

第3節 北ハルツーム汽力発電所案件の内容

3-1 規 模

3-1-1 基礎データ

発電所の規模（容量、形式等）を決定するために必要な環境条件、その他基礎データとして以下について概略を述べる。

- 需要予測
- 気象条件
- 輸送設備（港湾設備、道路、鉄道）
- 地形、地質
- 水
- 燃料油

(1) 需要予測

需要予測については詳細は2-1において述べたが、Power III計画報告書によれば次の通りである。

年度	1977/8	1978/9	1979/80	1980/1	1981/2	1982/3	1983/4	1984/5	1985/6
需要 (MW)	126	158	175	193	221	244	268	294	324

(2) 気象条件

スーダンは熱帯性大陸的気候であり、大陸熱帯気団が1-4月の間スーダンの南部上空まで張り出し、最南部を除きスーダン全土で比較的乾冷な北寄りの風が吹く。一方5月から10月の夏期には大陸熱帯気団がスーダン北部に後退するため、湿って雨を伴った南風が吹く。

表4-7 ハルツーム地方の気候（出所：PEWC）

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
最高気温℃	40	43	45	47	47	48	46	43	45	45	42	40
最低気温℃	7	8	10	14	17	20	20	19	19	17	13	8
平均湿度%	30	25	19	17	25	31	51	61	47	33	31	33
雨量mm	0	0	0.6	1.1	4.3	8.6	4.9	7.4	17.8	4.6	0.1	0
水 温℃ フルーナイル	16	20.4	21.5	23.5	22.0	28	26	27.8	28.5	28.0	27	21.6

またハブーブと呼ばれる砂嵐が4月、5月にあり風速33m/秒にも及ぶことがある。

(3) 輸送設備

港灣設備

スーダンの商業港はポートスーダンにあり、首都ハルツームより北東約650kmに位置し、紅海に面した良港である。

- ・埠頭 長さ 約1,170m
- ・港入口 広さ 約300m, 水深25m
- ・ルーフィング・クレーン 最大15トン
- ・モービル・クレーン 最大65トン
- ・沖待ちは公式には1週間 (出所: Sea Port Corp.)

道路および鉄道

ハルツーム、ポートスーダン間の道路は次の通りである。

- ・距離 約800km
- ・所要時間 24時間～48時間
- ・荷車種類 荷重 25トン 35トン 49トン
長さ(mm) 10,668 10,668 12,500
巾 (mm) 2,515 2,515 2,590
最大荷高(mm) 4,000 3,300 3,280 (出所: Roads & Bridges Corp.)
- ・鉄道クレーン 最大65トン (出所: Railway Corp.)

(4) 地形および地質

地形

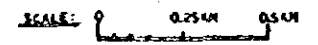
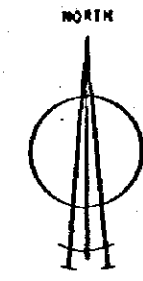
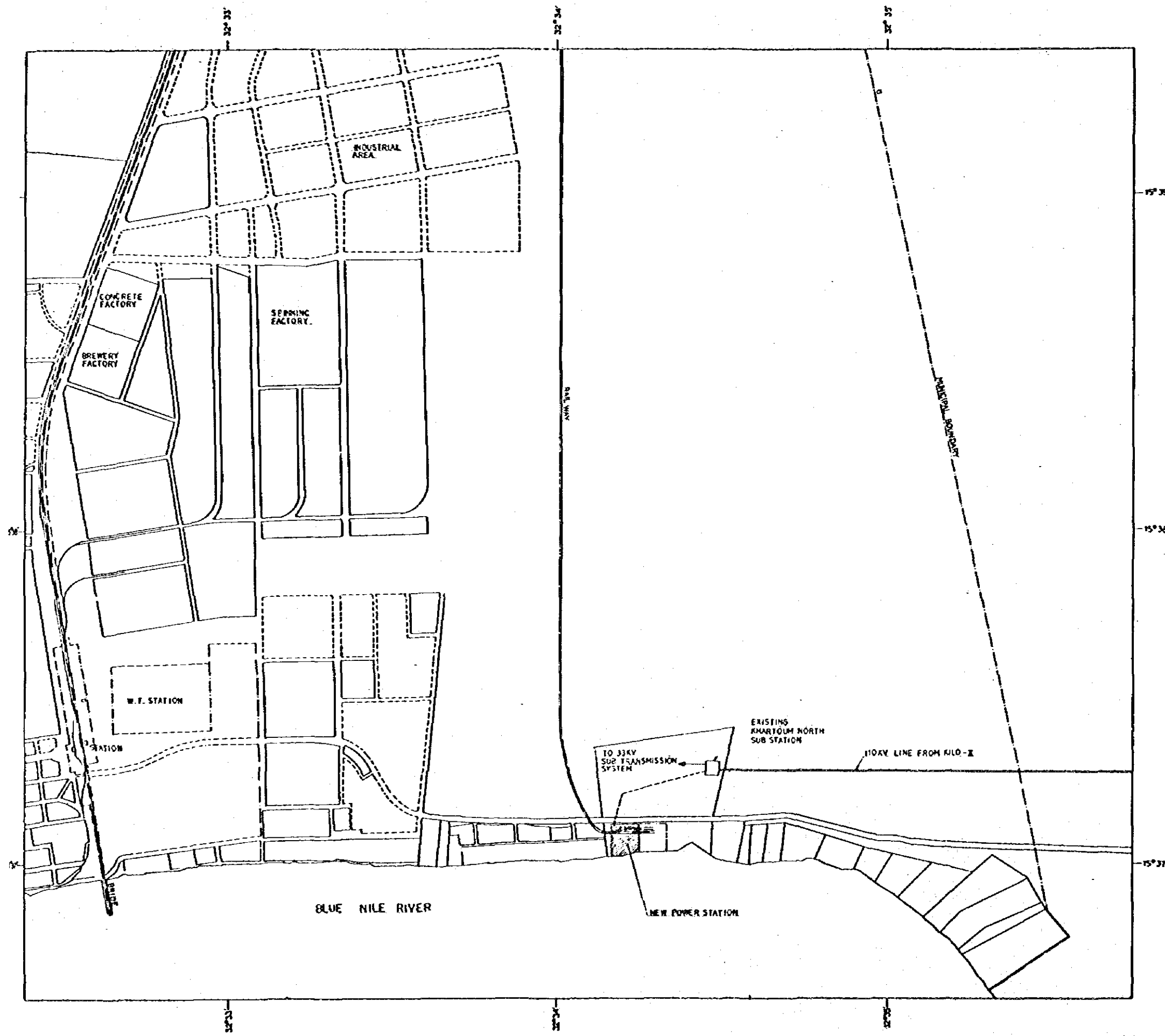
北ハルツーム汽力発電所予定地は、既設のブリ発電所の側岸のブルーナイルにかかるブルーナイル橋の上流2.5kmのブルーナイル川左岸(北)にあり、鉄道より3.5kmの距離に位置し、平坦な敷地内に幹線道路の通過する比較的立地条件の良い場所にある。(図4-6参照)

同敷地内に既にハルツーム変電所が運転中であり、ロゼイレスおよびセナール水力発電所より受電した電力を付近の工業地帯、およびハルツーム市内に送電している。

なお建設予定地はハルツーム国際空港の副滑走路末端から約2.7kmに位置し、発電所の構築物および煙突の高さ制限について検討し計画を進める必要がある。

地質

調査団はPEWCより提出された資料を分析した結果、北ハルツーム発電所付近の地質は基礎支持力10トン/m程度は充分確保できるものと推定する。しかし地表より14～15m下部に砂層があり、20m付近ではN値も30以上となり支持力が期待できるので重要構造力については、この層を支持層とする杭基礎構造とすることが望ましい。



SITE LOCATION FOR
STEAM POWER PLANT IN KHARTOUM NORTH

4 - 6

(5) 水

冷却水

火力発電所に必要な復水器の冷却水はブルーナイル川より得られるが、洪水時の土砂、沈泥含有率が高く、Power III計画では冷却塔方式を考えている。

上水道

火力発電所に必要な雑用水およびボイラ補給水として次に示す水処理場から供給可能である。

表 4 - 8 上水道設備

水処理場名	処理能力 m^3 /日(MGD)
モグレン	60,560 (16)
ブ　　リ	9,463 (2.5)
ハルツームノース	9,463 (2.5)
オムドルマン	11,355 (3)
ニューハルツームノース	30,280 (8)

注：水源はホワイトナイルおよびブルーナイル。

MGD: Million Gallon per day

出所：PEWCO

(6) 燃料油

燃料油価格について、3,500秒、1,200秒、750秒の3種類に対しポートスーダンからの輸送量を考慮した検討がなされているが、その選定に当たっては遠距離輸送対策、発電所での所要貯油設備、国全体の燃料政策等、さらに詳細な検討が必要と考える。

3 - 1 - 2 規模決定の基本的考え方

(1) 立地条件

Power III計画報告書によれば、汽力発電所建設の立地条件として次のような条件を考慮して計画している。

- 電力需要地に近いこと。
- 冷却水及び補給水が確保できること。
- 地形が平坦でかつ地耐力が大きいこと。
- 燃料の供給が可能なこと。
- 重量機器の搬入が容易なこと。
- 搬入路があること。

本調査団は現地調査の結果、建設予定地は上記条件をほぼ満足するものと判断する。しかし前

述の通り空港に近く、構築物の高さ制限について実施設計の時点で充分調査する必要があると共に、重量機器（発電機のステーターで約70トン）の輸送手段についても充分検討する必要がある。

(2) プラント容量

Power III 計画の報告書によれば、発電機の単機容量は建設時点において、最大需要の約10～15%が最も経済的な規模としている。従って1982年の1号機建設期において22～33MW、1985年の4号機建設時期において30～40MWとなるが、メーカーの標準仕様等とも勘案し30MWのユニット容量を選定している。電力系統の信頼度から言えば系統容量の10%程度が最適であるので、ブルーナイル電力網の系統容量から見て30MWというのは妥当な選定と考える。

(3) 復水器の冷却水について

火力発電所復水器の冷却方式は本計画の中で重要な要素と思われるので、調査団として次の様な検討を行った。復水器の冷却水は、ブルーナイル川水を利用する場合と、上水道を補給水として使用する冷却塔冷却方式がある。

1) ブルーナイル川水を冷却水として使用する場合

北ハルツーム火力発電所の予定地は、ブルーナイル川畔に位置し取水条件には適している。ブルーナイル川の水質の特徴としては、化学成分は硬水PHは中性、塩化物や硝酸塩等の腐食性因子は微量であり、また有機態窒素分は僅少で、環境汚染はないと考える。日本における一般冷却水の水質と比較した場合は、良質な冷却水と判断できる。ただし洪水期になると河水中に多量の土砂が混入するため、高濁水質に変化するので防除手段としては冷却水の取水方式として、水中の土砂を自然沈降分離する必要がある。雨期と乾期とではブルーナイル川の水位差は最大約6mあり、冷却水を安定取水することが必要である。即ちポンプの構造の検討、取水塔による取水方式等の検討が必要である。

2) 冷却塔方式を採用する場合

冷却塔による冷却方式は、多量の冷却水の得られない内陸または冷却水があっても汚濁が激しく冷却水として使用できない場合に採用される。冷却塔は冷却する空気の湿度が低いほど冷却効果がある。ハルツームでは年間平均湿度が約34%であるので、冷却効果は期待できよう。しかし復水器の冷却水量は30MWで約 $6,000\text{ m}^3/\text{h}$ 必要である。冷却塔方式では冷却水はクローズド・サイクルで循環され、水質低下を防ぐためブローダウンの外に塔上部よりの飛散、蒸発によるロスが循環冷却水量の3～5% ($180\sim300\text{ m}^3/\text{h}$)あり、常時この分だけ軟水を補給しなければならない。

冷却水は上水道を軟水化して使用するか、ブルーナイル川水を浄化軟水として使用することが考えられるが、いずれにしても、北ハルツーム汽力発電所が将来30MVA×4基になった場

合の冷却水補給量は、約29,000m³/日必要となり、大規模な水処理設備を設けなければならぬ。また循環する冷却水系統内にスケール発生防止のために薬剤注入を行い、定期的な化学洗浄等、運転保守が複雑になる。

3) 結 論

以上の理由により北ハルツーム火力発電所における冷却方式は、ブルーナイル川水を使用することが適切と判断する。

(4) 設備仕様並びにレイアウト

調査団が現地調査、並びに諸条件を勘案し次のような設備仕様が北ハルツーム火力発電所として最適と判断し、図4-7および図4-8に示すレイアウトを作成し添付する。

ボイラー設備

自然循環、加圧式火炉、ボトム・サポート、蒸気噴射重油バーナ、屋外型ボイラー

タービン設備

単胴、単軸、3000rpm、復水タービン

蒸気条件、主蒸気止弁入口で60kg/cm²、485℃

復水器設備

表面復水式復水器、冷却水ブルーナイル川水

付属設備、逆洗装置、ボールクリーニング装置

発電機設備

横軸回転界磁型、直結励磁機3000rpm

50HZ、30MW、空気冷却方式

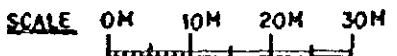
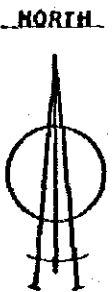
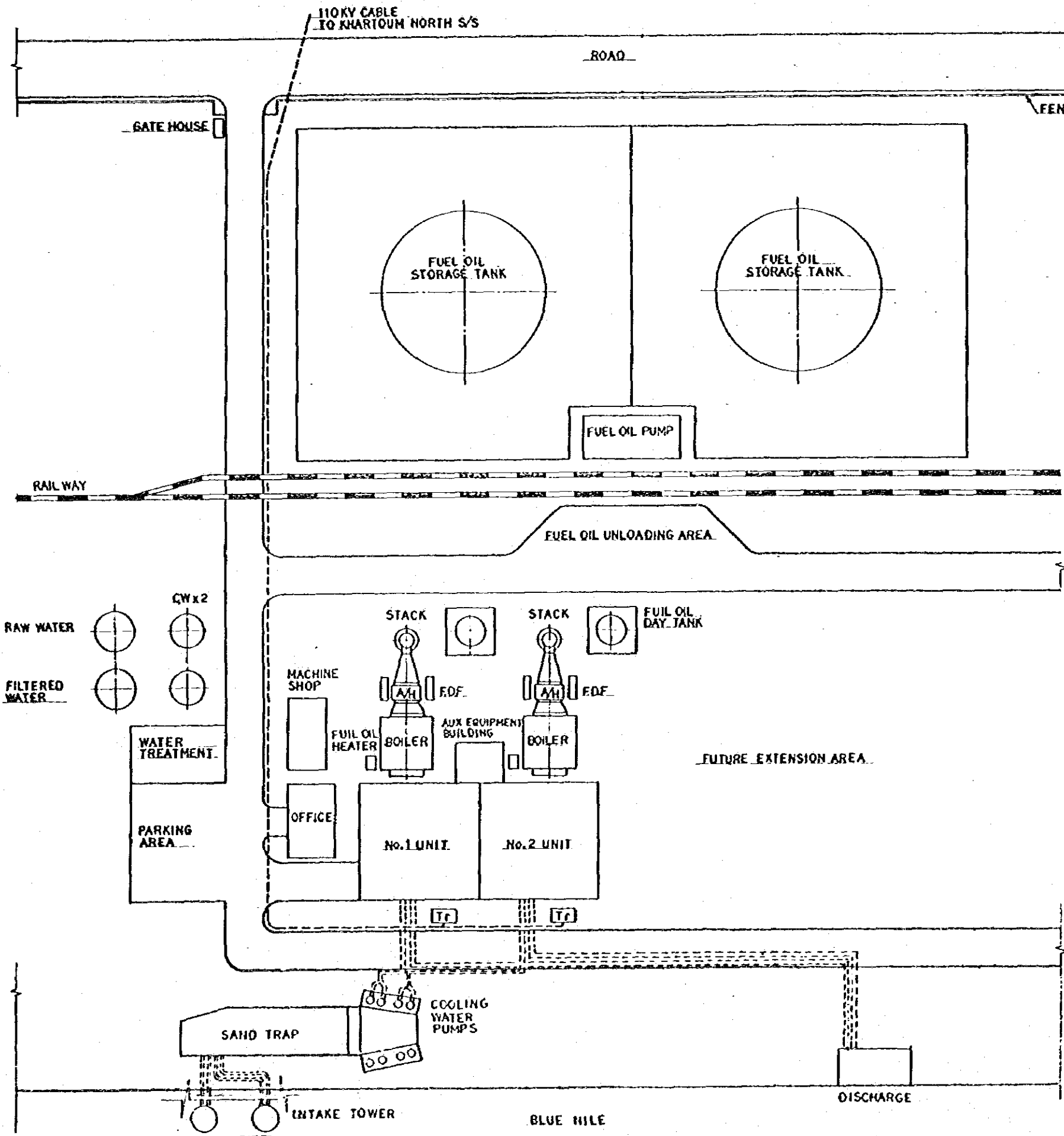
燃料油設備

9,000kℓ×2基、浮屋根型、鉄板製タンク

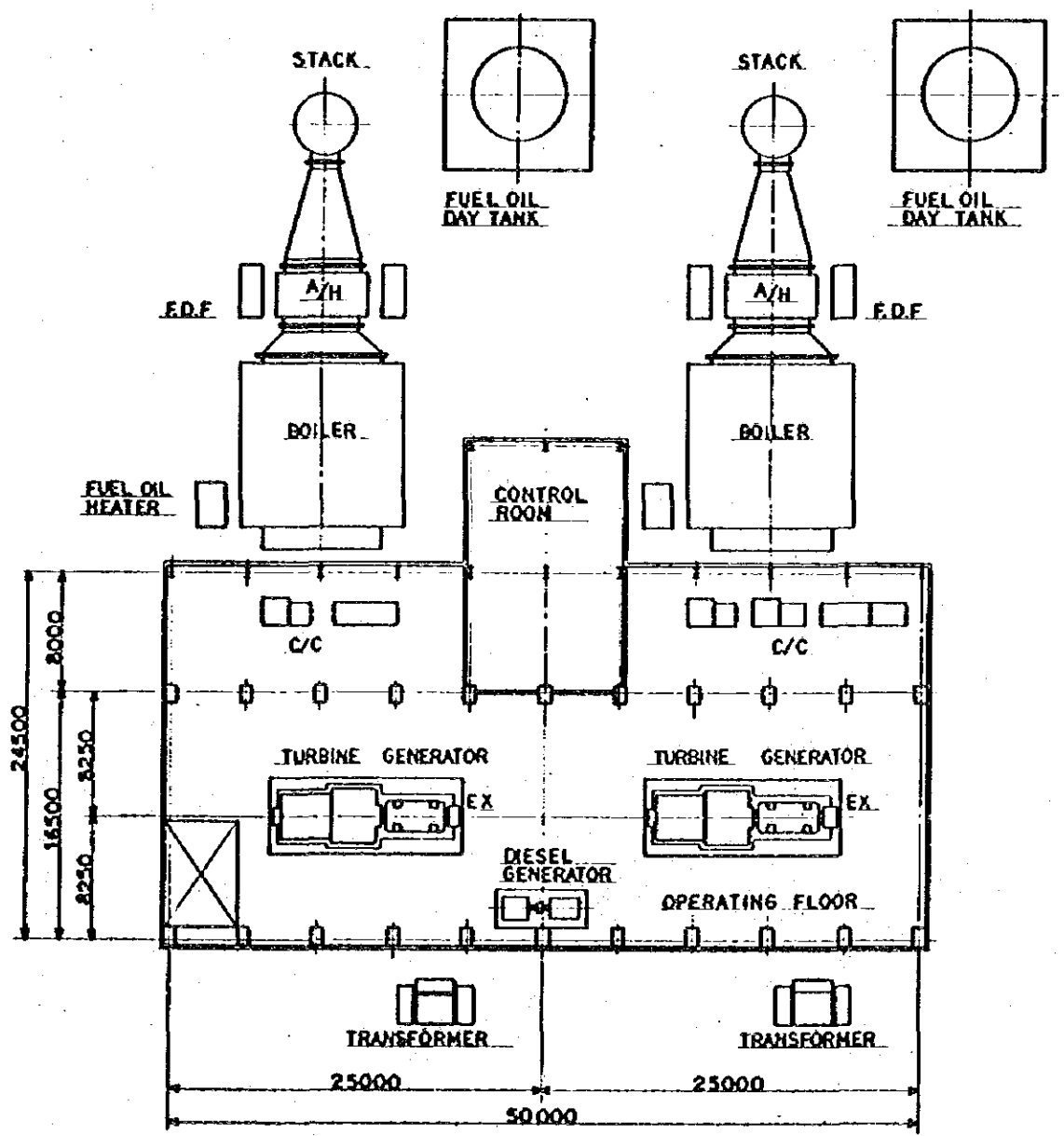
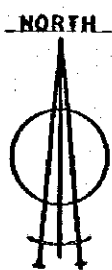
鉄道およびタンクローリー両方より揚油可能な設備

3-1-3 既設および将来の電力系統との関連

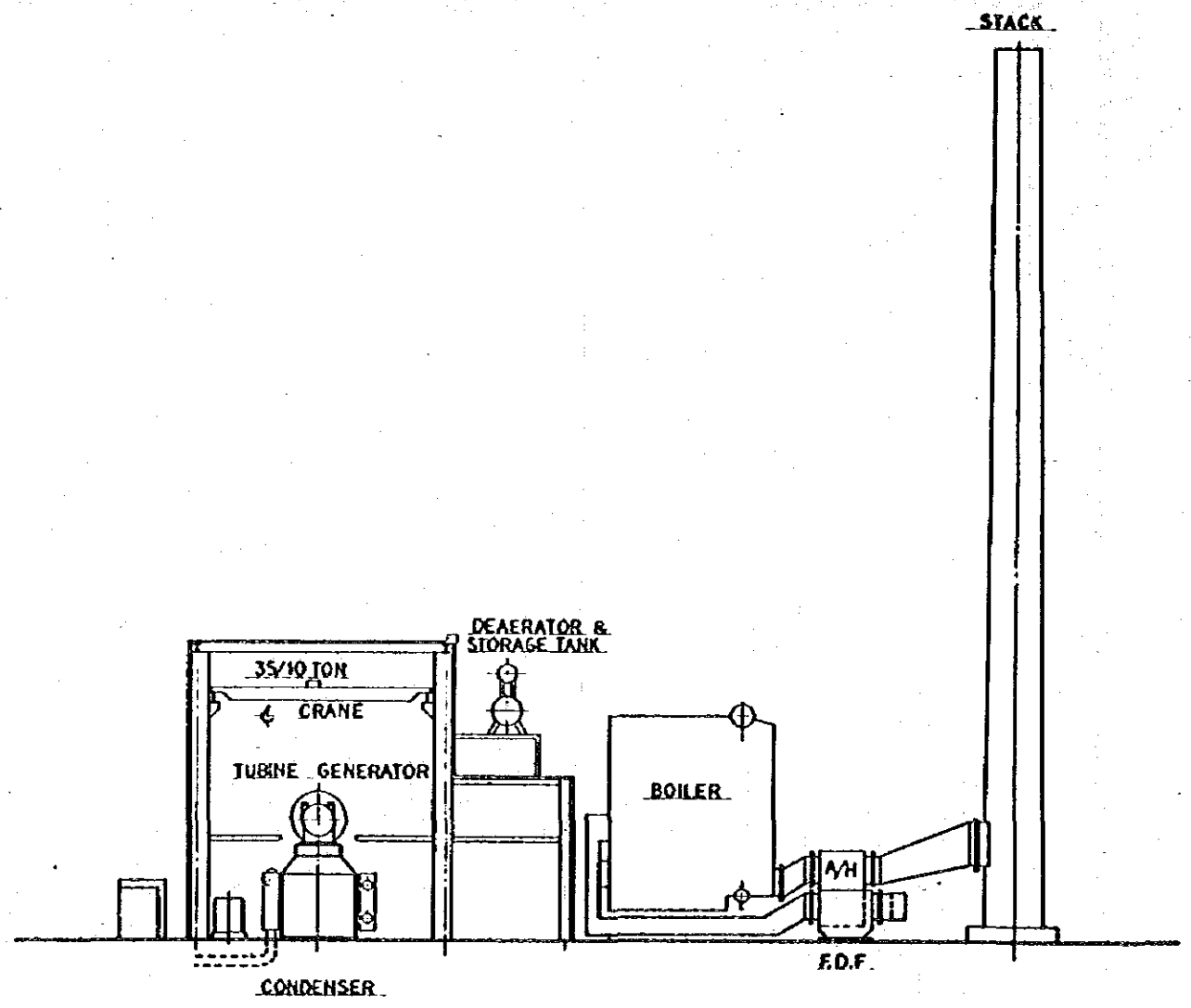
既設系統およびPowerIII計画において強化されるブルーナイル電力網の電力系統は図4-10および図4-11に示し、系統の配置は図4-9に示す。送電線は主にロレセイレス水力発電所の電源をハルツームに送電するために、セナールからキロ・テン変電所まで220kV 1回線増架し、2回線とし、供給信頼度の向上を図るものである。また北ハルツーム火力発電所の建設と同時に北ハルツーム変電所の増設および、北ハルツーム変電所、ブリ発電所間の連絡送電線の増設を行い配電網の強化を行うものである。北ハルツーム、キロ・テン間の送電線事故の場合でも最終発電容量120MWが、1回線ACSR350mm²で充分キロ・テンに送電することができ



PROPOSED SITE PLAN FOR
STEAM POWER PLANT IN KHARTOUM NORTH



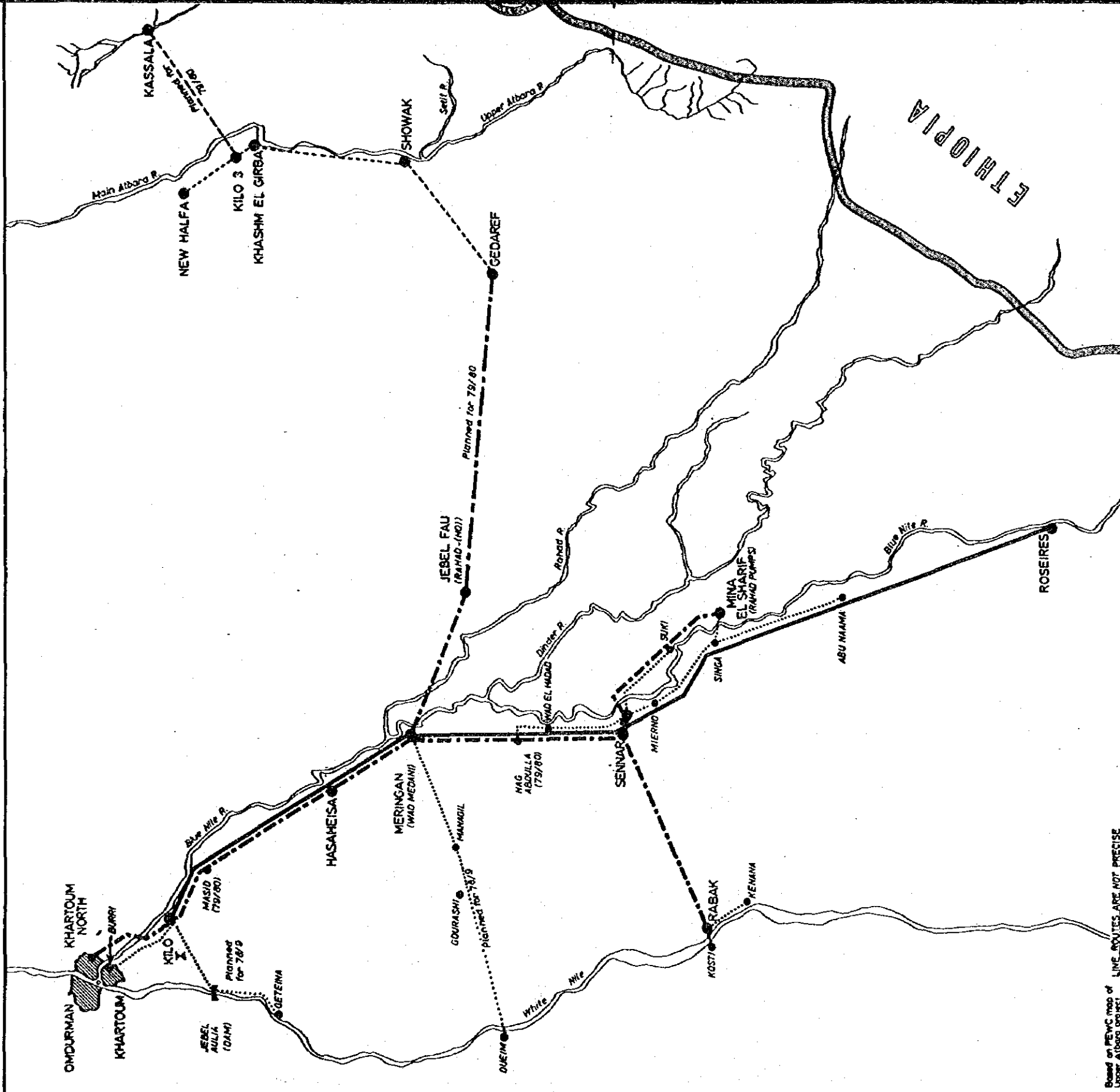
PLAN



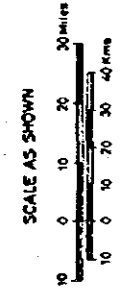
SECTION



PROPOSED ARRANGEMENT OF
STEAM POWER PLANT IN KHARTOUM NORTH



Based on PEWC map of Upper Atbara project. LINE ROUTES ARE NOT PRECISE



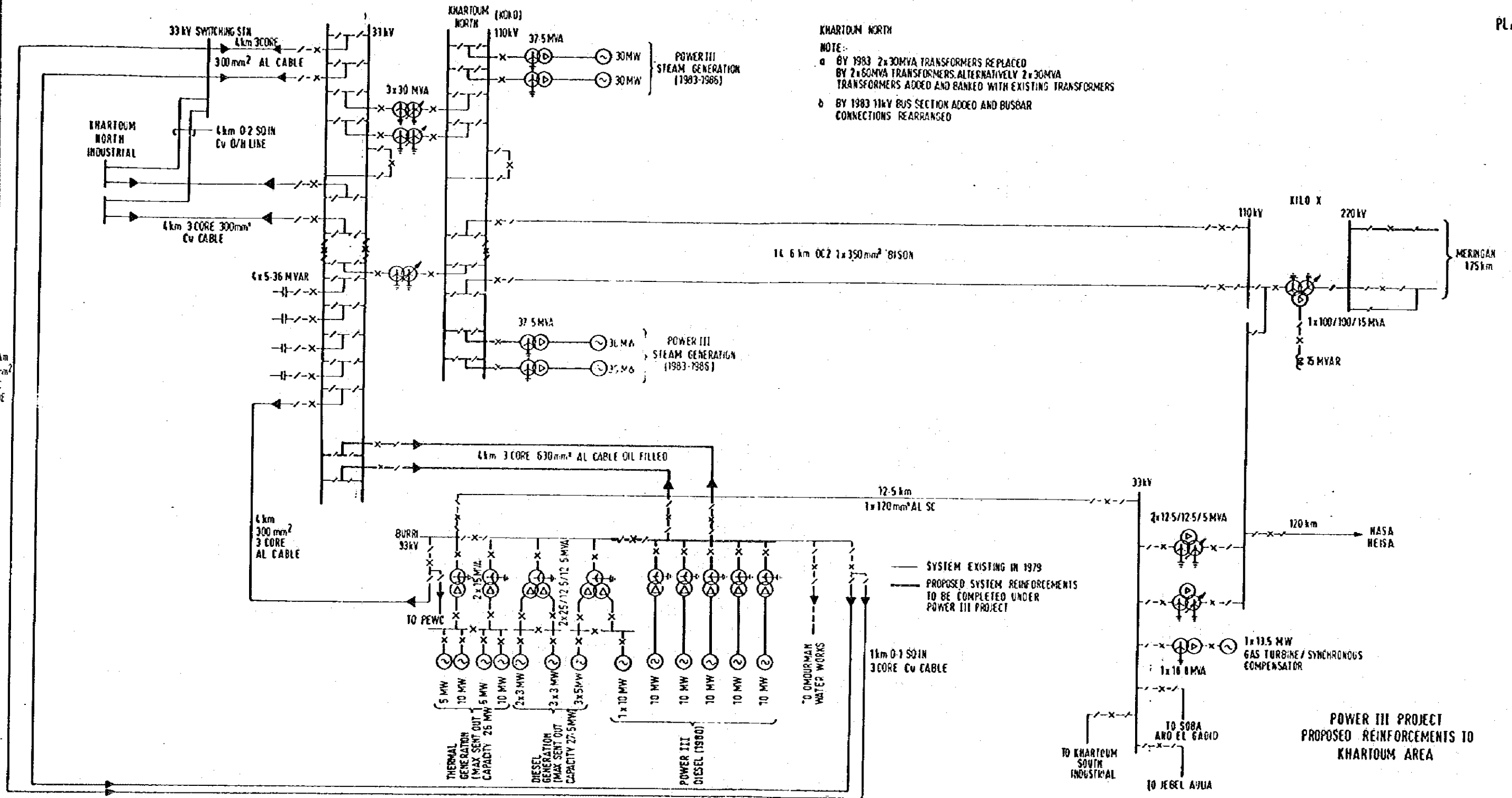
KEY

●	Generating station or Substation
—	220KV
---	110KV
----	66KV
.....	33KV

4 - 9

GENERAL LAYOUT OF BLUE NILE GRID AND EASTERN SYSTEM

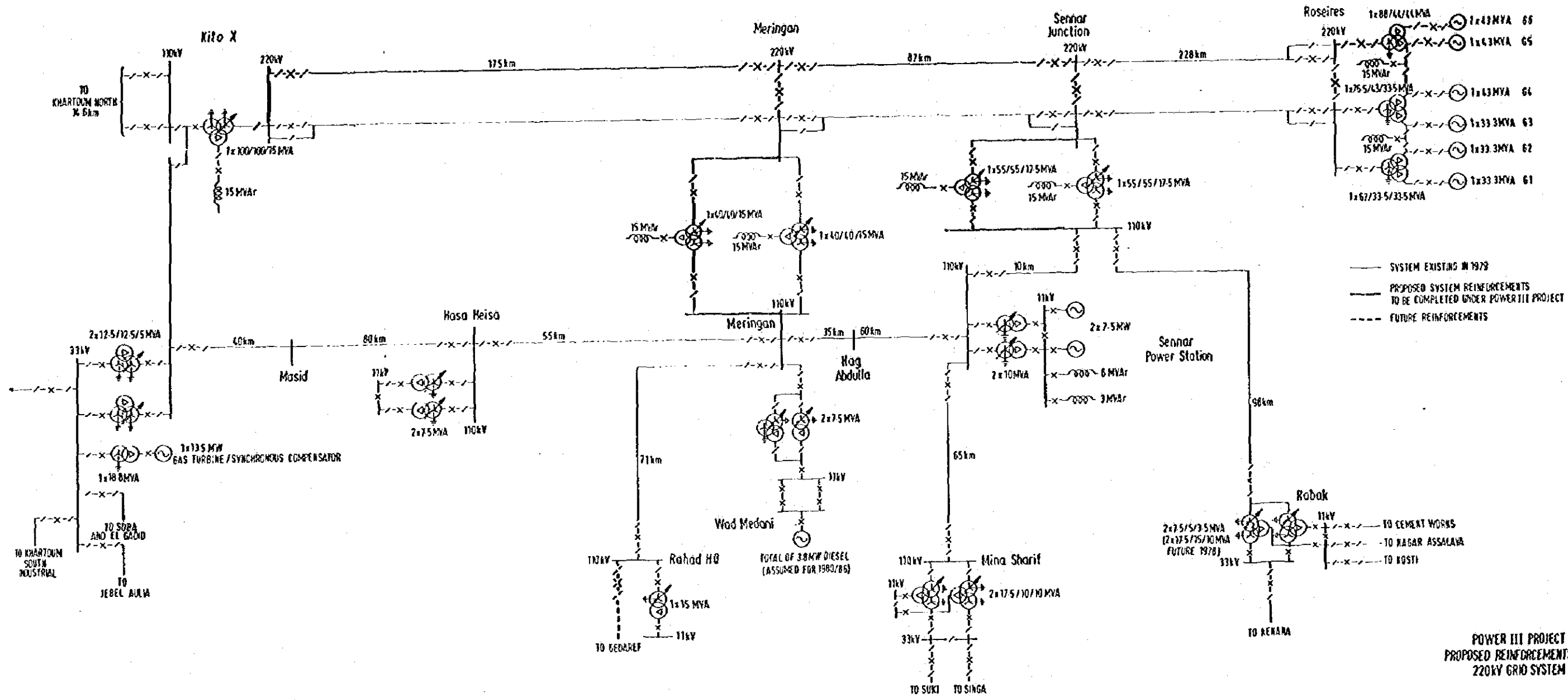
1978 DEVELOPMENT PLAN
FINAL PROGRAMME



KHARTOUM NORTH
NOTE:
 a BY 1983 2x30MVA TRANSFORMERS REPLACED BY 2x50MVA TRANSFORMERS. ALTERNATIVELY 2x30MVA TRANSFORMERS ADDED AND BANKED WITH EXISTING TRANSFORMERS
 b BY 1983 11kV BUS SECTION ADDED AND BUSBAR CONNECTIONS REARRANGED

**POWER III PROJECT
 PROPOSED REINFORCEMENTS TO
 KHARTOUM AREA**

4 - 10



POWER III PROJECT
PROPOSED REINFORCEMENTS TO
220KV GRID SYSTEM

る。

一方北ハルツーム発電所の全発電所が停止し、キロ・テンより北ハルツーム変電所に供給する場合でも当変電所の変圧器容量は30MVA×3基=90MVAであり、送電線ACSR350mm²×1回線でも充分送電可能である。北ハルツーム発電所とブリ発電所は33kVケーブル3回線と33kV架空送電線2回線で連系されるが、北ハルツーム発電所(120MW)またはブリ発電所(125MW)のどちらか一方が全停した場合でも、33kV送電線5回線で充分送電できる容量がある。

この関係を図4-9, 図4-10, 図4-11に示す。

3-2 建設費

3-2-1 北ハルツーム汽力発電所建設費

コンサルタントが算定したPowerIII計画における建設費は、表4-9および表4-10に示されている。予備費、エンジニアリングおよび現場管理費として建設費の約20%を考慮しているが、外貨交換税、輸入税および物価上昇分の金額は含まれていない。

さらに費用の外貨と内貨との交換率は、為替切下げ前の2.5USD=1スーダン・ポンドを適用している。

表4-9 発電所建設費(30MW蒸気タービン)

(単位:1,000 スーダン・ポンド)

	1号ユニット		2号ユニット ユニットに付	
	外貨	内貨	外貨	内貨
ボイラー及び補機	2,236	256	2,227	219
タービン発電機及び補機	2,884	329	2,555	292
土木工事	3,650	1,825	2,263	1,132
電気設備	1,606	183	1,424	140
小計	10,476	2,593	8,469	1,789
予備費, エンジニアリ ング現場管理費	2,120	508	1,677	363
合計	12,596	3,101	10,146	2,152
総計	15,697		12,298	

表4-10 北ハルツーム発電所新設に伴う北ハルツーム変電所の増設費

(単位：1,000 スーダン・ポンド)

	外 貨	内 貨
110 kV開閉設備 5	394	44
110 kV母線増設	39	4
変圧器 2×60MVA	164	16
土木工事	66	132
小 計	663	196
予備費, エンジニアリング, 現 場管理費	142	42
合 計	805	238
総 計	1,043	

3-2-2 コンサルタント算定による建設費の検討

(1) Power III計画の建設費の検討

コンサルタントは外貨交換率を2.5 USドル=1スーダン・ポンドとして費用計算を行っているが、1978年6月8日に実施された為替平価切下げ(1USドル=2.0スーダン・ポンド)を考慮して費用の見直しを行う必要がある。

北ハルツーム発電所の実施計画は、現在世銀にてプロジェクト・アプライザル・レポート作成中であるが、既に予定より着工が6カ月程度遅れており、工事の遅延による費用への影響の検討が必要である。

実際には競争入札となるため、実施した際の価格見積りはかなり計画予算を下回ることが予想される。

(2) 建設費の算出

本調査団は建設費を次の前提で算出した。(i)30MW×2基分をフル・ターン・キー・ベースで納入すること、その際主要機材は日本から輸入するものとする。(ii)スーダンの地域性を考慮して次に示す諸費用を含む。

- 輸 送 費
- 建設工事費
- 機器, 資材代
- 据 付 費
- エンジニアリングおよび現場管理費

また、予備品代, 予備費, エンジニアリングおよび現場管理費として費用の20%を考慮した。

内貨所要額については、スーダンでは火力発電所建設に必要な機器資材で現地で調達可能な品目はなく、全て輸入に依存するものとする。従って内貨所要額の殆どは人件費であるとして算出した。外貨交換率は2.0 USドル=1スーダン・ポンドを適用するが、下記に関わる費用については建設費に含んでいない。

- 外貨交換税
- 輸入税
- 建設中の金利
- 物価上昇分

Power III計画報告書によれば、スーダンの輸入に関する税金は、外貨交換税と輸入税より成り、外貨交換税は25%、輸入税については輸入設備は5~600%の範囲内であるが、大体において、電気設備40%、建設プラント35%、ボイラー25%となっており、これら輸入税の適正な算出は複雑であり今回の費用算出より除外した。下に示したのは、本調査団とコンサルタントの建設費の比較である。

北ハルツーム火力発電所(30MW×2基)建設費

	本調査団			コンサルタント		
	外貨	内貨	計	外貨	内貨	計
US\$ (1000)	57,190	14,380	71,570	58,868	13,727	72,595
£ S (1000)	22,876	5,752	28,628	23,547	5,491	29,038

注：ここでは比較のため換算率は1日レート2.5 USドル 1スーダン・ポンドを統一して適用した。

上記のように別箇に算出した本調査団とコンサルタントの建設費はほぼ近い数値にあり、コンサルタントの数値は妥当であると考えられる。

表4-11 北ハルツーム火力発電所建設費(30MW×2基)

項 目	£ S 1,000			US\$ 1,000		
	外貨	内貨	小計	外貨	内貨	小計
ボイラー、タービン、発電機および補機	15,000	1,650	16,650	30,000	3,300	33,300
燃料油タンク、水処理装置およびその他諸設備	1,620	180	1,800	3,240	360	3,600
変電所	540	135	675	1,080	270	1,350
建築工事	4,650	1,165	5,815	9,300	2,330	11,630
土木工事	1,890	2,835	4,725	3,780	5,670	9,450
エンジニアリング、現地管理および予備費	4,895	1,225	6,120	9,790	2,450	12,240
合 計	28,595	7,190	35,785	57,190	14,380	71,570

注：外貨換算率は2.0 USドル=1スーダン・ポンドとした。

3-3 建設期間

3-3-1 建設期間決定の手法

Power III計画は、1985/86年度までのブルーナイル電力網の需要予測に対応するため、短期および長期の両面から電源種別と建設期間を検討している。

電源としては、ディーゼル、水力、火力を組合せ、これに年間月別需要の変動、渇水期、雨期による水力発電所の出力変化、電源別所要建設二期を総合勘案してブルーナイル電力網系統全体の計画策定を行っている。

即ち、1986年までのPower III計画のうち、前半は急増が予想される需要に対処するため主として建設工期が短くかつ経済的な既設ブリ・ディーゼル発電所の増設を行い、中間にロゼイレヌ水力発電所の増設を考慮し、後半の需要増による建設工期は長い信頼度の高い火力発電所の建設を計画している。

3-3-2 ブルーナイル電力網発電設備計画

Power III計画における発電設備計画は下に示す。なおロゼイレヌ発電所の4号機はPower III計画の一環であり、現在進行中である。

表 4-1-2 Power III 計画
ブルーナイル電力網発電設備計画

建設工程 竣 工	発 電 所 名		容量(MW)	ブルーナイル電 力網設備容量 の推移 (MW)
既 設	ブリ、ロゼイレヌ キロ・テン、ワドメダニ セナール			(注) 185.8
1979年6月	ロゼイレヌ(水力)	4号機	40	225.8
1980 9	ブリ(ディーゼル)	1 "	10	235.8
" 11	"	2 "	10	245.8
1981 1	"	3 "	10	255.8
" 3	"	4 "	10	265.8
" 7	ロゼイレヌ(水力)	5 "	40	305.8
1982 1	ブリ(ディーゼル)	5 "	10	315.8
" 3	"	6 "	10	325.8
1983 3	北ヘルツーム(火力)	1 "	30	355.8
1984 3	"	2 "	30	385.8
1985 3	"	3 "	30	415.8
1986 3	"	4 "	30	455.8

注：既設容量はPower III計画報告書による。

次に、第1節1-3項で述べた如く現時点において既にPowerIII計画のスタートが遅れており、それを考慮して予想される竣工予定と、ブルーナイル電力網の設備容量の推移は次に示す通りである。

表4-13 予想される発電設備計画
ブルーナイル電力網

予想される 工 程 (竣 工)	発 電 所 名		容量(MW)	ブルーナイル電 力網設備容量 の推移(MW)
既 設	ブリ, ロゼイレス, キロ・テン, ワドメダニ, セナール			(注) 185.8
1979年6月	ロゼイレス(水力)	4号機	40	225.8
1982 4	"	5 "	40	265.8
" 5	ブリ(ディーゼル)	1 "	10	275.8
" 7	"	2 "	10	285.8
" 9	"	3 "	10	295.8
" 11	"	4 "	10	305.8
1983 9	"	5 "	10	315.8
" 11	"	6 "	10	325.8
1984 1	北ハルツーム(汽力)	1 "	30	355.8
1985 1	"	2 "	30	385.8
1986 1	"	3 "	30	415.8
1987 1	"	4 "	30	445.8

注：既設容量はPowerIII計画報告書による。

3-3-3 建設計画に対する考察

PowerIII計画における建設期間によれば、コンサルタント選定から工事竣工まで、ディーゼル発電所26カ月、ロゼイレス水力発電所(建物は完成している)の増設工事で34カ月、新設汽力発電所の場合43カ月要する工程を計画している。

本調査団の算定によれば、別紙表4-14に示すように、汽力発電所(北ハルツーム)の場合スーダンの国状を考慮して42カ月程度(日本の場合の2~3割長い)と判断する。これは、PowerIII計画における工程とはほぼ一致しており、問題ないものと考えられる。ディーゼル発電所および水力発電所の場合もほぼ妥当な計画工程だと考えられる。

しかしながら建設期間は当該地区の需要動向と密接な関係にあり、発電設備計画を需要カーブと対比すると、PowerIII計画当時の建設期間よりも大巾な工程の遅れが今回の調査で表われており、一刻でも早い時期に本PowerIII計画を遂行しなければ、急増する需要に対応できず、ひいてはスーダンの経済6年計画に及ぼす影響は多大なものがあると考えられる。

表 4-1-4 蒸気火力発電所建設工程 (フル・タービン・キイ)・30MW×2

名 称	1		2		3		4		備 考															
	2	4	6	8	10	12	14	16		18	20	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40	42	44	46
1. コンサルタント選定	3																							
2. 入札書類作成	6																							
3. 入 札	3																							
4. 入 札 審 査	3																							
5. ホコ及び契約	2																							
6. 工 事	25																							
1. 調査設計	6																							
2. 機器製作	10																							
3. 輸 送	6																							
4. 土 礎 工 事	14																							
5. 据 付 工 事	10																							
6. ナ ス ト	5																							

3-4 代替案の検討

北ハルツーム発電所の代替として、ポートスーダンに火力発電所を建設する案について、原案との比較検討結果は次の通りである。

原案：北ハルツームに火力発電所を建設し、燃料油は、ポートスーダンから貨車輸送、およびタンクローリー輸送とする。

代案：ポートスーダンに火力発電所を建設し、送電線で北ハルツーム地区に送電する。

(1) 年経費比較

原案：油輸送による増分年経費^(注1) + 830百万円/年

代案：送電線(含む中間開閉所)による増分年経費^(注2) + 4100百万円/年

(2) 建設工期比較

原案：1号機運開工期は約3年半であり、需要に従い順次運開可能である。

代案：送電線ルート調査、用地取得を含めると、6年前後必要である。

以上の通り年経費について原案に比し代案は約5倍であり、建設工期が長く、現在のブルーナイル電力網の急増する需要に対応できない。

即ち経済上および需要対応の点から代案は好ましく、需要中心地である北ハルツームに火力発電所を設置する原案が最適である。

(注1) 油輸送による増分年経費の算定

(1) 火力発電所所要燃料

○ 発電所出力 $30\text{ MW} \times 4 = 120\text{ MW}$

○ 負荷率 50%

○ 効率 30%

(2) 所要燃料に関して

$$30\text{ トン/時} \times 24/2 \times 360 = 129,600\text{ トン/年}$$

(3) 燃料輸送費(ポートスーダン～北ハルツーム間 800 km)

Power用計画報告書によると、燃料輸送による油の増分価格は、12～16スーダン・ポンド/トンとなっている。計算上は最高の16スーダン・ポンド/トンをとる。

$$16 \times 2\text{ ドル} \times 200\text{ 円} \times 129,600\text{ トン} = 830\text{ 百万円}$$

なお燃料油輸送方式としては、パイプライン、タンクローリーおよび貨車輸送の3種類が考えられるが、遠距離であること、軽質油と異なり粘度が高いことおよび輸送量が多いことから、パイプライン方式は極めて困難であり、従来通り既設鉄道による貨車輸送と1979年中に完成するポートスーダン～ハルツーム間道路の完全舗装によるタンクローリー輸送が可能となるからこの2つの輸送方式をとることを考えた。

(注2) 送電線(含む中間開閉所)による増分年経費の算定

送電線設備

総延長約800kmの長距離送電線のため、送電方式としては、直流送電、交流送電の2種類が考えられる。

(1) 直流送電方式

○両端 変換装置1式(DC±125kV)

$$30千円 \times 1,200,000kW \times 2 = 7,200百万円$$

○直流送電線

$$2,400千円 \times 800km = 1,920百万円$$

$$\text{計 } 26,400百万円$$

(2) 交流送電方式

送電電圧は、ブルーナイル電力網最高電圧220kVとし、中間に開閉所3カ所を設置する。

○送電線(220kV 2回線)

$$3,500千円 \times 800km = 28,000百万円$$

○中間開閉所

$$400百万円 \times 3 = 1,200百万円$$

$$\text{計 } 29,200百万円$$

以上の通り、直流送電方式が経済的には、有利となるが、将来の送電線分岐が極めて困難なこと、並びに変換設備に関連した制御保護装置が高価なものであり、万一故障の場合の補修が困難なこと等から、同国で直流送電方式を採用することは、さらに詳細な検討が必要であり、代案としては交流送電方式を考えることとする。

交流送電方式の場合の年経費率を14%とすると、

$$\text{年経費} = 292,000百万円 \times 0.14 = 4,100百万円$$

第4節 案件の経済分析

4-1 現行料金制度

PEWCの電気料金制度は世銀の勧告もあって1975年に(1)の如くに改訂されると同時に平均で約30%近くの値上げとなっている。料金制度には原価主義を強く打ち出しているため非常に複雑な体系となっている。

(1) 1976年における電気料金体系

表4-15の通りである。

ここでmは1スーダン・ポンドの1/1000のミリムスを表わす。

住宅用

表 4 - 15 電 氣 料 金 表

CONSUMER CATEGORY GROUPS	SUPPLY CATEGORY		(A) BLUE NILE GRID	(B) ATBARA, KHASHM EL CIRBA, KASSALA, PORT SUDAN	(C) OTHER
	CONSUMER CATEGORY	GROUPS			
1. DOMESTIC TARIFF	1.	Flat rate:	34 m/ms/kwh	45 m/ms/kwh	50 m/ms/kwh
	2.	Minimum:	450 m/ms/month	450 m/ms/month	450 m/ms/month
2. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Time of day & Seasonal	34 m/ms/kwh	45 m/ms/kwh	50 m/ms/kwh
	2.	Fixed charge: S£ 1.50/month	450 m/ms/month	450 m/ms/month	450 m/ms/month
3. SMALL FARMS	1.	For critical months	17 m/ms/kwh	17 m/ms/kwh	17 m/ms/kwh
	2.	off-peak:	44 m/ms/kwh	44 m/ms/kwh	44 m/ms/kwh
4. HEAVY INDUSTRIAL, BIG AGRICULTURAL & BULK	1.	For other month	8.5 m/ms/kwh	8.5 m/ms/kwh	8.5 m/ms/kwh
	2.	off-peak:	34 m/ms/kwh	34 m/ms/kwh	34 m/ms/kwh
5. DOMESTIC TARIFF	1.	1st 250 kwh at	35 m/ms/kwh	35 m/ms/kwh	35 m/ms/kwh
	2.	Next 250 kwh at	30 m/ms/kwh	30 m/ms/kwh	30 m/ms/kwh
6. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Over 500 kwh at	26 m/ms/kwh	26 m/ms/kwh	26 m/ms/kwh
	2.	Minimum:	S£ 1.00/month	S£ 1.00/month	S£ 1.00/month
7. SMALL FARMS	1.	Fixed charge:	400 m/ms/HLP. connected	400 m/ms/HLP. connected	400 m/ms/HLP. connected
	2.	1st 50 kwh at	20 m/ms/kwh	20 m/ms/kwh	20 m/ms/kwh
8. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Next 250 kwh at	15 m/ms/kwh	15 m/ms/kwh	15 m/ms/kwh
	2.	Over 500 kwh at	14 m/ms/kwh	14 m/ms/kwh	14 m/ms/kwh
9. HEAVY INDUSTRIAL, BIG AGRICULTURAL & BULK	1.	33 KV supplies (2500 KVA & above)	400 m/ms/HLP. connected	400 m/ms/HLP. connected	400 m/ms/HLP. connected
	2.	Time of day & Seasonal	20 m/ms/kwh	20 m/ms/kwh	20 m/ms/kwh
10. DOMESTIC TARIFF	1.	Demand charge: 550 m/ms/KVA	200 m/ms/KVA	200 m/ms/KVA	200 m/ms/KVA
	2.	Service capacity	200 m/ms/KVA	200 m/ms/KVA	200 m/ms/KVA
11. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	For critical months	10.5 m/ms/kwh	10.5 m/ms/kwh	10.5 m/ms/kwh
	2.	off-peak:	26 m/ms/kwh	26 m/ms/kwh	26 m/ms/kwh
12. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	For other months	3 m/ms/kwh	3 m/ms/kwh	3 m/ms/kwh
	2.	off-peak:	13.5 m/ms/kwh	13.5 m/ms/kwh	13.5 m/ms/kwh
13. DOMESTIC TARIFF	1.	Minimum:	S£ 14.00/KVA	S£ 14.00/KVA	S£ 14.00/KVA
	2.	(highest recorded demand in the past 12 months)			
14. HEAVY INDUSTRIAL, BIG AGRICULTURAL & BULK	1.	415 V supplies (50 ~ 500 KVA)	415 V supplies (50 ~ 500 KVA)	415 V supplies (50 ~ 500 KVA)	415 V supplies (50 ~ 500 KVA)
	2.	Block-Rate	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA
15. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Demand charge:	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA
	2.	Service capacity	250 m/ms/KVA	250 m/ms/KVA	250 m/ms/KVA
16. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	1st 30,000 kwh at	18.3 m/ms/kwh	18.3 m/ms/kwh	18.3 m/ms/kwh
	2.	Next 50,000 kwh at	16.3 m/ms/kwh	16.3 m/ms/kwh	16.3 m/ms/kwh
17. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Next 80,000 kwh at	14.3 m/ms/kwh	14.3 m/ms/kwh	14.3 m/ms/kwh
	2.	Over 130,000 kwh at	13.8 m/ms/kwh	13.8 m/ms/kwh	13.8 m/ms/kwh
18. HEAVY INDUSTRIAL, BIG AGRICULTURAL & BULK	1.	Time of day & Seasonal	11.2 m/ms/kwh	11.2 m/ms/kwh	11.2 m/ms/kwh
	2.	Demand charge:	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA	670 m/ms/KVA
19. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	Service capacity	250 m/ms/KVA	250 m/ms/KVA	250 m/ms/KVA
	2.	For critical months	11.2 m/ms/kwh	11.2 m/ms/kwh	11.2 m/ms/kwh
20. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	off-peak:	27 m/ms/kwh	27 m/ms/kwh	27 m/ms/kwh
	2.	For other months	4 m/ms/kwh	4 m/ms/kwh	4 m/ms/kwh
21. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	off-peak:	15 m/ms/kwh	15 m/ms/kwh	15 m/ms/kwh
	2.	Minimum:	S£ 14.50/KVA	S£ 14.50/KVA	S£ 14.50/KVA
22. HEAVY INDUSTRIAL, BIG AGRICULTURAL & BULK	1.	(highest recorded demand in the past 12 months)			
	2.	Minimum:	S£ 15.00/KVA	S£ 15.00/KVA	S£ 15.00/KVA
23. COMMERCIAL & LIGHT INDUSTRIAL	1.	(highest recorded demand in the past 12 months)			
	2.	Minimum:	S£ 15.00/KVA	S£ 15.00/KVA	S£ 15.00/KVA

(出所) P E W C

1) フラット・レート		34/kWh
最低		450m/月
2) 固定料金		スーダン・ポンド1.50/月
緊急月	普通	17m/kWh
	ピーク	44m/kWh
その他月	普通	8.5m/kWh
	ピーク	34m/kWh

農業用

1) 固定料金	400m/HP
2) 50kWh	20m/kWh
次の250kWhまで	15m/kWh
300kWh以上	14m/kWh

産業用

1) 需要料金		750m/kVA
2) 緊急月	普通	10.5m/kWh
	ピーク	26m/kWh
その他月	普通	3m/kWh
	ピーク	13.5m/kWh
最低料金		スーダン・ポンド14.00/kVA

その他

250kWhまで	35m/kWh
500 "	30m/kWh
500kWh以上	26m/kWh
最低料金	スーダン・ポンド1.00/月

4-2 会社の電力収入試算

(1) 1976/77年度の電力需要(GWh)

住宅用	鉱工業	農業	その他	計	発電
190	177	37	36	440	523

(2) 1976年における電力収入試算

上記料金体系およびPEWC資料による世帯数および負荷配分から以下のように試算した。

住宅用

二通りの料金体系があるが、何れも収入額には左程の変わりはないものとみて、1の体系で試算

した。1 kWh 当りの単価 34 ミリムスであるので、

$$\text{収入} = \text{スーダン・ポンド } 0.034 \times 190 \times 10^6 = \text{スーダン・ポンド } 6,460,000$$

従って 1 kWh 当りの電気料金収入は、スーダン・ポンド 0.034 となる。

農 業 用

総需要戸数 1,540 の 8 割がブルーナイル電力網にあるとして 1,200 家を買電し、年間需要電力量よりみて、1 戸当り 10 HP の設備をもっているものとすれば、12,000 HP の設備があり、

$$\text{固定料金} = \text{スーダン・ポンド } 0.4 \times 12 \times 12,000 = \text{スーダン・ポンド } 57,600$$

平均 18 m/kWh の電力料金とすれば、

$$\text{従量料金} = \text{スーダン・ポンド } 0.018 \times 37 \times 10^6 \text{ kWh} = \text{スーダン・ポンド } 666,000$$

1 kWh 当り

スーダン・ポンド 0.02

産 業 用

190 事業所とし、1 事業所当り平均 100 HP の設備とすれば、100 HP × 190 = 19,000 HP

$$\text{固定料金} = \text{スーダン・ポンド } 0.75 \times 12 \times 19,000 = \text{スーダン・ポンド } 171,000$$

1 kWh 当りの電力料金をスーダン・ポンド 0.013 とすれば、

$$\text{従量料金} = \text{スーダン・ポンド } 0.013 \times 177 \times 10^6 = \text{スーダン・ポンド } 2,300,000$$

1 kWh 当り

スーダン・ポンド 0.014

そ の 他

その他としては基本料金がなく平均 500 kWh/月を採用し、

$$1 \text{ kWh 当り } \text{スーダン・ポンド } 0.0325 \text{ を採用すれば、}$$

$$\text{従量料金} = \text{スーダン・ポンド } 0.0325 \times 3.6 \times 10^6 = \text{スーダン・ポンド } 1,152,000$$

(4) ま と め

以上をまとめてみると下表の如くなる。

(単位：電力 GWh, 金額スーダン・ポンド)

用 途	住 宅	農 業	産 業	そ の 他	計
需要電力量 GWh	190	37	177	36	440
固 定 料 金		58×10^3	171×10^3		229×10^3
従 量 料 金	$6,460 \times 10^3$	666×10^3	$2,300 \times 10^3$	$1,152 \times 10^3$	$10,578 \times 10^3$
計	$6,460 \times 10^3$	724×10^3	$2,471 \times 10^3$	$1,152 \times 10^3$	$10,807 \times 10^3$
1 kWh 当り 電 気料金	0.034	0.020	0.014	0.032	0.0246

注：平均電気料金

この数字(24.6ミリムス/kWh)はおそらく現実に近い数字であると思われる。というのは、Power II 計画レポートに1975年以降の電力料金収入予想が記述してあったが、大体22ミリムスから23ミリムスの間におさまっており、24.6ミリムスはこれに非常に近い数字であるからである。

4-3 内部収益率の算定

内部収益率算定はPEWC全体の経営に対して行えばよい判断材料となるのであるが、それを行うには大変な手数とデータを要し、現実には不可能であるので北ハルツーム汽力発電所のみについて行った。計画案件のみについてIRRを算出しその案件が投資の対象として可か不可かを判断してゆくことはわが国において日常的に用いられている手法でもある。

IRR算出に当たって下記に示す算定のための前提条件の各項をとり電気料金については24.6ミリムス/kWhについて試算してみたところ、1%以下の結果を得た。これは問題とならないので将来妥当な電気料金として30ミリムス/kWhおよび37ミリムス/kWhについて試算した。

4-3-1 算定のための前提条件

- (1) 北ハルツーム 汽力発電所のみ
- (2) 発電所稼働開始時期

	1号機	2号機	3号機	4号機
時期	1983年3月	1984年3月	1985年3月	1986年3月

- (3) 発電機の利用率：60% (即ち汽力をベースロードに近くもってゆき発電費用を下げる)
一基当りの発電量： $30 \times 10^3 \text{ kWh} \times 0.6 \times 8.760$
 $158 \times 10^6 \text{ kWh}$

- (4) 需要家までのロス率

Power III 計画報告書によれば送配電ロス率は16%となっているが、北ハルツーム発電所はロードセンターに位置しているため、8%とした。

- (5) 建設費の算定

この算定に含まれる建設費は、北ハルツーム発電所およびハルツーム変電所増設工事の合計とした。建設費の金額は、Power III 計画報告書の数字を採用した。

- (6) 運転費および修繕費は建設費の2%とみた。

- (7) 減価償却

耐用年数を汽力発電所については15年、変電所については20年とみて残存価格は10

%, 償却額は年平均等額とした。

(8) 燃料費

Power III 計画報告書 5-5 で汽力発電所の油消費量は 0.35 Kg/kWh であり、調査団の調査結果では 750R の重油で 36 スーダン・ポンド/トンであり、従って 1 kWh 当りの燃料費は 12.5 ミリムスとする。

(9) 変配電, その他費用

Power II 計画報告により各年度の変電費その他費用を算出し、1 kWh 当り約 4 ミリムス/kWh となる。

(10) 電気料金収入

発電量より loss を差し引いた残りを売電量とした。なお電気料金は平均 37 ミリムス/kWh とした。なお参考のため料金単価 30 ミリムスについても試算を行った。

(11) 算定の期間

1980 年に投資が開始され 1998 年に 1 号機の寿命がくるので 1980 年頭初より 1998 年までについて IRR を算定した。

4-3-2 発電量, 売電量および電気料金収入

表 4-16 に発電量, 売電量並びに 30 ミリムス/kWh, 37 ミリムス/kWh の電気料金収入を掲げた。

表 4-16

年 度	発 電 量	売 電 量	電 気 料 金 収 入 10 ³ スーダン・ポンド	
	10 ⁶ kWh	10 ⁶ kWh	30 ミリムス/kWh	37 ミリムス/kWh
1980	0	0		
81	0	0		
82	0	0		
83	0	0		
84	158	145	4,350	5,365
85	315	290	8,700	10,730
86	473	435	13,050	16,095
87	630	580	17,400	21,460
88	630	580	17,400	21,460
89	630	580	17,400	21,460
90	630	580	17,400	21,460
91	630	580	17,400	21,460
92	630	580	17,400	21,460
93	630	580	17,400	21,460
94	630	580	17,400	21,460
95	630	580	17,400	21,460
96	630	580	17,400	21,460
97	630	580	17,400	21,460
98	630	580	17,400	21,460

4-3-3 年別投資額

Power Ⅲ 計画報告書に発電所および関連変電所の(6-15, 6-16)それをそのまま採用したが、これには外貨税25%および輸入税25%を含んでいるので、(i)両税金込み(ii)輸入税のみ含む(iii)両税とも含まぬ、さらには(iv)税を含まずしかも建設費が入札であるため10%低くなった場合を想定した。そのそれぞれを表4-17に掲げた。

表 4-17

年度	投資額 10 ³ スーダン・ポンド				支出額 10 ³ スーダン・ポンド			
	両税込み	輸入税のみ	無税	10%引き	運転及び修繕費	配電費及びその他経費	燃料費	計
1980	1,520	1,305	1,030	927				
81	7,048	5,971	4,894	4,404				
82	16,367	13,936	12,090	10,881				
83	18,391	15,661	12,973	11,676				
84	16,825	14,064	11,740	10,566	314	628	1,975	2,917
85	11,622	9,989	8,356	7,520	560	1,256	3,938	5,754
86	3,639	3,180	2,721	2,449	806	1,884	5,913	8,603
87	535	457	379	341	1,052	2,512	7,875	11,439
88	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
89	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
90	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
91	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
92	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
93	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
94	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
95	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
96	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
97	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
98	0	0	0	0	1,052	2,512	7,875	11,439
残存	21,257	14,156	11,205	10,085	1,052	2,512	7,875	11,439

4-3-4 年間経費

年間経費としては運転費(人件費を含む)、修繕費、配電費およびその他経費、および燃料費の合計とし、表4-17にその算定額を掲げた。

4-3-5 IRR 値

上記のデータに基づき IRR の計算を行った。

- 1) 外貨税および輸入税また 25% 徴収された場合および電気料金 37 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 8.42\%$$

- 2) 借款による建設であるため外貨税は徴収されぬとして 25% の輸入税のみ徴収される場合、電気料金 37 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 10.7\%$$

- 3) 輸入税および外貨税ともに徴収されぬ場合、電気料金は 37 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 13.1\%$$

- 4) 輸入税および外貨税ともに徴収されず電気料金 30 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 10.1\%$$

- 5) 両税ともに徴収されずさらに建設費を 10% 引きとし電気料金 37 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 14.9\%$$

- 6) 両税ともに徴収されず、電気料金 30 ミリムス/kWh とした場合、

$$IRR = 11.6\%$$

これをまとめると、

投 資	外貨税・輸入税のみ	輸入税	無		無	税
	50%	25%			建設費	10%引き
kWh 電 気 料 金	37 ミリムス	37 ミリムス	30 ミリムス	37 ミリムス	30 ミリムス	37 ミリムス
I R R (%)	8.4	10.7	10.1	13.1	11.6	14.9

建設費は Power III 計画報告書通りとして、電気料金 37 ミリムスとした場合の IRR 13.1% をこの場合の IRR の基準として考えてゆきたい。

その理由は建設費の見積りについてはコンサルタントは現行価格を基準として計算したといっているもののやはり 1983 年～1986 年の物価を勘案して見積っているものと思われる。

1975 年に作製した Power II 計画世銀レポートの見積りによればロゼイレス第 4 水車発電機本体の価格が無税で 1,321,000 スーダン・ポンドであるのに対し、今回のレポートでは同出力の水車発電機がやはり無税で 3,500,000 スーダン・ポンドと約 2.6 倍となっている。スーダン・ポンドの対外価値が若干下がったということは想像できるが、それにしても僅か 3～4 年の間に 2.6 倍となることは肯けない。その他の機器の価格についても大同小異であり、コンサルタン

トが意識的に1983年以降の物価を考慮して算定したものと思われる。従って算定に当っては電力料金もそれに見合った額として50%アップの37ミリムス/kWhとしたものである。

4-4 料金制度と収益の検討

4-4-1 料金制度

現在の料金制度は需要種別、季節別、使用段階別等により料金を異にし複雑であり、かつ農業用産業用は一般家庭用比べて格別に割安となっている。

これは供給方法の相違による、供給原価面からの料金格差、農業、鉱工業振興のための政策料金の採用等によるものと考えられる。

現段階においては産業の発展と民生の安定のためある程度の政策的な料金制度もやむを得ないと思われるが、電力に対する国の財政援助あるいは産業に対する助成措置等により需要者間の負担均衡のとれた簡明な料金体形の検討を進める必要がある。

また季節的な湯水期料金等については、水力への依存度が大きく全体の電源不足の現状から止むを得ないと思われるが、Power III 計画が進展し電力網内の電力需給が安定することにより季節料金制度は自ら解消されるものと思われる。

4-4-2 収益の検討

Power III 計画の進展に伴い供給力が充実し潜在需要の開拓、地域生産性の発展、並びに生活水準の向上等により、安定した料金収入が期待でき収益改善に寄与するものと考えられる。

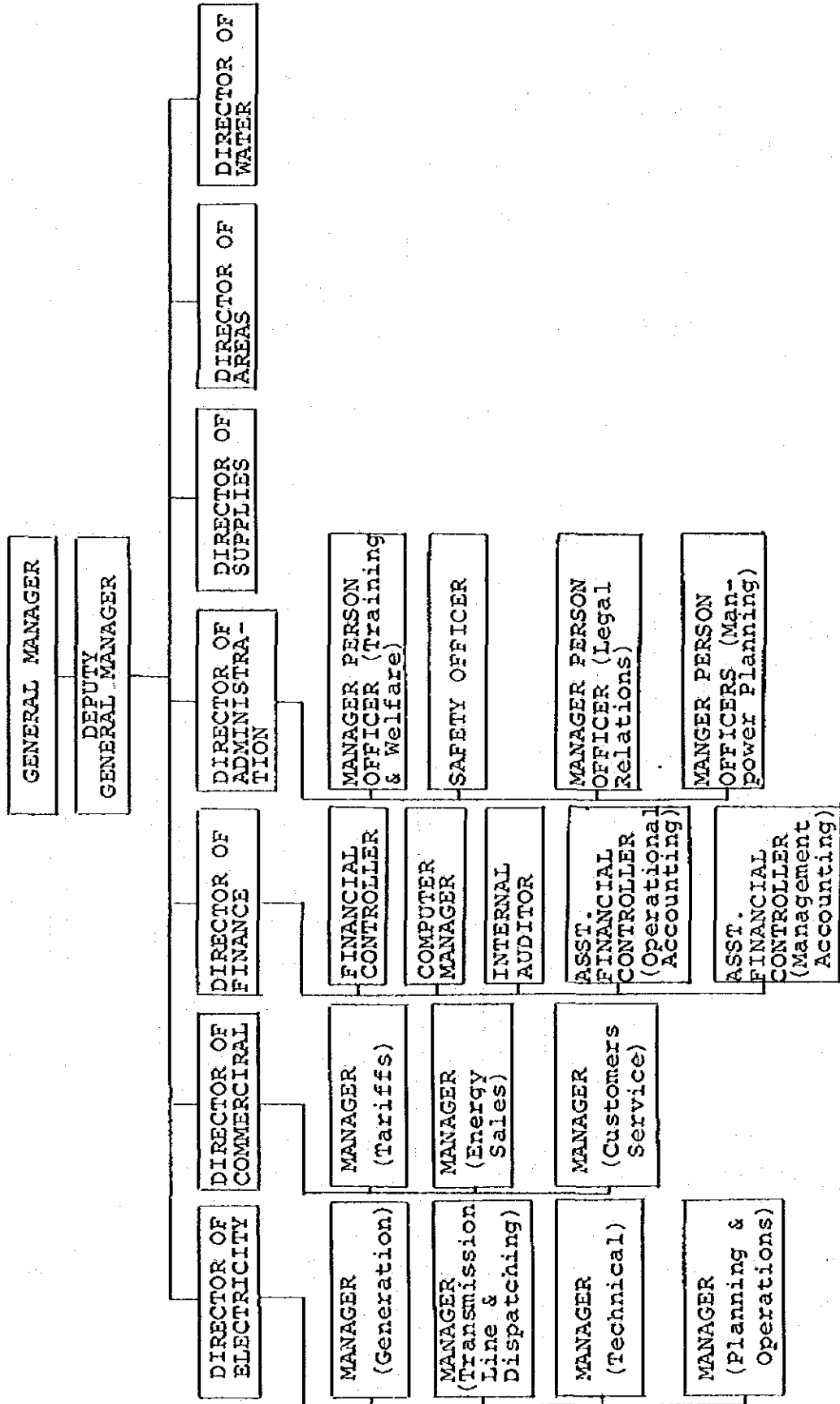
なお汽力発電所の運転費を下げるには何よりも燃料費の軽減が必要である。そのためには今後良質安価な燃料の確保とその輸送手段についての研究が必要である。

第5節 実施機関の案件の遂行能力

5-1 電力に関連する機関の組織図

スーダンの電力に関する機関は、政府に直結する電力、水道公社PEWC(Public Electricity and Water Corporation)であり、国全体の公共電力および水道事業を担当している。その組織図は別図4-12に示す通りである。

図 4-12 PEWC の組織



(出所) : PEWC

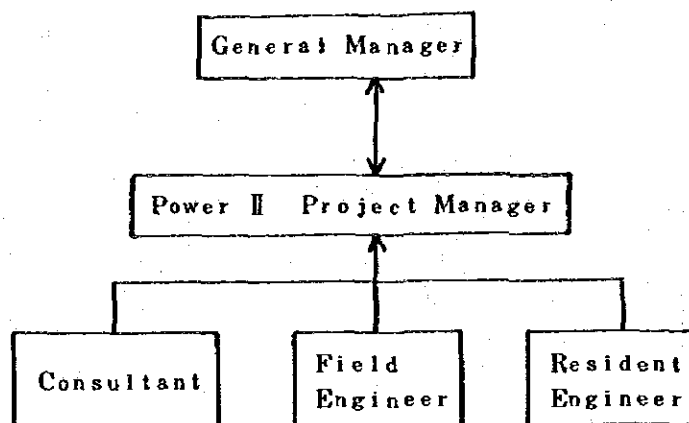
5-2 各分野のエンジニアの数と資格

図4-12に示す組織図の電気技術部門をさらに分析すると図4-13の通りとなる。要約すれば、資格とエンジニアの数は次の通りである。

Manager	4名
Assistant Manager	7名
Chief Engineer	8名
Senior Engineer	29名
Assistant Senior Engineer	190名

5-3 案件実施の場合の組織内の分担と仕事の流れ

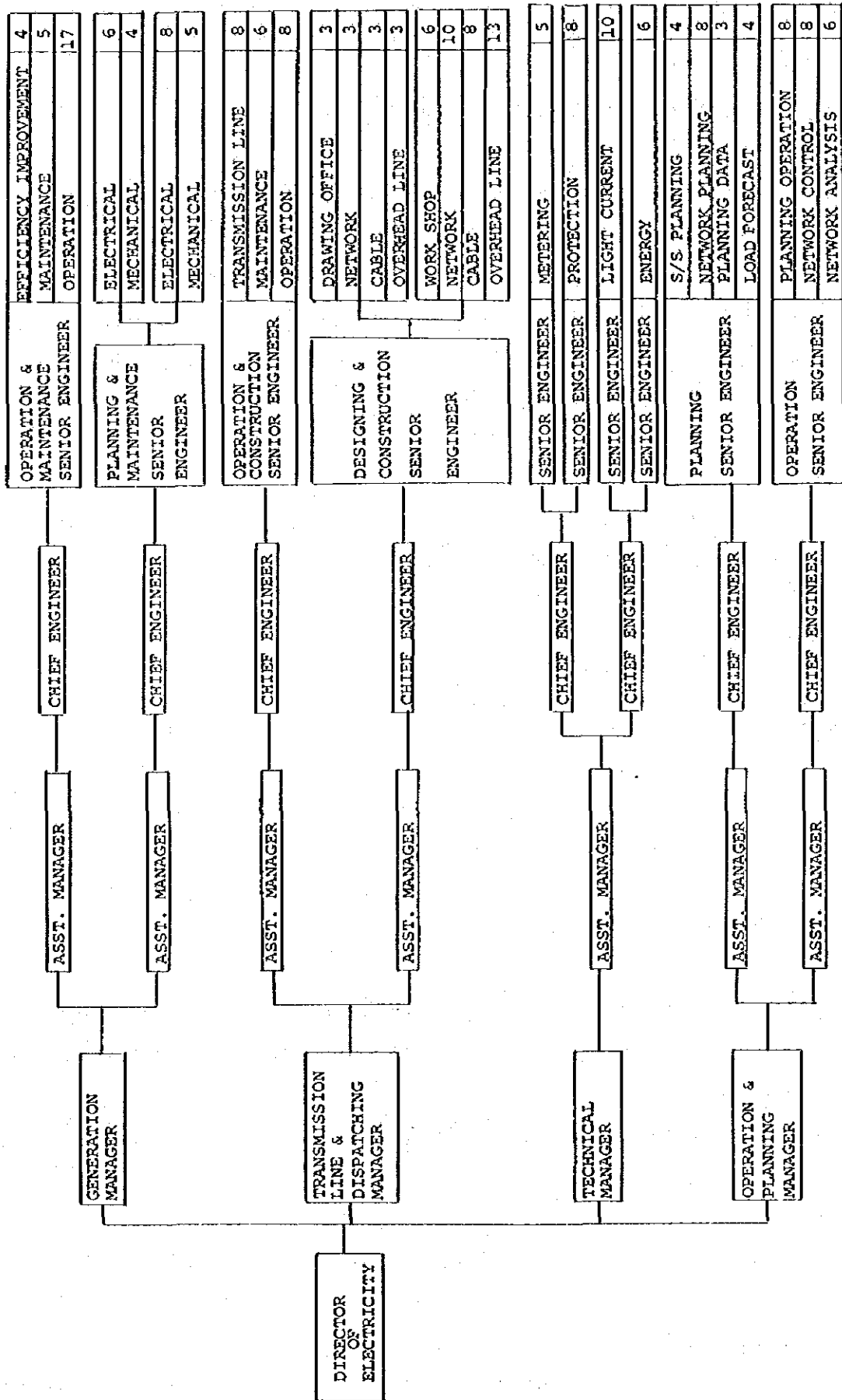
PEWCは前述の通り資格を持った多数の電気エンジニアを持っている。しかしマネジメントについては、効率的に実施するには経験不足と見受けられる。案件実施の場合、かなり広い分野の工事管理、調整工程管理等をPEWCのコンサルタントに依頼しており、PEWC単独で案件を進める事はこれまでの経験から困難と考える。因みにPower III計画においては次のようなフローチャートで施工された。



5-4 業務実績

PEWC独自のエンジニアのみによって案件を実施した実績はなく、殆どの案件実施に際しての業務を外国のコンサルタントに依頼している。

図 4-13 PEWC 電力部門組織



注：右端の数値は ASSISTANT SENIOR ENGINEER の数を示す。

第 6 節 案件の評価とまとめ

6-1 案件の進捗状況と日本の援助の範囲

Power III 計画報告書による電源開発計画の工程は、計画されて約 1 年後の現在で、全体的に約 10～20 カ月遅れている事が今回の調査で判明した。

このままの状態が続くと、スーダンの掲げている経済 6 カ年計画の遂行に大きく支障を与える事となる。その 1 つの大きな要因は資金調達にあるが、世銀も北ハルツーム発電所以外の計画については資金調達の用途はつけており、特に北ハルツーム発電所については日本の協力を期待している。

なお世銀は 8 月頃までに Power III 計画全体の資金調達先を決定し理事会で発表したいと考えている。

従って日本が協力すべき Power III 計画の中での案件は北ハルツーム発電所であり、早急に着手しスーダンの経済発展のために援助すべきであると考ええる。

6-2 代替案の可能性

Power III 計画による北ハルツーム汽力発電所の代替案として、ポーツスーダンに同規模の汽力発電所を建設し、ポーツスーダン～北ハルツーム間を約 800 km の長距離送電線で結ぶ方式を検討した結果、経済性並びに工期の点で原案の方がはるかに優位であり、電力需要の中心地である北ハルツームにベース火力発電所を設置する方式が最適である。

6-3 北ハルツーム発電所の内容について

本調査団は、新設予定の北ハルツーム汽力発電所計画を重点に現地調査並びに PEWC との打合せ等を行った結果、同発電所の立地点、容量等基本的な事項については本計画は必要かつ適切なものと思慮される。

しかし特に次の事項についてはさらに綿密な調査、比較検討を行う必要があると判断される。

冷却方式

コンデンサー冷却にナイル川の水を使用するか、冷却塔方式にするかは経済上、運転保守上非常に大きい問題でありナイルの川の変位対策、含有物の実態と除却方法等詳細な調査検討を行い経済的かつ信頼度の高い冷却方式を選定する必要がある。

燃料の選定と輸送

燃料油をポーツスーダンからの遠距離輸送に頼らざるを得ないスーダンの実態からみて汽力発電所にとって燃料油の選定、輸送方法は極めて重要な問題であり、さらに慎重な検討を要すると

考える。

重量機器の輸送

上記と同様に重量物の長距離輸送に十分留意する必要がある。

6-4 北ハルツーム火力発電所の採算性

調査団は当ハルツーム火力発電所の採算性についてIRR法により検討した。

この案件の採算限界として12%以上のIRRであれば企業として有効と考えられるが、調査団の検討では13.1%である。

ゆえに北ハルツーム火力発電所の建設は採算性に疑懼はないと判定する。

— 調査団員リスト —

久保田	機	外務省経済協力局開発協力課長
縣	義孝	国際協力事業団総合工業計画調査部次長
三橋	郁雄	外務省経済協力局開発協力課
広田	博士	通商産業省通商政策局経済協力部技術協力課
和泉	武	海外経済協力基金調査開発部開発第2課長
秀島	敬一郎	(財)国際開発センター主任研究員
友近	吉郎	小野田エンジニアリング(株)エンジニアリング部次長
阿部	賢一郎	日立セメント(株)技術室
大藤	紘	東電設計(株)電気本部2部課長
秋元	勉	東電設計(株)火力本部2部課長

JICA