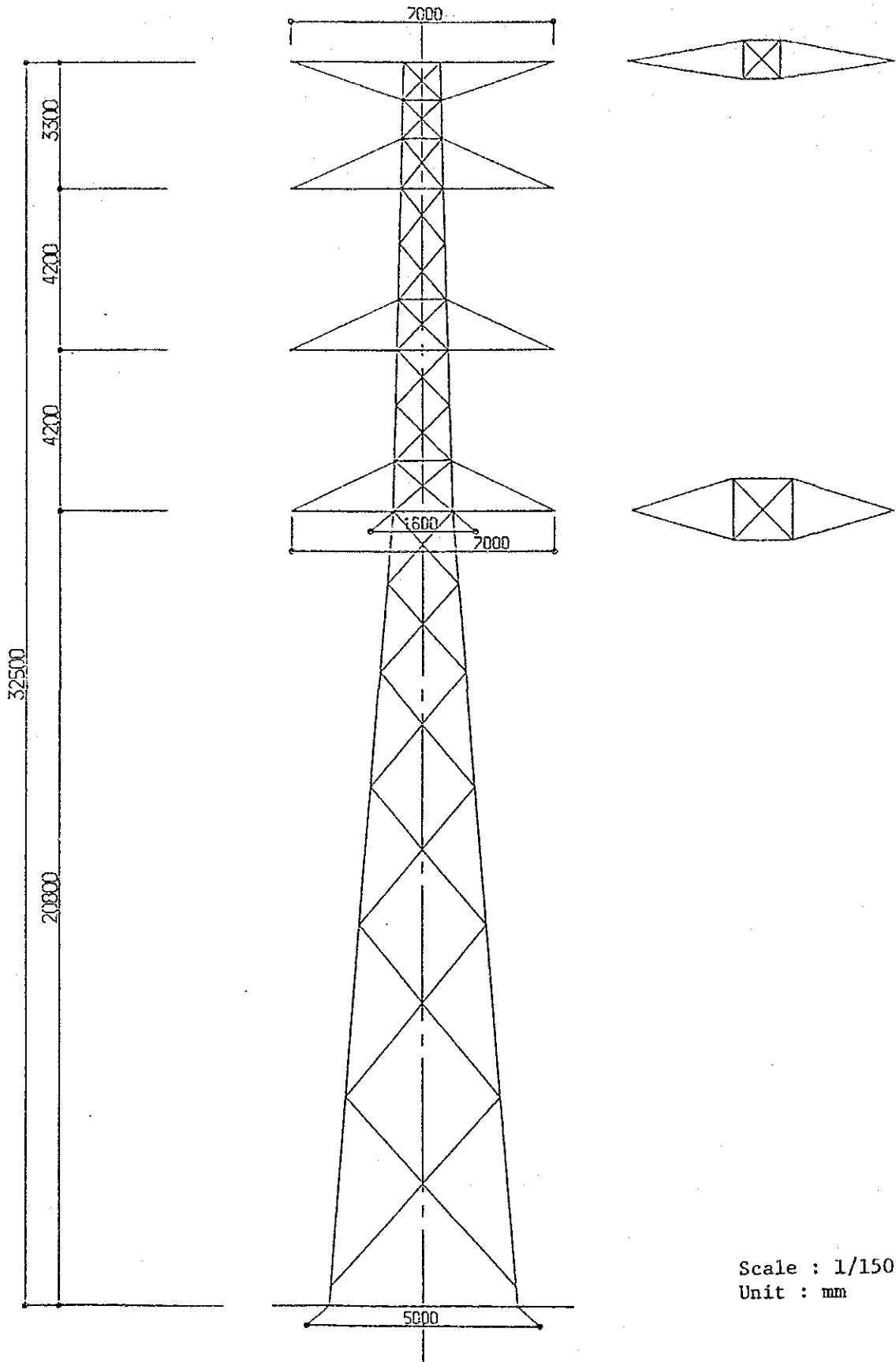
地 点	最大電力 MVA (Pf 0.85)				95年までの対策
	1993	1995	2000	2005	
Padang	54	61.8	83	106.4	Simpangharu 150kV化 30MVA×1 (1992) 30MVA×1 (1995)
Bukittinggi ※	10.7	11.9	14.7	17.5	Padang Luar から送電
Payakumbuh	18.2	21	31.1	43.2	20MVA×2 新設 (1993)
Batusangkar	3.1	3.6	5.1	6.8	10MVA×1 新設 (1994)
Padang Panjang	3.5	4.2	6.0	7.9	Padang Luar から20kV送電
Pariaman (Lubuk Alung)	7.2	8.4	15.8	22.8	Lubuk Alungから20kV送電
Solok ※	6.3	8.0	13.0	19.2	
Sawalunto	1.7	4.3	8.0	11.5	
Painan			5.4	8.3	
Lubuk Sikaping			7.2	11.1	
Pekanbaru	49.9	54.9	69.7	87.1	50MVA×2 新設 (1993) 注: Table 6.3-4 参照
Bangkinang	4.4	5.8	10.1	16.4	10MVA×1 新設 (1993)
Dumai	7.4	9.5	19.3	26.0	20MVA×1 新設 (1995)
Duri		2.5	4.4	6.5	10MVA×1+(1) 新設 (1995)
Minas			16.9	24.3	
Bagan Siapi-api			6.2	9.6	
Rengat			10.4	19.0	
Tembilahan			9.7	17.1	
Teluk Kuantan			3.7	7.1	

※ Padang Luar及びSolok の増負荷対策については、別 Projectで取扱われるものとしてこの計画から除外した。

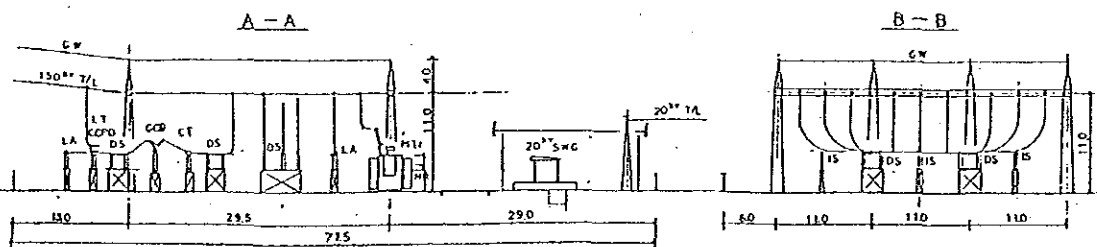
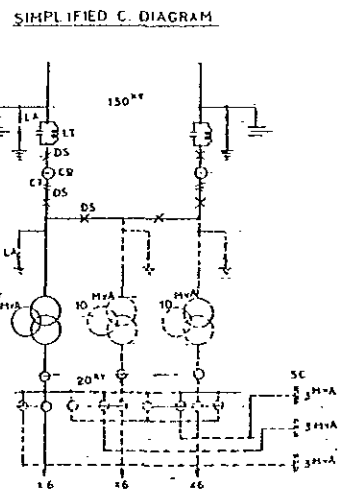
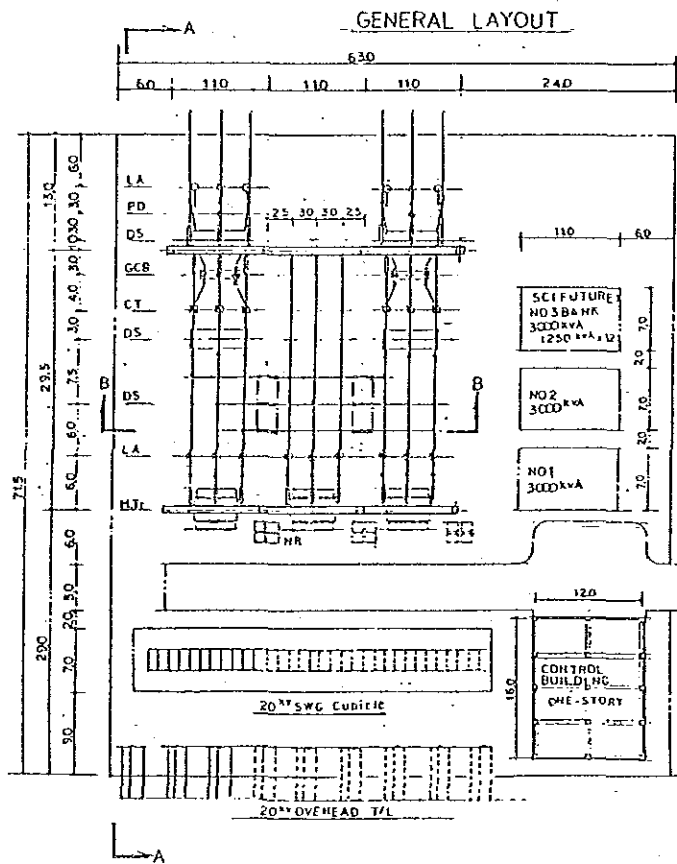
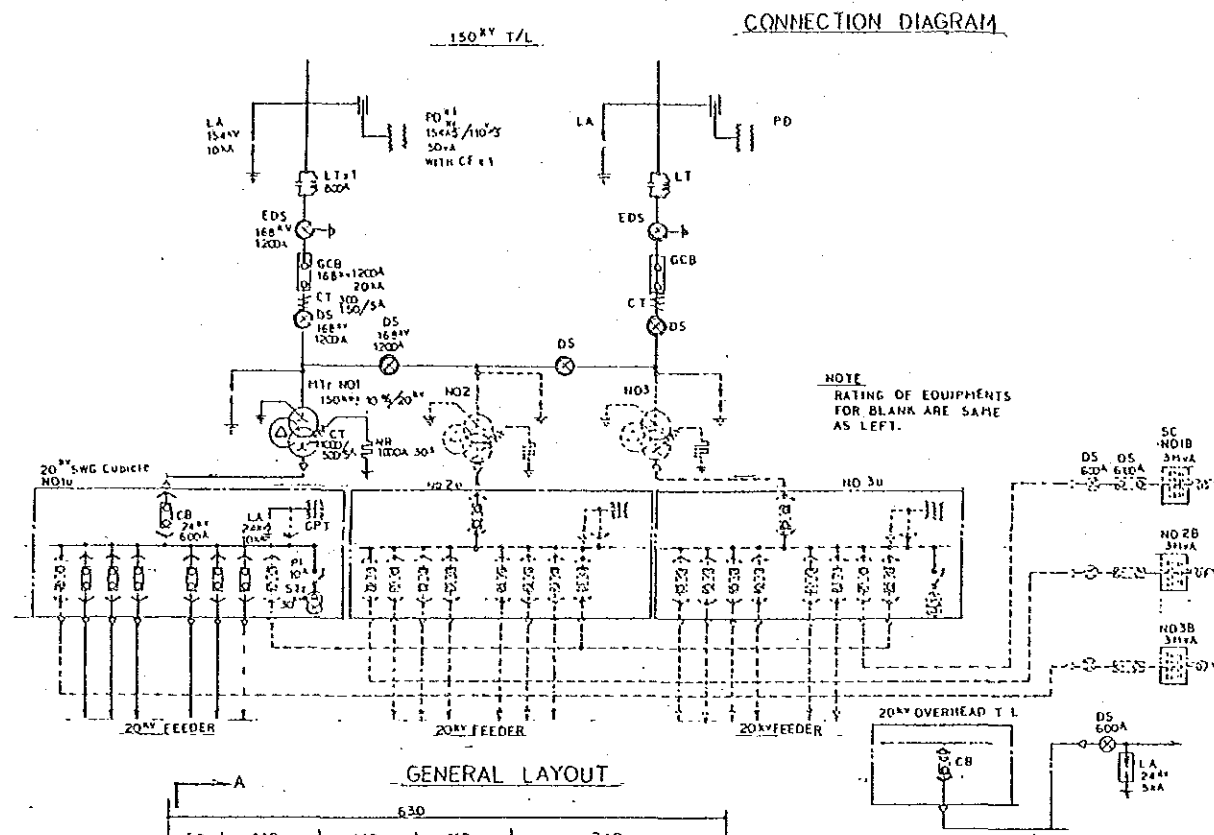




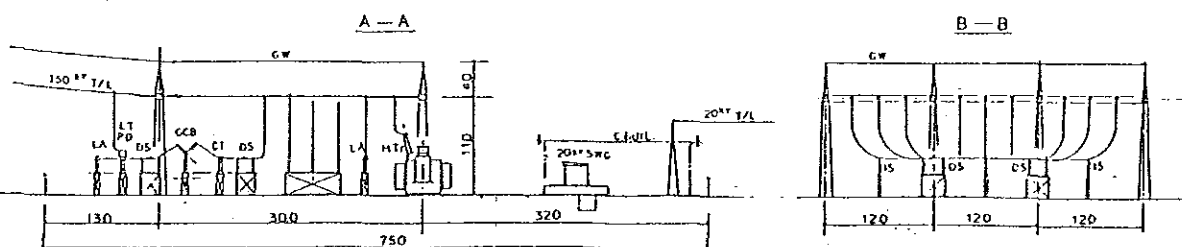
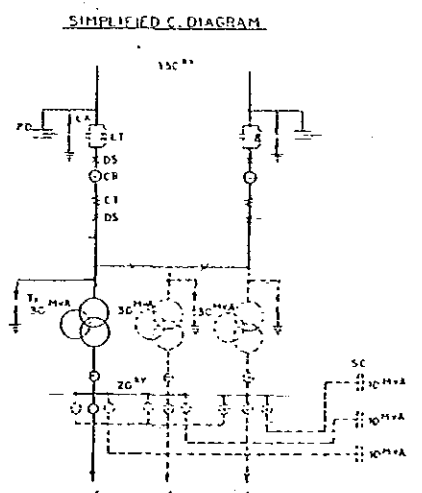
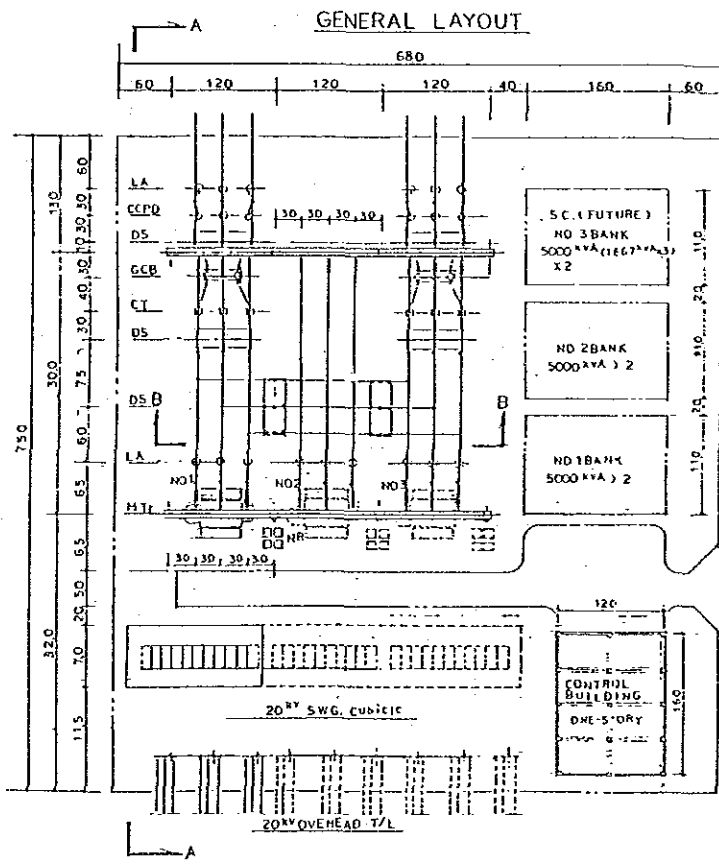
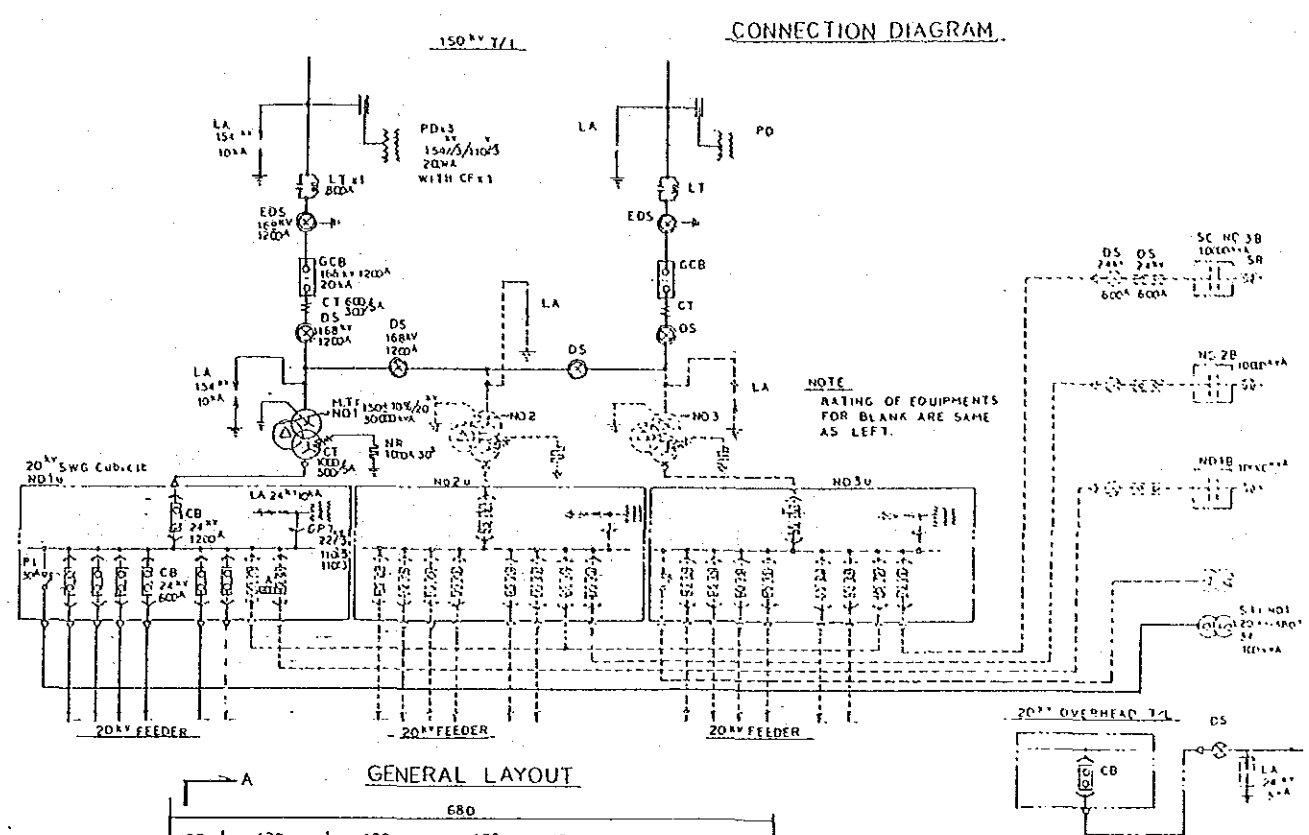
Annex 5-8 A Type Tower



Scale : 1/150  
Unit : mm



Annex 6-3 Typical Layout for 150/20KV, 10MVA x3 Substation



Annex 6-4 Typical Layout for 150/20KV, 30MVA x3 Substation

Table 10.2 - 1 Construction Schedule

Item	F. Year	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Project Fund											
Engineering Service				[Shaded bar from 1988 to 1995]							
Construction											
Block 1 (Ombilin ~Pekanbaru)						[Shaded bar]	[Shaded bar]	[Shaded bar]			
Block 2 (Padang Luar ~Payakumbuh)								[Shaded bar]	[Shaded bar]		
Block 3 (Pekanbaru ~Dumai)								[Shaded bar]	[Shaded bar]		
Block 4 (Pauh Limo ~Simpangharu)							[Shaded bar]	[Shaded bar]		[Shaded bar]	
Block 5 (Dumai ~PERTAMINA)										[Shaded bar]	[Shaded bar]
Block 6 (Load Dispatching Facilities)								[Shaded bar]	[Shaded bar]	[Shaded bar]	[Shaded bar]





JICA