－補助電源

－新規プラント

－送電システム

8) 最適開発案の予備設計

－発電施設（ボイラー，タービン，発電機）

－ボイラー水及び一般用水設備

－運転管理設備，通信設備，環境汚染防止設備（必要に応じ）

－冷却水取水排水（放水）設備

－燃料供給設備

－土木工事

－KESC送電システムの増強

9) 建設費積算（内貨・外貨別）及び年次別支出計画表の作成

10) 施工計画及びバーチャートによる工事工程表の作成

11) 経済・財務分析

12) 環境評価（対象項目：大気，水質，土壌，騒音，振動，動植物）

－既存資料による現況評価

－火力発電の容量増加に伴う影響の予測及び対策

b S/W協議の合意内容

1) 火力発電プラントの設置サイトは既存のウエストワーフ火力発電所（敷地面積約37,000m²）以外に代替候補地がないため，同発電所敷地内に新規プラントを設置する。

2) 新規プラントの発電設備能力は上記サイトの敷地面積を勘案し，200MW～400MW規模の発電プラントを設置する様に調査検討する。

3) 冷却水の放水路は，カラチ造船所の敷地内の地下を通過して海に放出されているが，調査に際してはKESCが同造船所敷地内調査の許可をとりつける。

4) KESCの電力送電系統は，66kV，132kV，220kVの3系統があるが，ウエストワーフ火力発電所の新設に伴なう関連送変電設備の改善計画も調査対象とする。

5) ボーリング調査，地形測量及び既設構造物の測量は，日本側で仕様書を作成し，これをもとにKESCで実施する。

(2) 調査の結果

a 電力需要予測と電源開発基本構想

電力需要予測を行うにあたっては，トレンド解析方法を採用した。

過去のKESCの電力需給状況を検討した結果，中期的には年平均伸び率は9％以上を示

図 4 − 1 Peak Demand Forecast (MW)

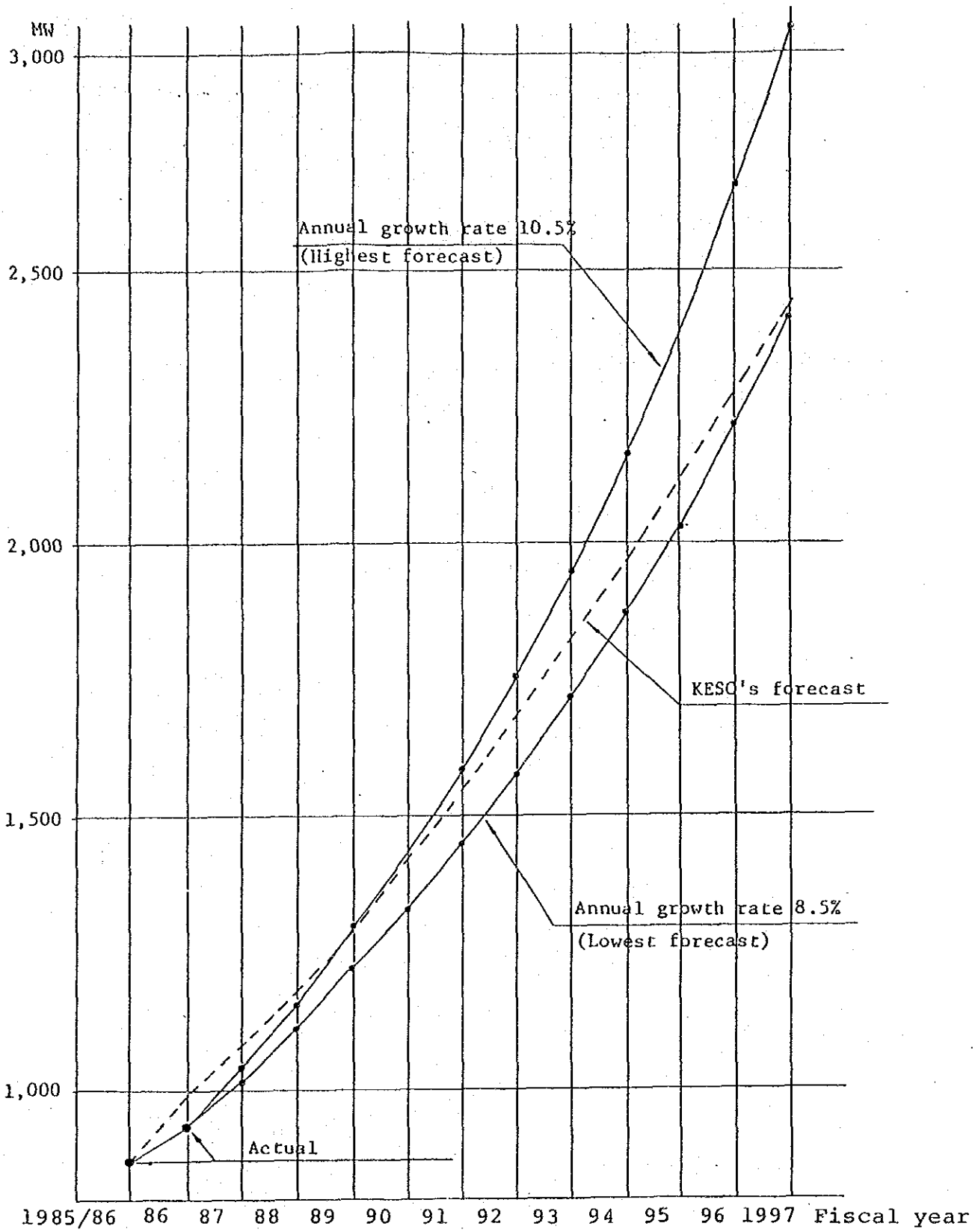
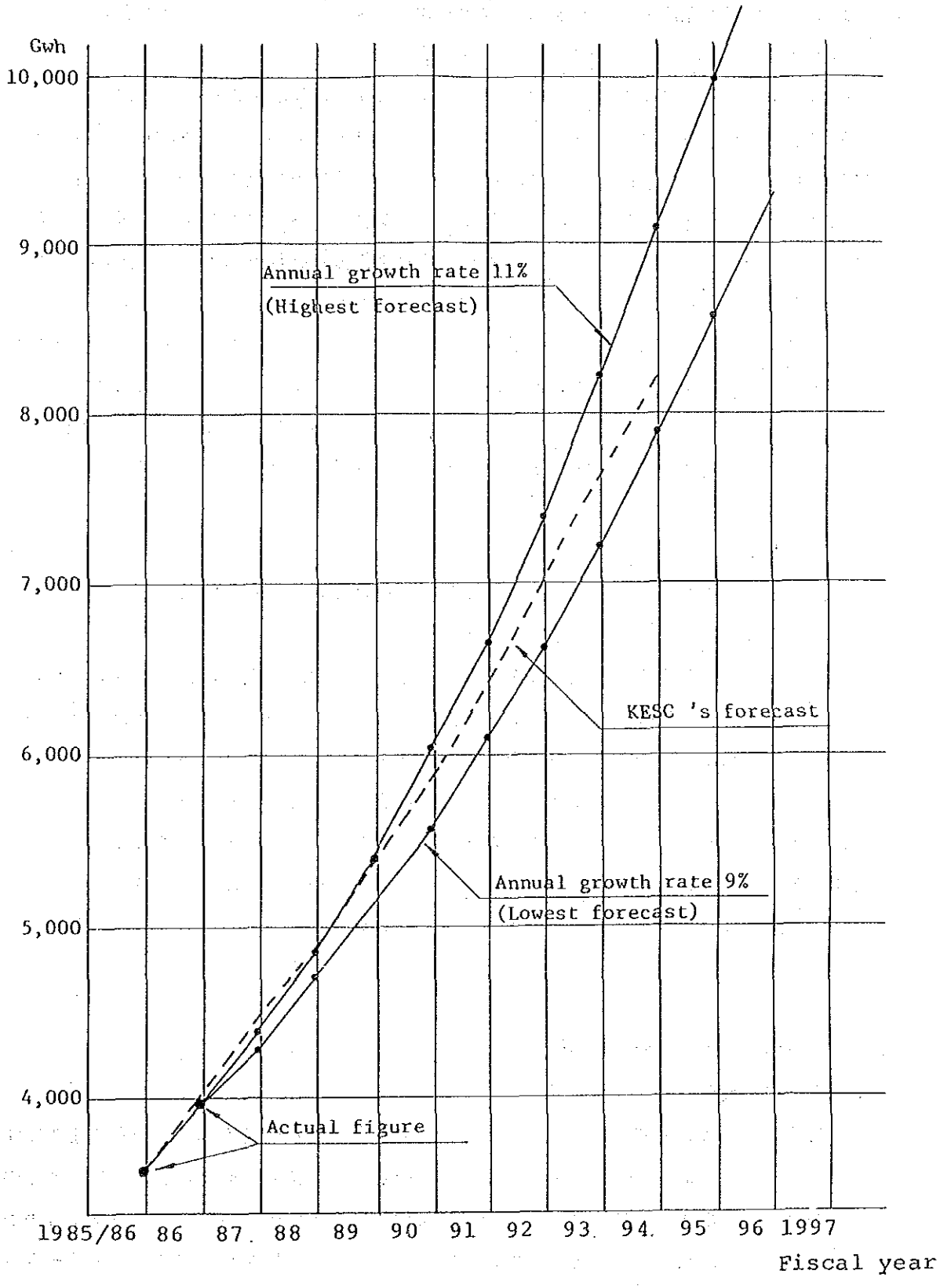


図 4 − 2　Sales Energy Forecast　(Gwh)



しているが，至近年度の伸び率のバラツキが多く，ビンカシム火力発電所の１，２号機などの新規電源の開発と殆ど同時に需要増が前年比で大巾に上昇するなど，いわゆる設備先行型（電力設備の完成と同時に需給バランスが達成される）の傾向が顕著であることが明らかになった。

一方，需給バランスの面から検討すると，調査時点でのKESCの供給可能出力は1,039MWであり，日負荷曲線からみた需要のピークは，夏季に於いて，945MW，冬期は800MWであった。この状況は，ピーク出現時に於いて，現有設備能力の100％近い稼働を示しており，送電ロス等を考慮すると，大型の火力電源（KESCが所有する設備の内で最大発電容量210MW）の予定停止はもとより，必要予備力の確保は極めて困難であり，供給信頼度からも好ましくないことが判った。

この傾向は今後とも続くものと予想され，ビンカシム火力発電所３，４号機（210MW×２ユニット）の完成に引続き同５号機（210MW）の運開により1991年には供給可能出力は1,658MWに達するが，この時点のピーク需要は1,558MWであると予測されるため，系統中の最大発電容量機（210MW級）の停止時には供給支障を起こし，厳しい負荷制限が不可避の状況となると予想される。

電力需要予測結果を図４－１及び図４－２に示す。

以上の電力需要の調査結果から，増分需要の絶対量に対応する供給力を確保するためのベース電源の早期開発が必須であることが明らかとなった。

これに対応する開発すべき電源の機種は，適正な規模の水力電源の開発地点を持たないKESCの場合，火力電源に限定される。火力電源の場合は，使用燃料の選択および多様化等により，発電運用の経済性の追求が可能であるが，「パ」国は燃料の制約条件が多く，結果として，重油を燃料とした高効率の火力発電設備を選定せざるを得ないこととなった。

従って，新規開発電源として，重油焚きの高効率火力発電設備を建設することとし，老朽化の著しい既設ウエストワーフ火力発電設備を早期に廃止し，ここに，ベース火力として可能な限り大容量の火力発電所に置換えることが発電運用上からも有利であると判断した。

b．発電設備及び関連設備の最適開発案

① 火力発電設備

前項の基本構想に基づき，ウェストワーフ火力発電所の最適な発電設備容量を決定すべく，本プロジェクト特有の事項すなわち，建設用地が狭隘であること，既設設備との係わり，冷却水路の用地確保，燃料の安定確保及び環境保全対策等の問題点を十分検討していくつかの代替案を策定し各案について，経済面，運用面及び工事難易度等総合的に比較検討した結果，200MW油焚き火力発電設備×２基を設置することが最適である

との結論を得た。発電設備の諸元は以下の通り。

(i) プラント仕様

イ プラント出力　200MW（発電機端）

ロ 燃　料　重油及び天然ガス（補助燃料）

ハ 稼動率　75％

ニ 補機動力　5％

ホ プラント効率　約38％（発電機端）

(ii) ボ イ ラ

屋外式，再熱，炉内加圧式

重油及び天然ガス（補助燃料），上部支持吊下げ型

(iii) 蒸気タービン

再熱，復水式

串型，低圧複流型（TCDF）

定格出力：200MW（真空65mmHg・abs．補給水口）

蒸気条件：主蒸気圧力/69kg/cm²g

主蒸気/再熱温度358/358℃

(iv) 発 電 機

横型，水素冷却水式（固定子水冷式）

定　格：248MVA

力　率：0.85

周波数：50Hz

回転数：3,000rpm

(v) 変 圧 器

a 主変圧器　：屋外式，3次巻線，送油風冷式

b 所内変圧器：屋外式，3次巻線，油入風冷式

c 起動変圧器：屋外式，3次巻線，油入風冷式

(vi) 22水V/132kV開閉所

2重母線方式，屋内式，SF6ガス絶縁開閉装置（GIS）

② 関連送変電設備

新規発電設備から最適な送電をするため，ウェストワーフ火力発電所の再開発後のKESCの電力系統全般に亘り信頼度，安定度並びに系統運用上の観点から，電力系統解析を行なった。

この結果，ウェストワーフ火力発電所からバルデア変電所迄220kV 送電線2回線（亘長24km）を増設し，既設の220kV送電線2回線に連系することが，本開発計画上

最適であると判断された。

これによりカラチ市を取り囲む形でピンカシム火力発電所のある東側の大電源とウェストワーフ火力発電所のある西側の大電源相互が220kV送電線で連系し，KESCの基幹線として機能することにより，電力系統全般の信頼度，安定度が著しく改善されることになる。（図1－3参照）

③ サイト用地

本プロジェクトによる第1号機は"A"ステーション跡地に残っている建物及び基礎等を完全に撤去し，その用地に建設する。

第2号機は"B""BX"ステーションを撤去し，その跡地に建設する。

解体撤去工事においては，基礎コンクリートと杭の撤去が問題となる。この撤去工事のためには国外から重機を調達する必要がある。又杭の引抜き撤去作業は杭材の状態によっては難しい工事となり，ケーシングを用いて周辺の土と縁を切り，杭先端からウォータージェットにより水を噴出させ引抜くなどの工法を採用することになる。又本館建屋の建設については，敷地が狭いため，一般火力発電所のように補機棟を建設するスペースは確保できない。そこで中間室部分を高層化することにより，制御機器などの機器類を収納し中央操作室を1，2号本館建屋中央部に配置する。管理棟は4階建てとし，煙突は，大気汚染に係る環境規準を考慮し140mとした。

④ 燃料貯蔵タンク

燃料貯蔵タンクは隣接の"CALTEX"用地内にある19,689kℓと6,351kℓのタンクを使用する。（本発電設備～200MW×2～に対して安定的に供給できることが確認された）また燃料確保の為に発電所内のタンクの増設，燃料受け入れ，搬出設備の新設を考慮する。

⑤ 冷却水取水路

発電設備用復水器の冷却水は，既設取水路（ボックスカルバート1連，コンクリート，パイプ3条）を使用する案並びに，新設する案について比較検討した。

新設の場合は，取水口建設のため，稼動中の埠頭（カラチ港湾局所有）の改造，埠頭を水路が東西に横切る等，施工上高度な技術を要し，工事費が嵩むため，既設取水路使用に比較して優位性がなかった。

既設取水路は将来の増設用として，予め，設置済みの水路があり，取水容量の検討の結果，200MW級2基の発電設備に対して，充分な容量を有しており，劣化程度も一部補修することにより使用可能と判断されたので，既設取水路を再利用することとした。

又，循環水ポンプには外部からの異物の流入を防ぐために充分な能力を持つスクリーン装置を設置する。

⑥ 冷却水放水路

復水器冷却水放水路に関しては，放水路を新設する案並びに既設放水路を再利用する案について比較検討した。

既設放水路再利用については，容量不足のため水路の拡張が必要となるが，施工並びに経済性の観点から困難と判断し，放水路を新設することとした。

なお，新設放水路はカラチ造船所構内の新敷地を横切ることになるが，カラチ造船所はKESCに対して敷地利用を了承している。

新設放水路ルートは図４－３に示す通り

なおウェストワーフ火力発電所の完成後予想図を図４－４に示す。

c．開発手順と電源開発計画

ａで述べた電力需要予測に対応するためには，遅くとも1992年度中には200MW級１基，引き続き1993~1994年度中には更に200MW級２基の新規火力電源の開発が必須となる。

したがって，ウェストワーフ１号機，２号機の早期実現が望まれるが，そのためには，効率的な開発手順が不可欠である。

ウェストワーフ火力発電所の再開発の場合，建設用地の狭隘，既設火力発電所（“Ａ”“Ｂ”“BX”各ステーション）の早期撤去の難しさが検討の対象となり，これらの制約条件を克服し，いかに大容量火力発電設備（200MW級２基）を効率的に，所定の運転開始時期迄に完成させるかが重要課題となった。

最も理想的な方法としては，上記の既設発電設備全てを撤去し，更地にしてから新設火力発電設備を建設することであるが，“BX”発電設備はウェストワーフ地区にとって最も重要な電源であり，同地区には重要施設（海軍基地，カラチ港湾局，カラチ造船所等）があり，これらの施設への送電は，ウェストワーフ火力発電所からの発生電力を直接送電しているため，“BX”発電設備を撤去するにしても代替電源の確保が必要となる。しかし代替電源確保，―送電網増強による外部からの受電，仮設電源の設置―は困難であることが調査の結果判明したため，“BX”発電設備を運転させたまま，“Ａ”ステーションの跡地に１号機を建設することとした。２号機については，稼動中の“BX”ステーションの早期撤去が困難であるという制約条件があるため，着工時期について検討を行った。この結果１号機の建設と平行して，220ｋＶ関連送変電設備を建設することとしその完成をまって“Ｂ”“BX”ステーションを撤去し，その跡地に２号機を建設するといった開発手順を採用することとした。

上記の開発手順に関する検討結果をもとに，電力需要予測に対応する電源開発計画は表４－１及び図４－５のようになる。

図4－3

COOLING WATER DISCHARGE CHANNEL

NEW ROUTE PLAN

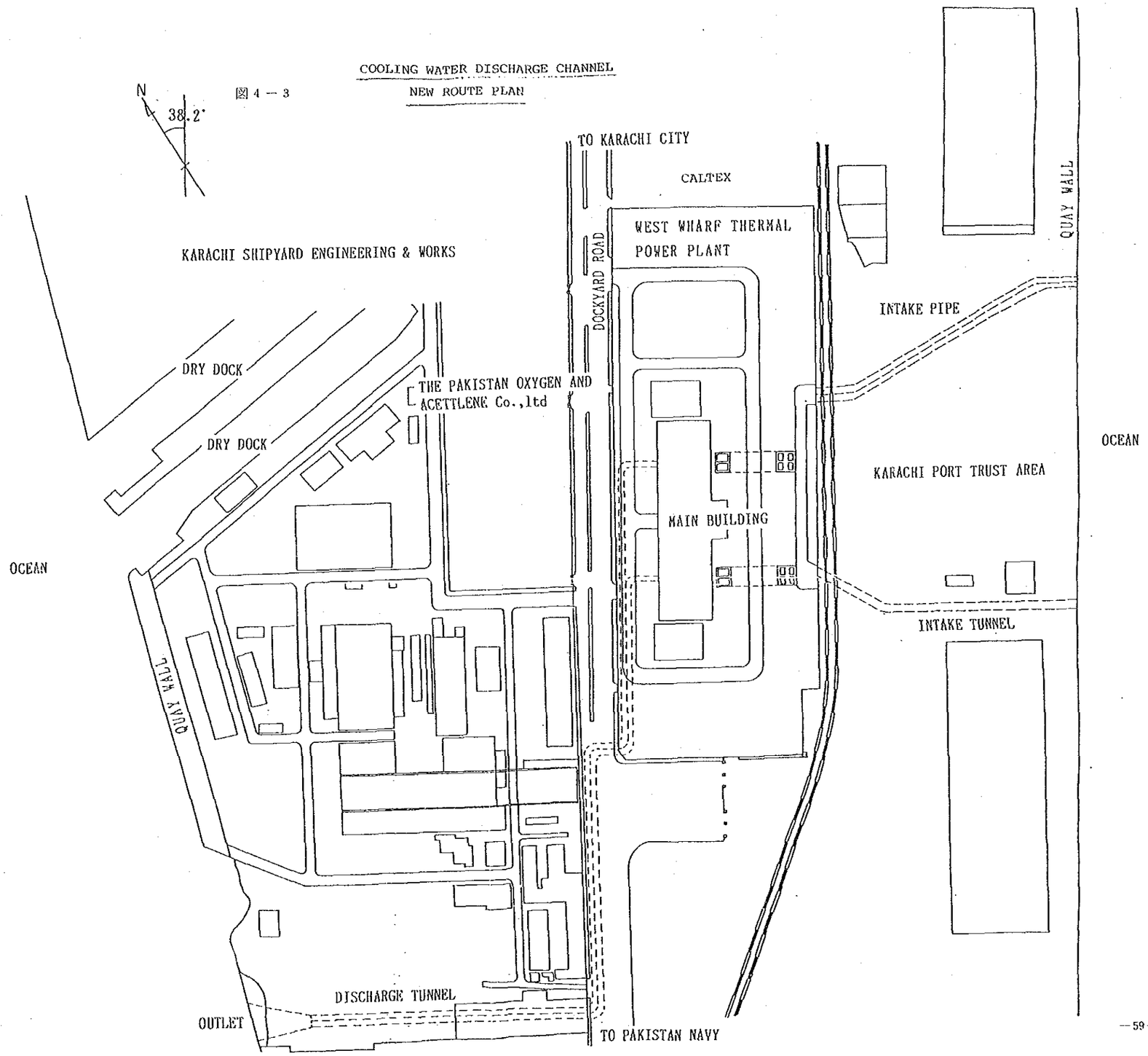
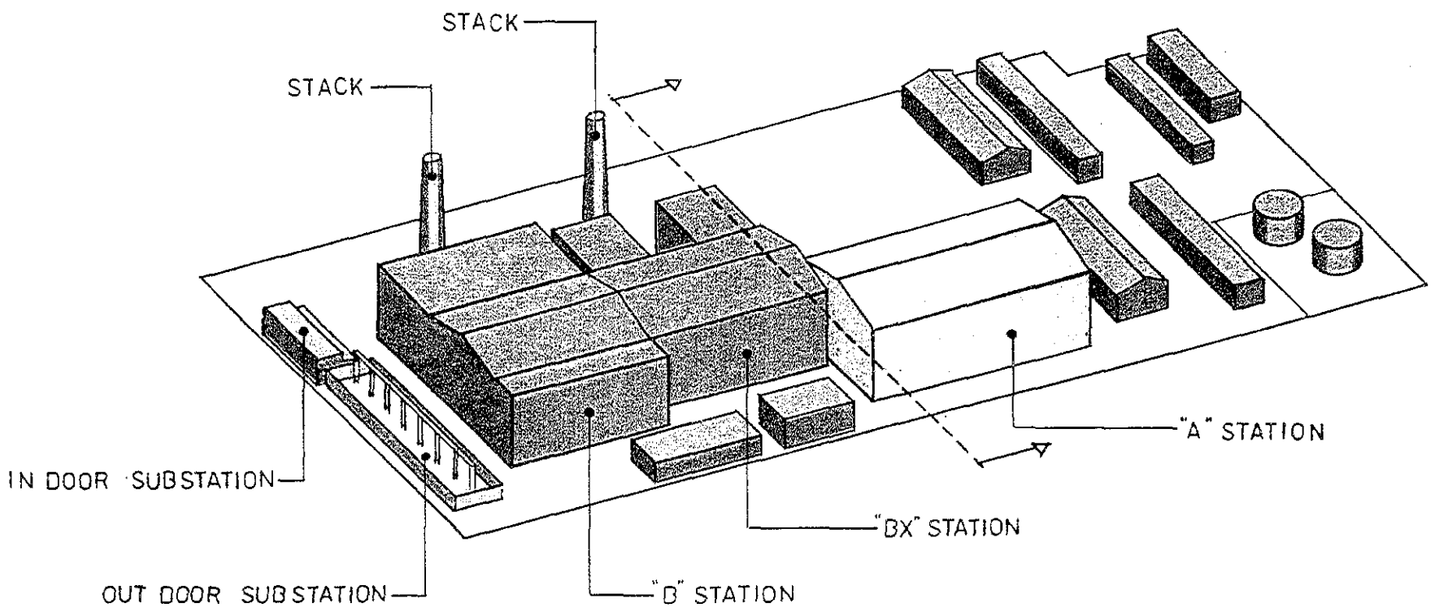


図4－4 KESC WEST WHARF THERMAL POWER PLANT

EXISTING POWER PLANT



DEVELOPMENT PLAN
2×200MW OIL FIRED THERMAL POWER UNITS

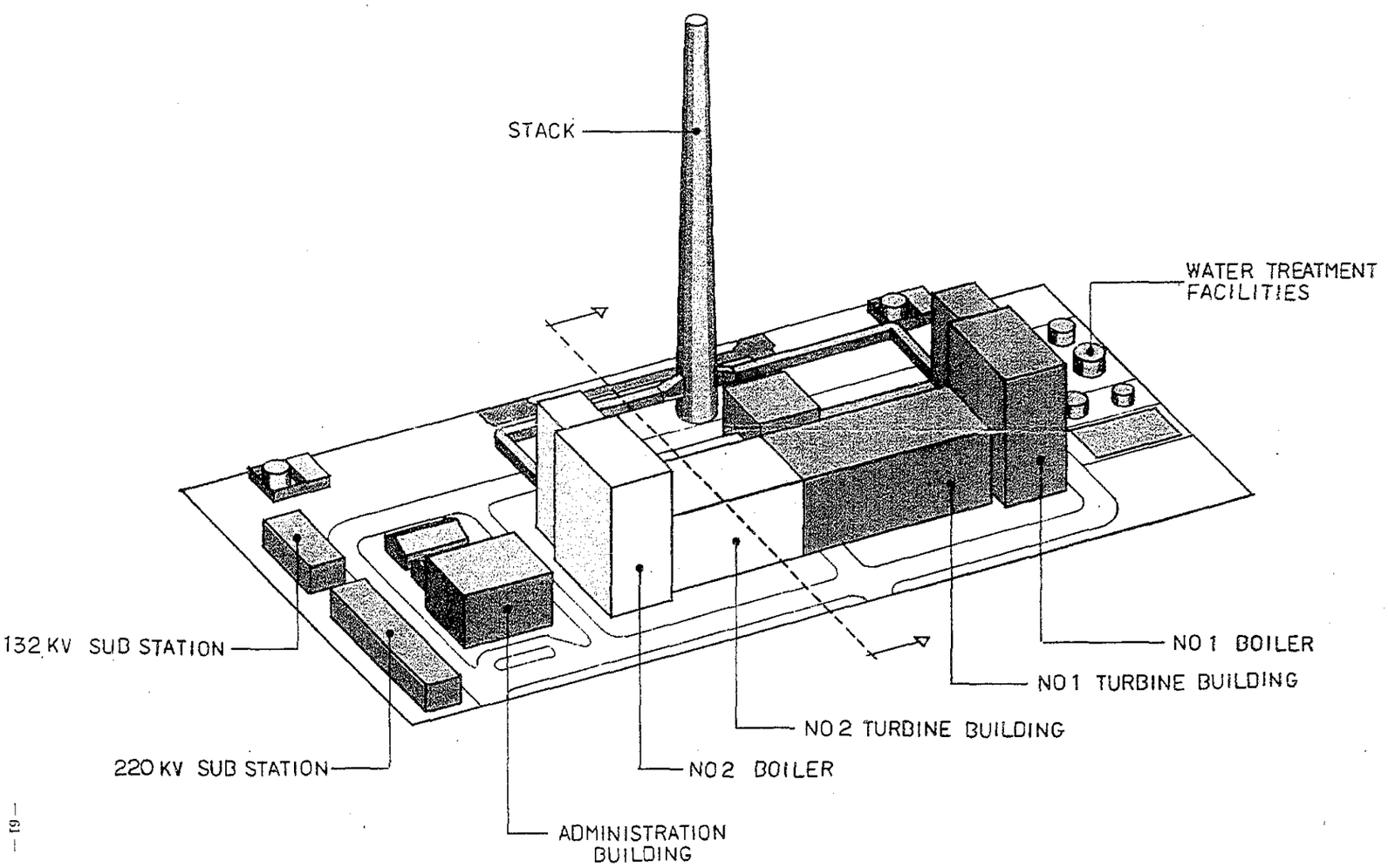


図 4 — 5 Balance of Demand and Supply

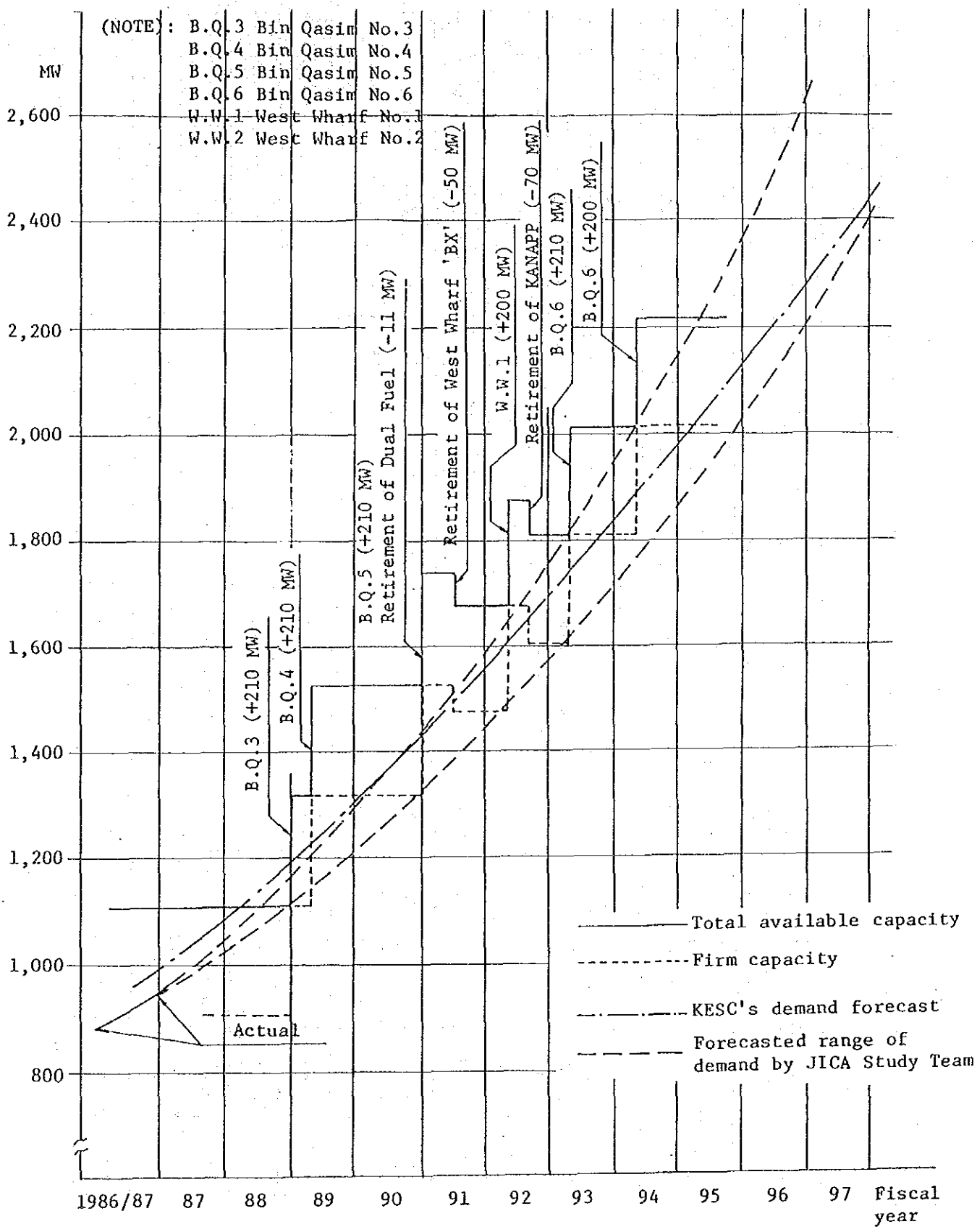


表4－1 Balance between Demand and Supply

Year	KESC generation Installed capacity (MW)	KESC generation Actual capacity (MW)	Import KANAPP & PASMIC (MW)	Total available capacity (MW)	Reserve capacity (MW)	Firm capacity (MW)	Peak demand excluding WAPDA (MW)	Balance of demand and supply (Firm cap.) (MW)	Remarks
1	2	3	4	5(3+4)	6	7(5-6)	8	9(7-8)	
"Actual" 1986	1,108	1,039	70	1,109	200	909	945	(-) 36	(-) West Wharf: 'B' *(30/24 MW) retirement
87	1,108	1,039	70	1,109	200	909	1,086	(-) 177	
88	1,108	1,039	70	1,109	200	909	1,190	(-) 281	
89	1,528	1,459	70	1,529	200	1,329	1,304	(+) 25	(+) Bin Qasim: Units 3 & 4 (210 MW x 2)
90	1,723	1,658	70	1,728	200	1,528	1,429	(+) 99	(+) Bin Qasim: Unit 5 (210 MW) (-) Dual Fuel: *(15/11 MW) retirement
91	1,657	1,608	70	1,678	200	1,478	1,558	(-) 80	(-) West Wharf: 'BX' *(66/50 MW) retirement
92	1,857	1,808	-	1,808	200	1,608	1,698	(-) 90	(+) West Wharf: Unit 1 (200 MW) (-) KANAPP: (70 MW) retirement
93	2,057	2,018	-	2,018	200	1,818	1,834	(-) 16	(+) Bin Qasim: Unit 6 (210 MW)
94	2,257	2,218	-	2,218	200	2,018	1,981	(+) 37	(+) West Wharf: Unit 2 (200 MW)
95	2,257	2,218	-	2,218	200	2,018	2,139	(-) 121	
96	2,257	2,218	-	2,218	200	2,018	2,289	(-) 271	
1997	2,257	2,218	-	2,218	200	2,018	2,449	(-) 431	

* (Installed capacity/Actual capacity)

KESCの電源開発計画によれば，ピンカシム火力発電所3号機（210MW），4号機（210MW），5号機（210MW）がそれぞれ，1989年10月，1990年2月，1991年6月に運転開始の予定である。それに引き続き，ウェストワーフ火力発電所1号機（200MW）及び2号機（200MW），ピンカシム火力発電所6号機（210MW）が増設されることになる。

ところで，系統運用の点から見て，ウェストワーフ火力発電所はピンカシム火力発電所と比べて位置的に優れている。ウェストワーフ火力発電所がないと，KESCの供給区域からみて，電源が東側に片寄りすぎることになり，系統運用上好ましくない。ウェストワーフ火力発電所は西側に位置し，ピンカシム火力発電所と協調して，KESC電力系統を適切に運用することが出来る。

このため，ウェストワーフ火力発電所1，2号機を優先的に建設することが望まれる。

しかし，上述した通りウェストワーフ火力発電所の既設"BX"発電設備の早期廃止が難かしいため，ピンカシム火力発電所5号機運転開始後の電源開発順序は次のとおりとなるであろう。

順位	プロジェクト名	運転開始予定
1	ウェストワーフ火力発電所　1号機（200MW）	1992年10月
2	ピンカシム火力発電所　6号機（210MW）	1993年10月
3	ウエストワーフ火力発電所　2号機（200MW）	1994年10月

但し，ウェストワーフ火力発電所既設"BX"発電設備は，Baldia 変電所からウェストワーフ火力発電所までの220kV 送電線が竣工する予定の1992年1月に廃止できるものとする。

d. 全　体　工　程

(1) 工　　程

建設工程については，1992年末に200MW級1基，更に1994年末に200MW級1基を完成目標として，最短工程を検討した。

建設期間としては，1号機に関しては36ケ月，2号機は同一契約者が施工するものとして，"B"，"BX"の発電設備の撤去を含めて，32ケ月間となった。

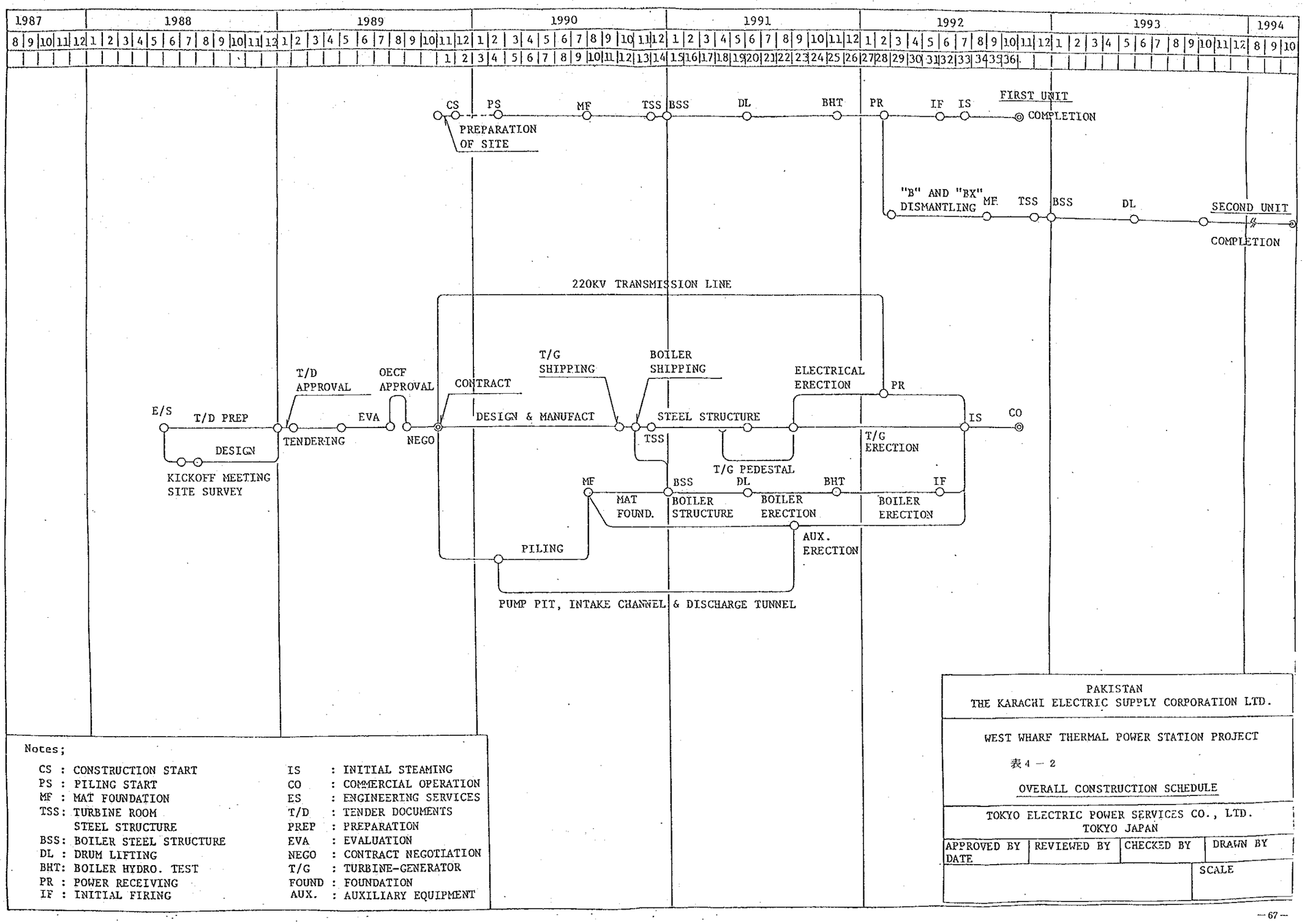
以下に，概略工程を示す。

1) 詳細設計（D/D）完了　1989年 1月

2) 施工業者契約　1989年10月

3) 工事開始　1989年11月

4) 220kV送電線完了　1992年 1月



Notes;

CS	: CONSTRUCTION START	IS	: INITIAL STEAMING
PS	: PILING START	CO	: COMMERCIAL OPERATION
MF	: MAT FOUNDATION	ES	: ENGINEERING SERVICES
TSS	: TURBINE ROOM STEEL STRUCTURE	T/D	: TENDER DOCUMENTS
		PREP	: PREPARATION
BSS	: BOILER STEEL STRUCTURE	EVA	: EVALUATION
DL	: DRUM LIFTING	NEGO	: CONTRACT NEGOTIATION
BHT	: BOILER HYDRO. TEST	T/G	: TURBINE-GENERATOR
PR	: POWER RECEIVING	FOUND	: FOUNDATION
IF	: INITIAL FIRING	AUX.	: AUXILIARY EQUIPMENT

PAKISTAN
THE KARACHI ELECTRIC SUPPLY CORPORATION LTD.

WEST WHARF THERMAL POWER STATION PROJECT

表4－2

OVERALL CONSTRUCTION SCHEDULE

TOKYO ELECTRIC POWER SERVICES CO., LTD.
TOKYO JAPAN

APPROVED BY DATE	REVIEWED BY	CHECKED BY	DRAWN BY
			SCALE

5) "B"，"BX" 発電設備撤去開始　1992 年 2 月

6) 1 号機運開　1992 年 10 月

7) 2 号機運開　1994 年 10 月

なお建設工程表を表 4 － 2 に示す。

e. 建　設　費

建設費の算定には，前項 1.3 の最適開発案の 200MW 級の火力発電設備と 220KV 送変電設備の仕様にもとづくとともに，発電設備については，特に再開発プロジェクトとしての増分工事費を考慮することとした。

新設発電設備及び送変電設備の建設費は，日本に於ける標準的な建設費をベースとし，最近のパキスタンに於ける同容量設備の入札価格，現地調達可能の材料費，労務費などを考慮して算出した。

同様に再開発プロジェクトであるため，"B"，"BX" 発電設備の既設設備の撤去費，移設費，改造費などの増分工事費を加算して試算した結果，発電設備と関連送変電設備の総建設費は下記の通りとなった。

(1) ウエストワーフ火力発電所 1，2 号機建設費（1Rs ＝ 7.4074¥）

外貨分	$38{,}072.78 \times 10^6$¥	相当ルピー価格
内　訳		
200MW 発電設備 2 基	$27{,}900 \times 10^6$¥	
土木・建築工事費	$4{,}293 \times 10^6$¥	
構内変電設備	$2{,}520 \times 10^6$¥	
技術役務及び予備費（5％）	$3{,}359.78 \times 10^6$¥	
	$38{,}072.78 \times 10^6$¥	
内貨分	$7{,}529.87 \times 10^6$¥	$1{,}016.53 \times 10^6$Rs
内　訳		
200MW 発電設備 2 基据付費	$2{,}565 \times 10^6$¥	346.27×10^6
土木・建築工事費	$3{,}114.5 \times 10^6$¥	420.46×10^6
構内変電設備据付費	68.0×10^6¥	9.18×10^6
技術役務及び予備費	$1{,}782.37 \times 10^6$¥	240.62×10^6
	$7{,}529.87 \times 10^6$¥	$1{,}016.53 \times 10^6$

(2) 220kV 送電線建設費

外貨分（機器，資材費）	$2{,}203.0 \times 10^6$¥	
内貨分（据付費）	585.9×10^6¥	79.1×10^6Rs

(3) 合　　計

外貨分　40,275.78 × 10^6¥

内貨分　8,115.77 × 10^6¥

f. 財務・経済分析

200MW級火力発電設備及び200kV送変電設備の新設プロジェクトの財務的，経済的な実行可能性を評価する手法として，調査団はKESCと協議の結果，売電価格を基準とした内部収益率（Internal Rate of Return）による方法を採用することとした。

財務分析に当っては，財務分析の前提となる財務予測の基礎数値はKESCの提案数値を採用することとし，本プロジェクト費用の基礎となる建設費，燃料費は一定にして財務コストを算出することとした。

これらにより，便益は売電価格の変動分のみを考慮して，財務的な内部収益率（F.I.R.R）を算出すれば，本プロジェクトの評価は可能である。

同様に，経済分析では，財務分析により算出した財務コストよりパキスタン国の経済上から移動出来る輸入税，各種手数料などを差引いた経済コストを算出して経済的な内部収益率（E.I.R.R）を算出することとした。

上記手法にもとづく試算結果は次の通りであり，本プロジェクトはフィージブルであることを確認した。

(1) 内部収益率（IRR）

	電気料金一定の場合 Base rate 113.65パイサ	電気料金のエスカレーションを考慮した場合
財務分析（FIRR）	14.0 %	17.3 %
経済分析（EIRR）	19.9 %	24.0 %

g. 結　　論

(1) カラチ市における電力需要の伸びは著しく，1992年には電力供給不足が見込まれ，大容量の新設電源の早期建設が不可欠である。

(2) この対応策として，200MW級油焚き火力発電設備2基をそれぞれ1992年10月および1994年10月に完成させることが技術的にも経済的にも最適である。

(3) KESCの電力送電網の系統強化，及び信頼性向上の観点から，220kV送変電設備（亘長24km）を本プロジェクトの関連設備として1992年1月迄に完成させる。

(4) 本プロジェクトの概算建設費は，1，2号機合計で次の通りである。

発電設備	外貨分	381 億円
	内貨分	10 億ルピー（ 75 億円相当）
関連送電線	外貨分	22 億円
	内貨分	0.8 億ルピー（ 5.9 億円相当）
	外貨分計	403 億円
	内貨分計	11 億ルピー（ 81 億円相当）

（文責　武　　徹）

編集責任：伊藤　勲

参　考　資　料

(1) パキスタン国主要指標

公式国名	パキスタン回教共和国 The Islamic Republic of Pakistan
独立年月日	1947年8月14日
面　　積	80万3,943平方キロ（対日比約2.1倍）
人　　口	10,220万人
首　　都	イスラマバード
言　　語	国語：ウルドゥー語 その他，パンジャビ語，パシュナー語，シンディー語，バロチ語 公用語：ウルドゥー語，英語
宗　　教	イスラム教97％，キリスト教2％，その他1％
人　　種	パンジャーブ人53％，シンド人13％，パターン人16％，バルーチ人4％， ムハージル人10％，その他4％
気　　候	夏期4月～6月（特に5～6月は酷暑期）9月～10月 モンスーン期　7月～8月 冬期　1月～3月 パキスタンはインド亜大陸全体で一番雨量の少ない地方に位置しており，年間降雨量は平均して200~300mmしかなく，カラチでの年間降雨日数はわずか10日前後にすぎない状態である。平均気温は1月19度，6月30度と非常に高いが乾燥気候のうえ夜間には気温が下るので高温多湿地帯よりしのぎ易い。
地　　勢	パキスタンは，北部の山岳地帯とインダス川流域を中心とする平原地帯とからなり，東をインド，西をアフガニスタン，イランと接し，中近東と南アジアを結ぶ，戦略的にも極めて重要な位置を占めている。北東部にヒマラヤ山系のカラコルム，ヒンズークシ山脈が連なり，西部にバルチスタン高原が広がり，国土の中心を南北にインダス川が流れ，南のアラビア海に注いでいる。緯度から見ると亜熱帯に入るが，高温乾燥していて特に南部と西部地方は砂漠地帯となっている。
通　　貨	パキスタンルピー＝100パイサ
会計年度	7月1日より6月30日まで
政　　体	回教教義に基づく共和政体，連邦制
議　　会	二院制
経　　済	最近の主要経済指標を以下に示す（出典Country Report No.2　1988, EIU）

Macroeconomic indicators	1983[a]	1984[a]	1985[a]	1986[a]	1987[a]
GDP at market prices PRs bn	362.2	418.2	478.0	539.5	602.2[e]
Real GDP growth %	6.2	3.4	8.8	7.3	7.0[e]
Consumer price inflation %	4.5	8.4	7.5	4.8	3.7
Population[b] mn	90.5	93.3	96.2	99.2	102.2
Exports fob $ bn	2.69	2.77	2.50	3.12	3.78[e]
Imports cif $ bn	5.36	5.69	5.92	5.64	5.39[e]
Current account $ bn	-0.52	-1.00	-1.68	-1.24	-0.75[e]
Reserves minus gold[c] $ mn	1,973	1,035	807	709	502
Total external debt disbursed[d] $ bn	9.8	10.0	10.7	11.7	12.4
Debt service ratio[d] %	28.0	27.1	29.5	25.2	23.5
Exchange rate[d] (av) PRs per $	13.12	14.05	15.93	16.65	17.40

Origins of GDP 1987[ae]	% of total
Agriculture	25.5
Mining, manufacturing & utilities	24.2
Construction	5.7
Wholesale & retail trade	14.9
Transport & communications	7.3
Housing	2.5
Other services	19.8
GDP at factor cost	100.0

Components of GDP 1987[ae]	% of total
Personal consumption	75.9
Government consumption	12.7
Fixed investment	15.7
Stockbuilding	1.6
Exports	13.2
Imports	-19.0
GDP at market prices	100.0

Principal exports 1986/87	$ mn
Cotton yarn	510
Raw cotton	447
Cotton cloth	345
Rice	294
Leather	237

Principal imports 1986/87	$ mn
Non-electrical machinery	910
Petroleum & products	814
Transport equipment	512
Edible oils	236
Iron & steel	208

Main destinations of exports 1986/87[c]	% of total
Japan	10.9
USA	10.2
Saudi Arabia	7.5
UK	7.2
West Germany	7.0
Italy	5.7

Main origins of imports 1986/87[e]	% of total
Japan	15.4
USA	12.5
Kuwait	7.2
West Germany	7.1
UK	6.6
Saudi Arabia	5.6

a Fiscal year ending June 30 of year stated. b Mid-calendar year estimate. c End December. d Calendar year. e Provisional.

(2) パキスタン国電力事情

パキスタンのエネルギー資源としては，石油，天然ガス，石炭及び水力がある。このうち水力は将来に亘って有望なエネルギー源であり，包蔵水力は約36,000MWあるといわれているが，経済的に開発可能な出力は8,000~10,000MWと推定されている。

水力発電設備は，水資源に恵まれたパキスタン北部地区に多くあり，インダス河，ジェーラム川流域に建設されている。1988年現在の設備容量は約2,900MWであり，パキスタンの全発電設備容量の約44％を占めているが，渇水期にはダムの水位低下による発電出力低下の問題を抱えている。

パキスタンに於ける火力発電設備はWAPDA，KESCを合せ約3,600MWで，全発電設備容量の約54％を占めている。

燃料としては，石油，天然ガス，石炭を使用しており，主に天然ガスを使用してきたが，ガスの需要に対してガス田の開発が進まず，電力需要の伸びに伴い火力発電の燃料は1970年代の終り頃から石油燃料への依存度が高まってきている。石炭火力はWAPDAのクエッタ火力発電所（15MW）があるのみで，比率は非常に少ない。

パキスタンの電力需給状態は近年悪化しており，特に渇水期に於いて電力供給不足が著しい。

WAPDAでは供給力不足による負荷遮断が継続して行われており，KESCからWAPDAに送電が行われているが，しかしKESCの電力需要の増加と伴に，WAPDAへの送電量は減少してきている。電力需要の伸び率が大きいことを考慮すると，今後水力，火力共に継続した電源開発が必要である。

1988年現在の電力設備容量は1988年現在約6,600MWとなっている。その内訳は次の通りである。なお既存のパキスタン国電力設備の概要を表1－1及び図1－2

パキスタンの電力設備容量（単位MW）1988年

	WAPDA	KESC	KANUPP※	計	比率％
水　　力	2,897	－	－	2,897	44
火　　力	2,482	1,108	－	3,590	54
原 子 力	－	－	137.5	137.5	2
計	5,379	1,108	137.5	6,624.5	100

パキスタン国の今後の電力開発計画に関し，水力発電についてはWAPDAは，タルベラ水力発電所に432MW機4基，マングラ水力発電所に100MW機2基を1991年までに完成させる予定である。火力発電については1993年頃までにWAPDAとKESC合せて4,000~5,000MWの建設を予定している。

※注. KANUPP＝KARACHI NUCLEAR POWER PLANT（カラチ原子力発電所）

原子力発電については，パキスタン原子力委員会（PAEC）では，2000年までに3～4基（単基出力900MW）の原子力発電所建設を計画している。

パキスタンの送電系統についてはWAPDAによって運用されている系統とKESCによって運用されている系統から構成され，これら2系統間は，220kV 2回線及び132kV 2回線で連系されている。現在までのところ大容量の融通電力のやりとりは行われておらず，僅かな融通電力のみで運用されている。

WAPDAの電力は，豊水期には北部のタルベラ，マングラ両水力発電所から，渇水期には南部地区の火力発電所から需要地に送電されている。

超高圧の500kV系統は，最初にタルベラ～ファイザラバード間に施設され（2回線），更に，ファイザラバードからムルタン，ダドゥ，ジャムショロまで延長されている。

現在WAPDAとKESCは，一次送電線系統の昇圧・二次系統の効率改善など電力損失の軽減対策を実施し，1980年の27％から23％まで改善が進められてきた。更にKESCは近年中までに16％まで電力損失を低減させるよう計画している。

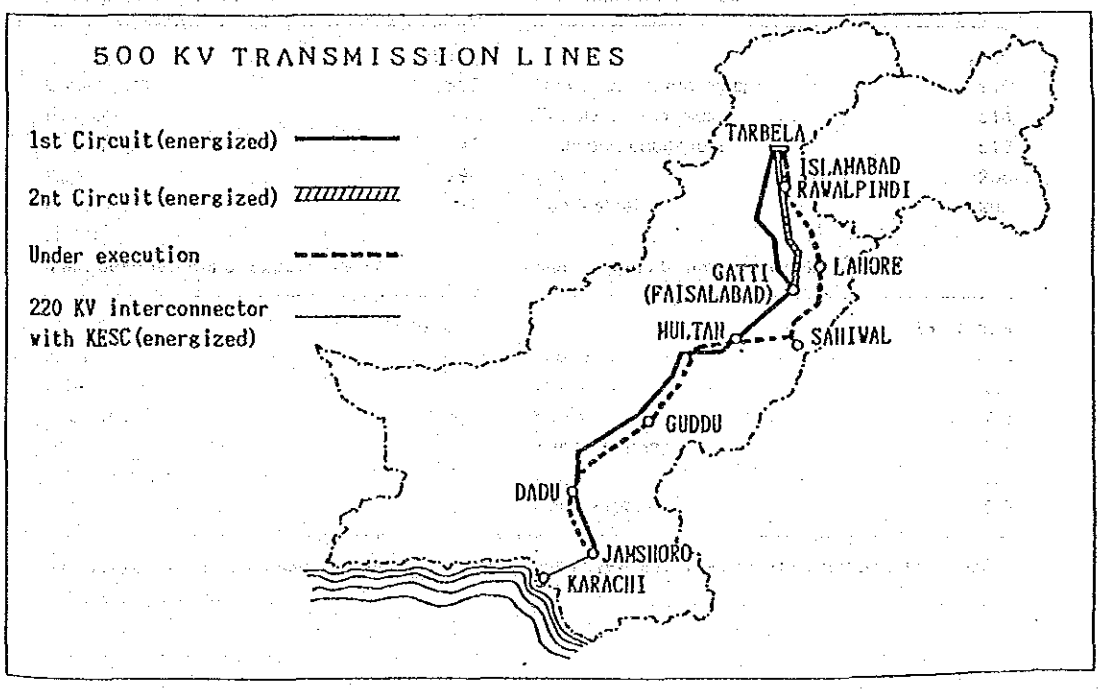


表5－1 水力発電所

A. HYDEL

Sr. No.	Name of Power Station	Date of Commissioning		No. and Capacity of Units	Total Installed Capacity
1.	Tarbela	May	1977	2×175	
		Jure	1977	1×175	
		July	1977	1×175	
		Aug.	1982	2×175	1750
		Oct.	1982	2×175	
		Dec.	1982	1×175	
		Feb.	1985	1×175	
		May	1985	1×175	
2.	Mangla	July	1967	2×100	
		March	1968	1×100	
		June	1969	1×100	800
		Dec.	1973	1×100	
		March	1974	1×100	
		June	1981	2×100	
3.	Warsak	May	1960	2×40	
		June	1960	1×40	240
		July	1960	1×40	
		March	1981	2×40	
4.	Dargai	April	1954	2×5	20
5.	Malakand		1938	3×3.2	20
			1951	2×5	
6.	Rasul	May	1951	2×11	22
7.	Chichoki Mallian	May	1959	1×4.4	
		June	1959	1×4.4	13
		Aug.	1959	1×4.4	
8.	Shadiwal	June	1961	2×6.75	13
9.	Nandipur	March	1963	3×4.6	14
10.	Kurram Garhi	Feb.	1958	4×1	4
11.	Renala		1925	5×0.22	1
			Total Hydel :		2,897

表5－2　火力発電所（WAPDA）

B. THERMAL　　(In MW)

Sr. No.	Name of Power Station	Date of Commissioning	No. and Capacity of Units	Total Installed Capacity
1.	Multan Steem	1960	2×65	260
		1963	2×65	
2.	Faisalabad Steam	1967	1×66	132
		1967	1×66	
3.	Faisalabad Gas Turbines	1975	2×25	
		1975	2×25	
		1975	1×25	200
		1975	2×25	
		1975	1×25	
4.	Shahdara Gas Turbines	1966	2×13.25	85
		1969	4×14.75	
5.	Guddu Steam	1974	1×110	640
		1974	1×110	
		1980	1×210	
		1986	1×210	
6.	Combustion Turbines at Guddu	1985	1×100	
		1986	1×100	400
		1986	1×100	
		1986	1×100	
7.	Sukkur Steam	1965	2×12.5	
		1967	2×12.5	50
8.	Hyderabad Steam	1960	2×7.5	
	(Gas Turbine Auxiliary)		1×5.7	
		1965	1×8	43
			1×15	
9.	Kotri Gas Turbines	1970	1×15	130
		1970	1×15	
		1978	2×25	
		1981	2×25	
10.	Quetta	1964	2×7.5Steam	15
		1972	1×5.7Gas	
		1973	1×12.25Gas	68*
		1975	1×25Gas	
		1984	1×35Gas	
11.	Kot Addu	1986	1×100	
		1986	1×100	400
		1986	1×100	
		1986	1×100	
12.	REPCO(TAKENOVER)	1981	1×1.5Steam	9
			1×2.0	
			1×2.28	
			1×3.30	
13.	MESCO(TAKENOVER)	1981	2×10Steam	20
14.	OTHERS		Diesel	30
		Sub-Total Thermal		2,482MW

※　Derated Capacity

表5－3　火力発電所(KESC)

Power plant

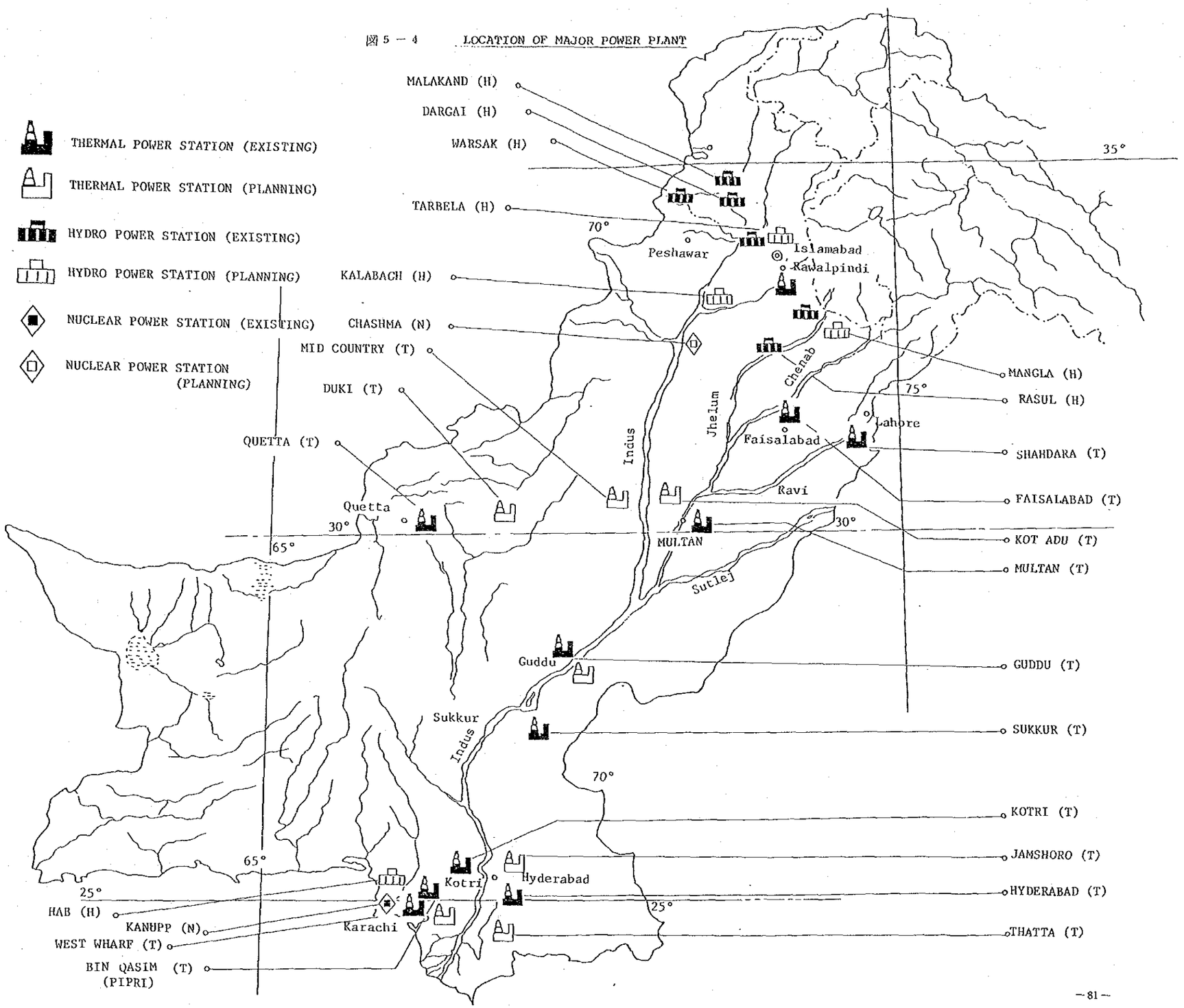
S. No.	Power Station	Year of Commissioning	Installed Capacity (MW)
1.	Dual Fuel	1960	7×1.25＝8.75
		1961	4×1.25＝5.00
		1956	1×1.25＝1.25
2.	West Wharf Steam	1956	(2×15＝30) Retired in June 1987.
		1962	2×33＝66
3.	Korangi Thermal	1965	2×66＝132
		1970	1×125＝125
		1977	1×125＝125
4.	Korangi Gas Turbine	1978	4×25＝100
5.	SITE Gas Turbine	1979	3×25＝75
		1980	2×25＝50
6.	Bin Qasim	1983	1×210＝210
		1984	1×210＝210
		Total	1,138 MW (1,108 MW)

After retiring the West Wharf 2×15MW in June 1987, the total installed capacity was reduced to 1,108MW.

原子力発電所(PAEC)

KANUPP	1972	137MW

図 5 － 4　LOCATION OF MAJOR POWER PLANT



JICA