

国際協力事業団
ナミビア共和国
鉱山エネルギー省

No. 5

ナミビア共和国

全国電力開発計画調査

報告書

要約

1998年9月

JICA LIBRARY



J 1146288(4)

株式会社EPDCインターナショナル
八千代エンジニアリング株式会社

2
3
N
LIBRARY

鉱調資
JR
98-157



1146288 [4]

国際協力事業団
ナミビア共和国
鉱山エネルギー省

ナミビア共和国
全国電力開発計画調査

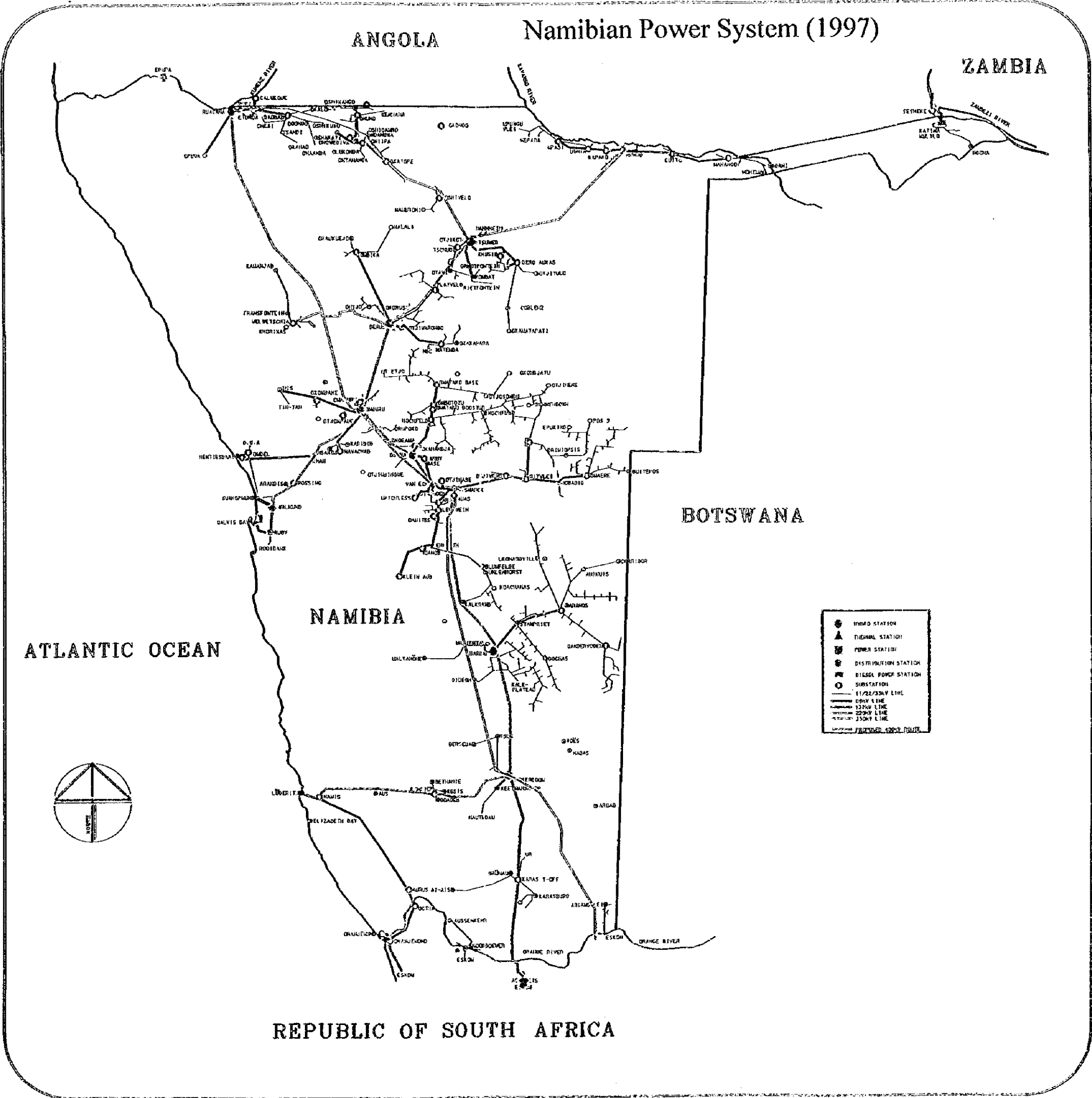
報告書

要約

1998年9月

株式会社EPDCインターナショナル
八千代エンジニアリング株式会社

Namibian Power System (1997)



ANGOLA

ZAMBIA

BOTSWANA

ATLANTIC OCEAN

NAMIBIA

REPUBLIC OF SOUTH AFRICA



Windhoek(Capital)

Right: City office



**Non-Electricity Village
(Oshakati)**

- Conventional Residents -

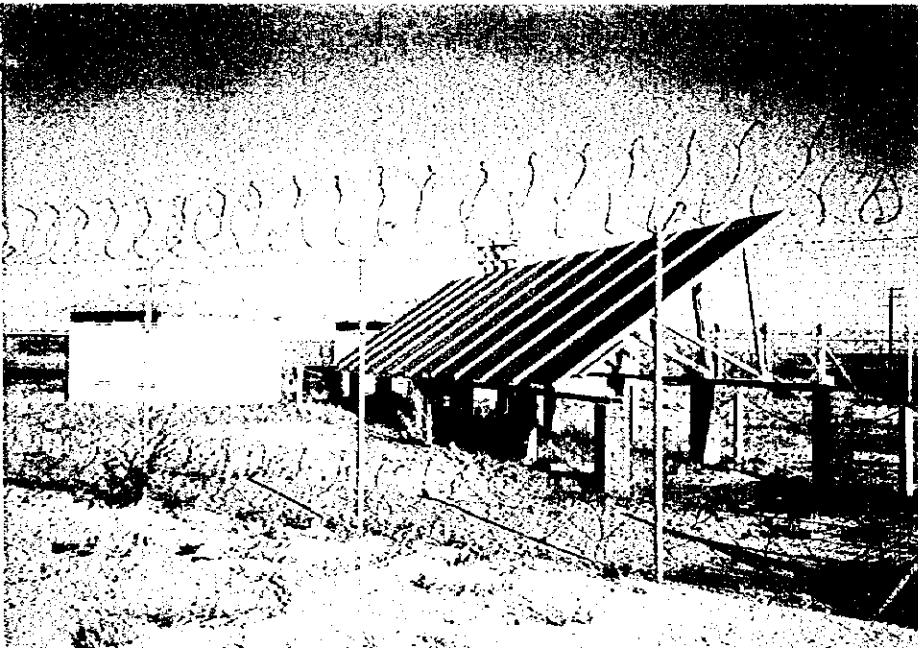


**Non-Electricity Village
(Oshakati)**

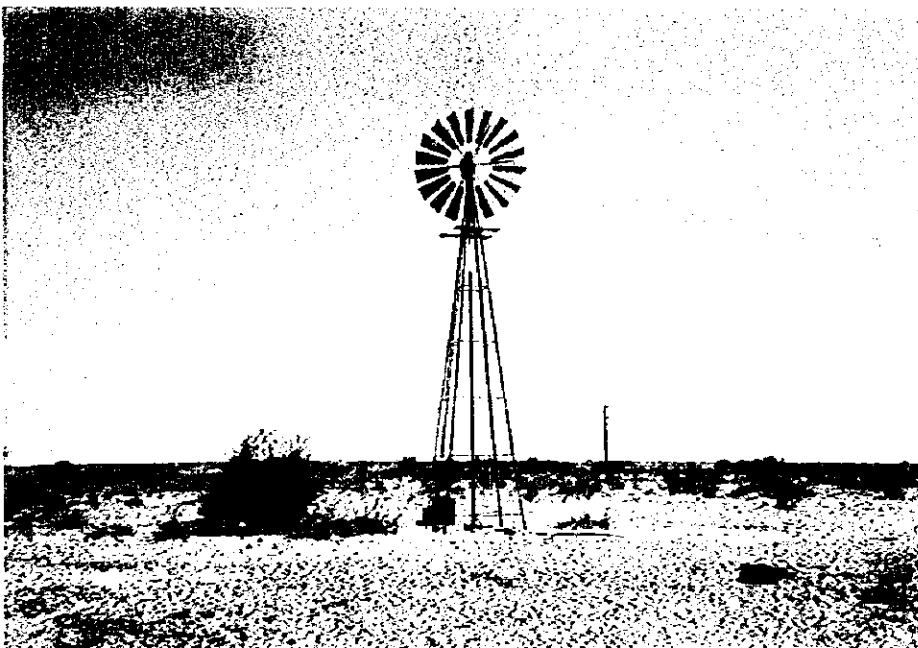
- Traditional dwellings -



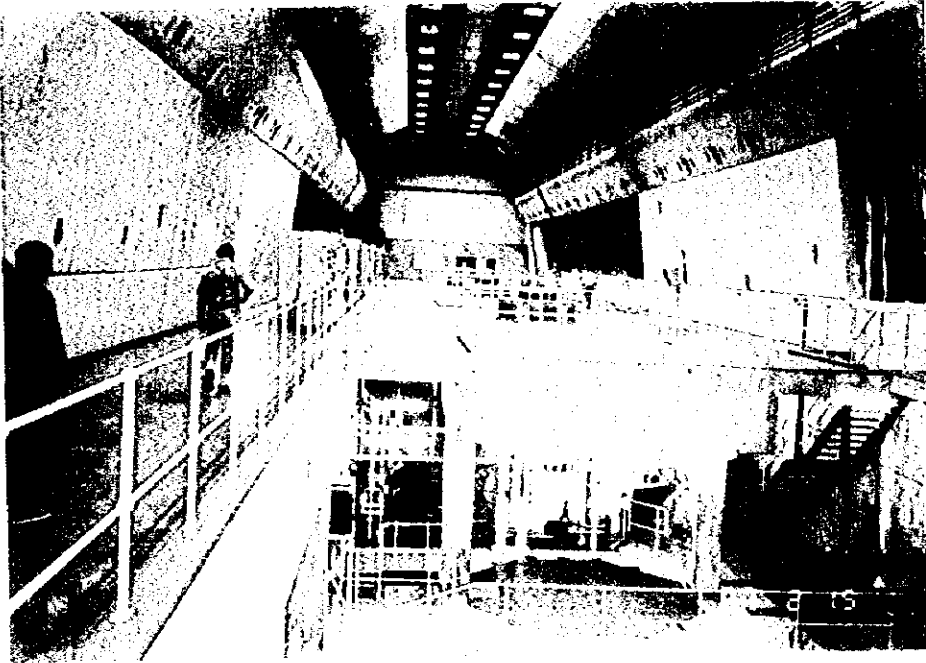
**11kV Line
(Ondangwa)**



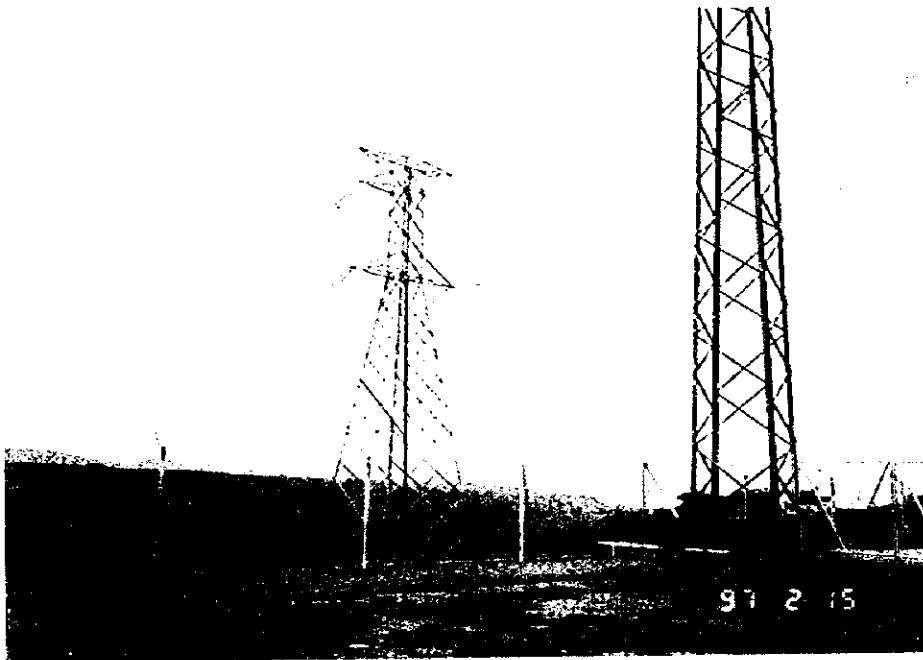
**P.V System for
Communications
(Mariental)**



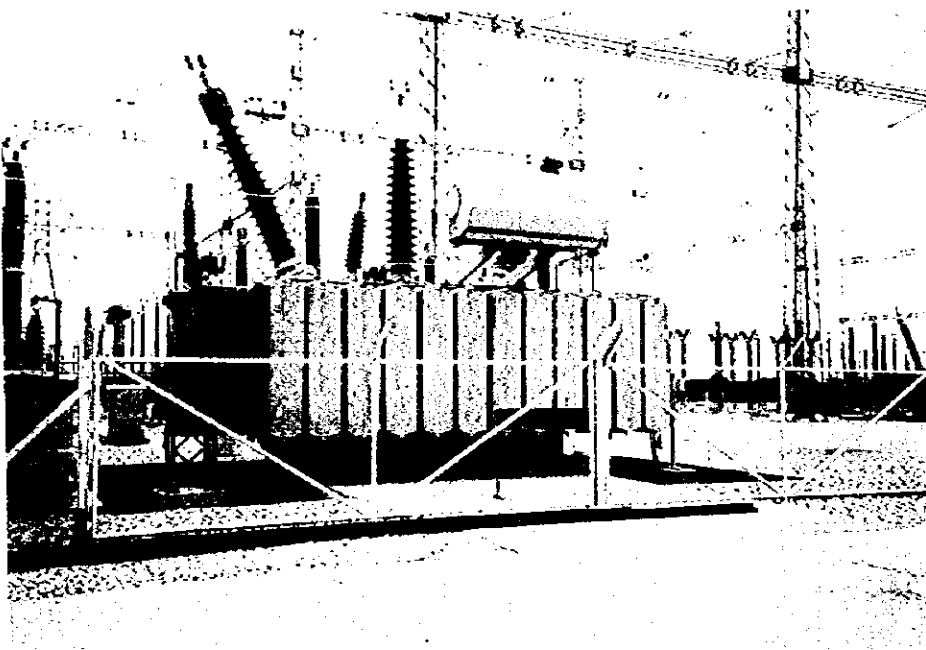
**Water Pump with
Wind Power
(Tses)**



**Ruacana Hydro
Power Plant
Output: 240MW
(3×80MW)**



**330kV Line
(Ruacan –
Omburu)**



**Omburu 330/220kV
Substation
Trans. 2×315MVA**

要 約

【調査の背景】

ナミビア共和国は、比較的雨に恵まれた北部で年平均降水量は 500mm であるが、降雨は 12 月から 3 月に集中し乾期は長く厳しい。唯一の Ruacana 水力発電所は水源ダムがアンゴラ内戦で破壊されたままで水量の調整ができず、フル運転できるのは年間 2,000 時間程度に過ぎず、全く発電できない期間がある。

また、ナミビアは天然ガス等のエネルギー資源のポテンシャルが高いにも拘わらず、開発が進んでいない。南アフリカよりの輸入発電燃料（石炭、ディーゼル油）はコストが非常に高く、火力発電所の運転をできるだけ押さえている。

このような状況下で南アフリカからの電力輸入が増え、全国需要電力量の 50%を超えるに至った。ナミビア政府は短期的には南アフリカからの電力輸入増で対応し、長期的には増大する電力需要に対し自給可能な構造にする計画である。

かかる背景を下にして、ナミビア政府は 1995 年 2 月、我が国政府に対しナミビアにおける電力マスタープランの策定を目的とした全国電力開発計画調査の実施を要請した。

国際協力事業団(JICA)は、本件要請を受けて 1996 年 10 月予備調査団を派遣し、ナミビア側と協議の上本格調査団の派遣を決めた。

【調査の実施】

調査は 1997 年 1 月に開始され、3 年次にわたり実施され 1998 年 9 月に終了した。この間 4 次にわたり現地調査を実施し、現地踏査、資料収集、調査の説明・協議、技術移転セミナー等を実施した。

【ナミビアの一般事情】

ドイツ、英国、南アフリカによる 106 年間の支配の後、1990 年 3 月 21 日ナミビア共和国が誕生した。

ナミビアはサハラ砂漠の南に 824,295km² の国土を有する民主共和国である。気候は半乾燥気候であり雨量は安定しない。

人口は約 170 万人（1997 年）で、人口増加率は年 3.1%である。都市部への人口集中がここ数年進んでいる。ほとんどの都市は年間 5~6%の人口増加率を記録している。

ナミビアは自由経済の国で、輸出入への依存が非常に大きい。特に南アフリカへの依存が大きく、南アフリカからの輸入額は全体の85%を占める。国民一人当たりのGDPは1996年にはN\$8,500 (US\$1,800)であった。福祉は平等ではなく、貧富の格差が大きい。人口の約半分は月収がN\$500以下の貧困層である。これらの貧困層は地方、特に北部に多い。

近年のGDPの年平均成長率は実質ベースで4.3%(1986年)、3.2%(1987年)、0.2%(1988年)、1.9%(1989年)と推移してきている。そして1990～1996年の成長率は年平均で4.2%を達成している。ただし、1993年のマイナス2%は1992/93年の旱魃、ウランとダイヤモンドの市場価格の下落の影響を受けて厳しかった。1996年の年成長率が3%と低かったのは二次産業、特に製造業の低迷によるものであった。1980～1996年の16年間のGDPの年平均成長率は1.9%であった。

【社会分析】

ナミビアは南アフリカと同様アパルトヘイトの負の遺産に直面しており、次のように極端な対照をもった経済状況を呈している。

- 国民の中の極めて限られた人々にだけ雇用を与えている近代的な産業セクターと伝統的な自給型の農業セクターを基調にした二重構造体制
- 経済は天然資源開発のセクターに依存しているが、資本集約型産業のため雇用の増大や国民の所得格差の是正に貢献していない。
- 経済資源の配分については、富裕な少数グループと貧困ライン以下にある大多数の国民との間に大きな格差がある。

ナミビアの経済構造の際立った特徴は、政府支出がGDPの40%も占めるということである。これは新しい民主的な憲法に沿って政府を建て直し組織化する必要があるためである。

ナミビア国民の間のねじれた経済資源の配分についてUN Missionの調査(1989年)がある。国民を3つのグループ即ち(a)白人、(b)近代経済に支えられた非白人、(c)伝統的な経済に支えられた非白人に分類している(Table 3.1)。

Table 3.1 Population and GDP disaggregated by three population groups

	Whites	Non-whites supported by modern economy	Non-whites supported by traditional economy	All groups
Percentage of population, %	5.1	40.0	54.9	100
Distribution of GDP, %	71.2	25.4	3.4	100
Per capita GDP, N\$	32,919	1,500	145	2,360

ナミビアでは一人当たりの GDP に経済の二重構造の影響が強く現れている。ナミビアには2つの異なった経済が存在する。一方には生産プロセスおよび生活において高度な技能と技術を駆使する近代的グループが存在し、他方には伝統的な手法に基づいた農業を営む伝統的な人口グループがある。これらの2つのグループを混合した形の平均的な一人当たりの GDP は、両者の大きな格差を覆い隠すことになるので誤りを導くことになる。

人口比率では 5.3%の高額所得者が、全世帯所得の 50%以上を占めている。残り 94.7%の人々は全世帯所得の 48%を有するに過ぎない。年間平均個人所得は裕福グループで N\$29,000 であり、その他のグループは約 N\$1,500 である。

個人所得は都市と地方で格差が大きく、最高レベルの Khomas region では年平均 N\$10,000、北部では N\$9,000 ~ 2,000 である。一般的に地方および北部の経済レベルは低い。

Rural household 用エネルギー供給に係わる問題点として次のことがあげられる。

- 薪を調達するための家族労働、特に女性および子供に及ぼす過重労働
- 家庭用必需品の不備がもたらす社会的発展の阻害
- 拡大を続ける薪消費が引き起こす自然破壊と環境へのインパクト
- 貧困と行政面の支援不足が代替エネルギーへのアクセスを阻害

現在進行中の地方電化は社会公共施設の開発に重点をおいたものであり、実質的には一種の都市開発であるが、これも一巡し Rural household の電化へ移りつつある。国民の約半数は月間の所得が N\$500 以下の貧困層であり、大多数が地方に居住しているので、地方電化は逐次この層に及びつつある。

折角電化しても料金を支払う余裕がないので生活改善に十分活用できない層のために、大きくは経済的不平等の是正のために、さらには自然破壊の抑制のために無料または低額の電力料金などの有効な方法を考えなければならない。

[電力システムの現状]

国営電力企業 NamPower は国全体の発電、送電および配電の一部に対し責任を負っている。配電のシステムは複雑であるが、Urban area および一部町村には Local authority が、Rural area へは MRLGH が、北部の 7 Regions へは民間の Northern Electricity が配電を行っている。鉱山などの大口需要家、Rural area にある Commercial farms、政府施設等には NamPower が直接供給している (Figure 4.1)。

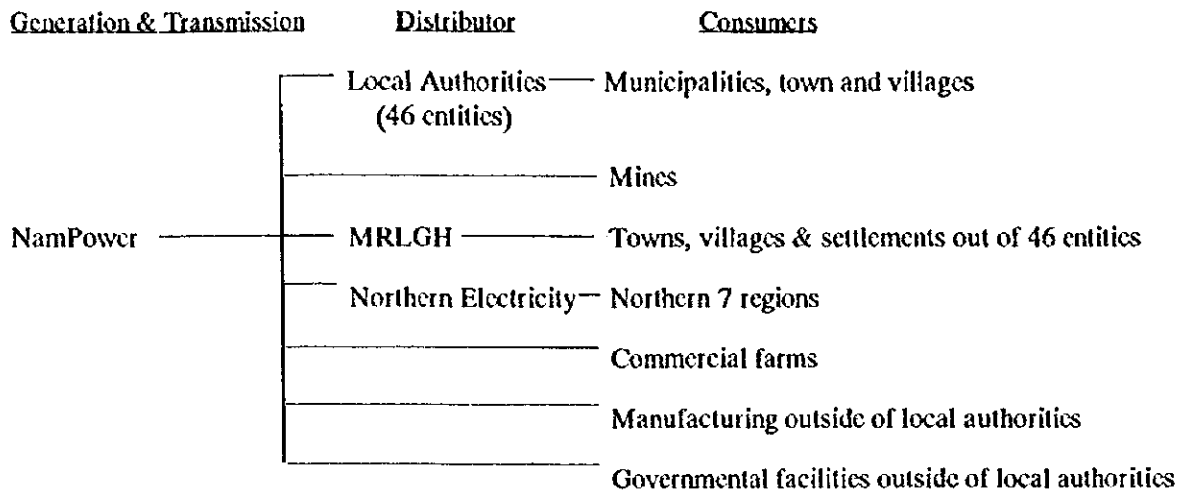


Figure 4.1 Electricity Supply System

NamPower が系統に供給できる容量は、南アフリカ連系送電線を含め現在 584MW である。

Ruacana 水力発電所	240MW
Van Eck 石炭火力発電所	120MW
Paratus ディーゼル発電所	24MW
南アフリカ連系線 220KV	200MW

単独系統として Katima Mulilo ディーゼル発電所(3MW)がある。

系統のピーク・ロードは 1997 年 7 月の 326.6MW で、このときの輸入ピーク・ロードは 259.6MW、ピーク・ロードの 79%であった。

NamPower は急増する需要に対処するため、南アフリカからの輸入ルートの増強策として 400kV 連系線の工事を実施中である。送電線の工事は 2 期に分けて実施される。ナミビア側における第 1 期工事は、国境から Kokerboom までの送電線の建設と Kokerboom 変電所の増設で、1999 年 5 月竣工の予定である。第 2 期工事は、Kokerboom から Auas までの送電線と Auas 変電所の建設で、2000 年 5 月竣工の予定である (Figure 4.10)。

Eskom と NamPower との電力購入契約は South African Power Pool の原則に基づいた 10 年契約であり、1995 年 9 月 11 日にスタートした。料金は次の 3 つのコンポーネントを含んでいる。料金は南アフリカの生産物価指数に従ってエスカレートすることになっている。本料金は 1995 年価格である。

The total power supply capacity of NamPower grid at present is 584MW including South Africa interconnector.

Ruacana hydro electric power plant	240MW
Van Eck thermal power plant	120MW
Paratus diesel power plant	24MW
South Africa interconnector	200MW
In an isolated system Katima Mulilo diesel power plant (3MW)	

The system peak load on the grid was 326.6MW for July 1997, when peak load from Eskom was 259.6MW (79% of the system peak load).

To meet a rapid growing demand in the country NamPower is constructing a new 400kV interconnector for strengthening the trunk line to import power from RSA. The first stage of construction, incorporating construction of the line from Aries to Kokerboom and the extension of Kokerboom substation, should be completed by May 1999. The second stage, comprising the construction of Auas substation and the line from Kokerboom to Auas, is expected to be completed by May 2000. (Refer to Figure 4.10)

The power purchase agreement between Eskom and NamPower is a ten year contract based on South African Power Pool principle and has started 11 September 1995. The tariff includes the following three component:

Firm Power	7.56 Rand/kW/week
System Energy	4.2 cent/kWh
Firm Energy	4.02 cent /kWh
Firm Power	$= P_{\text{peak}} - P_{\text{hydro}} - P_{\text{therm}}$

The prices of imported power varies between 4.98 Nc/kWh and 8.28 Nc/kWh depending on the amount of power import and availability of surplus energy in the Eskom system.

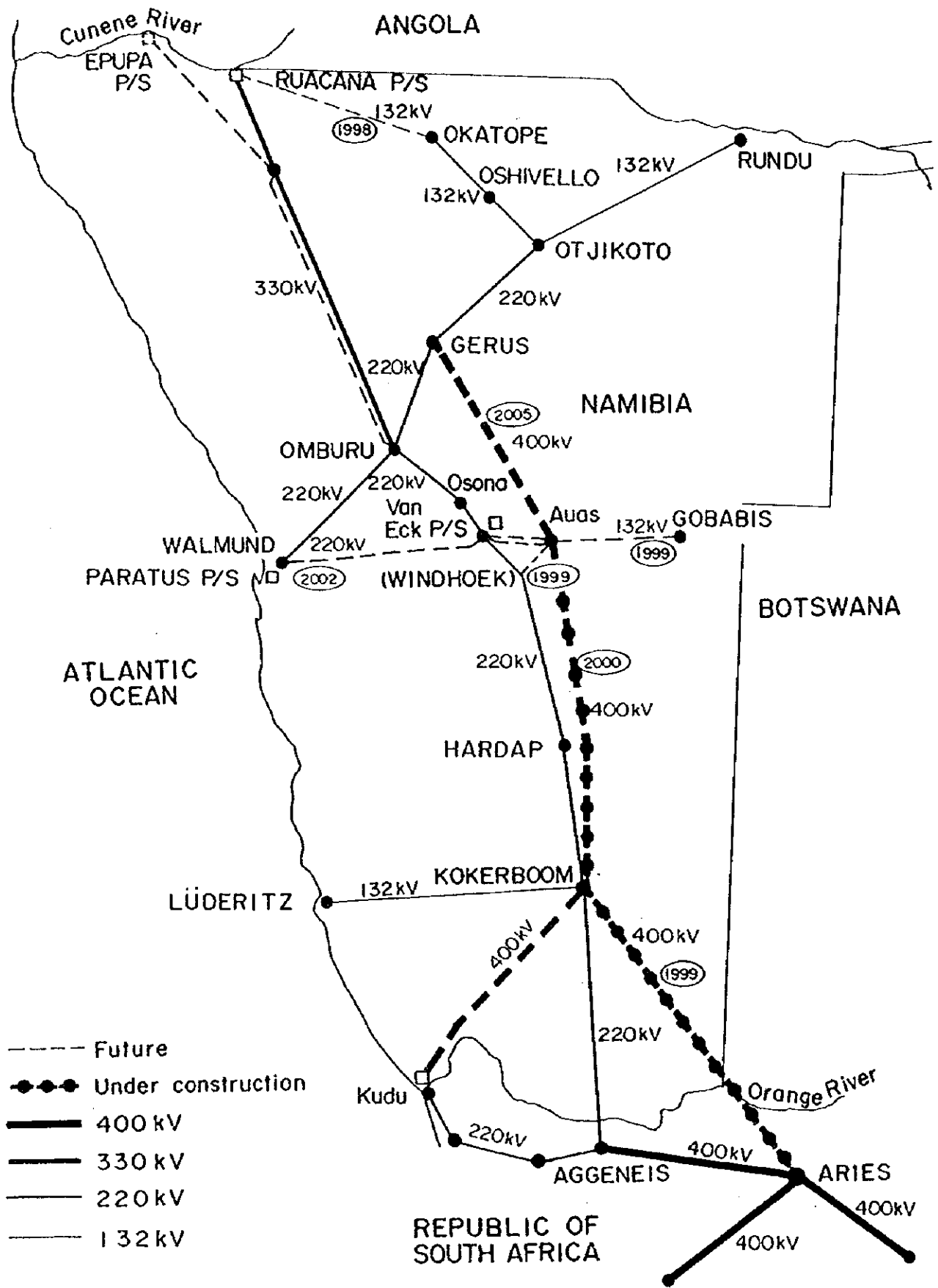


Figure 4.10 TRANSMISSION EXPANSION PLAN (1996-2010)

[組織・制度]

ナミビアの政府組織は大統領の下に 20 の省と 2 つの室から構成され、電力の供給に直接関係する省は MME(Ministry of Mines and Energy)と MRLGH(Ministry of Regional, Local Government and Housing)である。

MME は資源とエネルギーを所管する省であり、1995 年に策定された第 1 次国家開発計画 (NDP-1)の中で目標とされている電力の自給、地方電化を含めた電力開発マスタープラン策定の推進役である。

MRLGH は地方政府とのコーディネーション、統制監督を行う省で地方の開発計画と深く関わりを持っており、地方電化に関しては電化工事後の配電線の保守管理、料金徴収を受け持っている。

NamPower は政府 100%出資のナミビア唯一の電気事業者である。従業員は 817 名(1997 年 10 月現在)、全体として技術レベルは高く、経営は健全で堅実である。

Northern Electricity は 1996 年 12 月に設立された民間配電会社である。北部の 7 つの Region で既設の配電設備を政府からリースし、1997 年 3 月から本格的に配電事業を行っている。従業員は 56 名(1998 年 1 月現在)、5 か所に Service center を設け、Customer service に努めている。

Northern Electricity は全国に先駆けて、この地方の電化を促進するため 1Nc/kWh の Electrification Surcharge を、また地域社会のインフラ開発に貢献するため 1.1Nc/kWh の Community Development Fund を政府の認可を得て徴収している。

MME では新電気事業法施行のための準備を取り進めている。新法は Electricity Control Board を設立し、電気事業の監督調整を行い効率的な電力の供給を確保しようとするものである。また、Electricity Control Board は地方電化促進のため Rural Electrification Fund を設けることができるとなっている。

[電力需要予測]

本需要予測は 1997 年から 2020 年までをカバーする。これは基本的には大口電力ユーザー (LPU)に対する予測と、小口電力ユーザー (SPU)に対する予測から成っている。最大需要予測は最終的には LPU と SPU の予測の合計に基づいて算出された。

電力は、1996 年にナミビアで消費された最終全エネルギーの 14%を構成すると想定される。液体燃料に対するこの数字は 62%、一方石炭は 4%、薪と糞は 20%であった。

Local Authority は最大のカテゴリーであり、1996 年ナミビアにおける電力の約 56%を消費した。この消費は過去 16 年間に年率 7%で増加した。予測においてはナミビアの歴史、経済構造や需要実績も考察した。

(大口電力ユーザーエネルギー予測)

大口電力ユーザーカテゴリーは Municipality、鉱山、産業、政府、政府系施設、大規模揚水を含む。1980 年から 1996 年までの歴史的時系列データが使用された。電力マーケットを異なった均質エンドユーザーか、サブセクターか、個々の主要顧客かに分解する セクター別モデル が使用された。

これらのカテゴリーについての情報をできるだけ多く集めた。サイト訪問、色々な組織の人との会合やインタビューにより情報を集めた。主要な顧客により記入された質問票の情報と、色々なレポート、出版物、雑誌、新聞も同様に使用された。予測は主として各異なったセクター、サブセクター、個々の顧客についての知識、理解を中心になされた。過去の成長パターンや傾向、外部変数との相関関係に関し、各々に対して分析がなされた。可能性のある将来の拡張、開発或いは傾向もまた考慮された。ナミビアにおいて、可能性のある種々のプロジェクトが投資家により以前から調査が行われ、現在も行われている。これらのプロジェクトの多くは相当な電力を必要とする。個々の主要顧客の意見と同時に幾つかの組織からの情報も考慮された。

周辺の不確実性の結果として 3 種類の予測を開発した、即ち高、中間、低成長予測である。高成長予測は 1997 年から 2000 年の間の平均として年間経済成長率約 5%に基づいており、現在計画されている確からしい新プロジェクトを含む。中間成長予測は年率約 3%の穏やかな経済成長に基づき、承認された既知のプロジェクトのほとんどすべてを含む。ナミビアの経済成長率は過去 7 年間の平均が 3.6%である。低成長予測は 2020 年まで年平均 2%の経済成長率を示す。

(小口電力ユーザーエネルギー予測)

小口電力ユーザー予測は公認された Municipality と Town の外にあるすべての小規模顧客を含む。これらは Rural household、Rural social service and business と Commercial farm から成る。予測は MME の要請により Regional basis で、また 3 つの経済成長に対して実施した。

使用された予測法は次のステップを含む。

- (1) 顧客分類—すべての地方の顧客は同様の需要と消費特性をもったクラスごとにグループ化する。分類は 1991 Population Census、1994 NHIES Survey、NamPower と Northern Electricity からの消費量に基づいた。確認されたクラスは Village Households、

Dispersed Households、 Clinics & Health Care、 School (with and without hostel)、 Government Facilities、 Shops(businesses)、 Farming (Commercial and Irrigation)である。

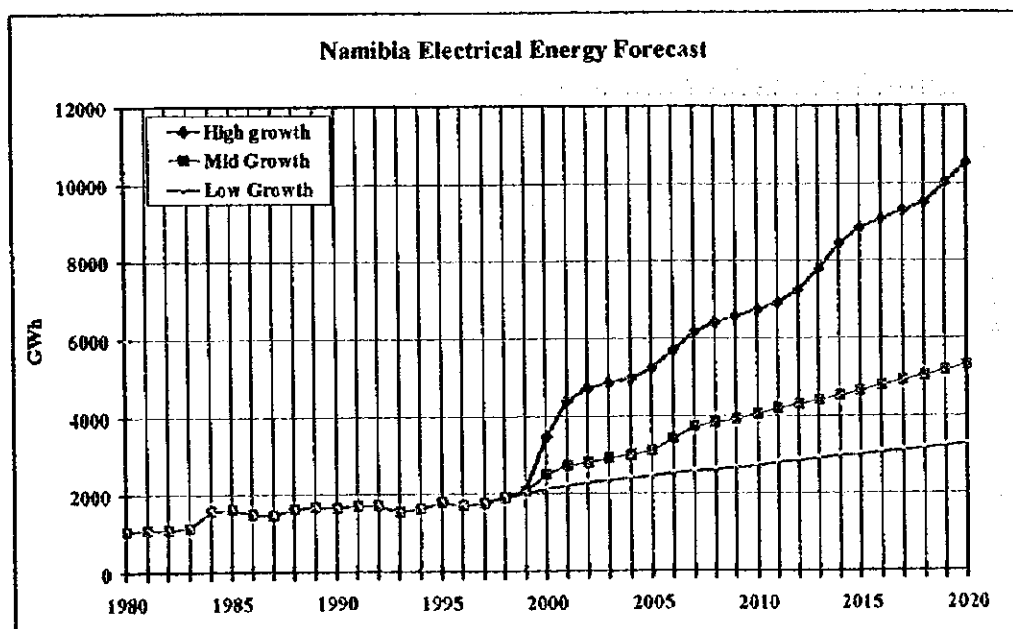
- (2) クラス別人口予測—それから各年の予期される顧客クラスごとの総人数が予測される。これは 1991 Population Census、 1994 Provisional Population Projections と他の関連文書から推論された。1997 UNDP Human Development Report から人口増加に対する AIDS のインパクトについてのデータを得た。
- (3) 電化率予測—これは電化についての優先順位、利用可能な財源についての想定をもとにした仮定の電化計画に基づいている。全電化率は GDP からの一定の拠出資金比率として年 0.2%を基にしている。顧客クラスと Region についての優先順位は MME との論議により定めた。
- (4) クラス別消費予測—各タイプの顧客の予想される消費は NamPower と Northern Electricity の実績データと、また他の開発途上国の地方電化の経験に基づいている。ナミビアにおける地方の顧客の古いデータが限られているのでこれは有用であった。

最後に各予測の結果を組み合わせ、地方の顧客の全電気エネルギー消費予測を作成した。データセットと予測モデルは Excel spreadsheet workbook として供給された。これは更新したり保守するのが容易である。

(全電気エネルギー予測)

大口電力ユーザーと小口電力ユーザーのエネルギー予測結果を組み合わせた最終結果を次に示す。

Figure 6.19 - Namibia Electrical Energy Forecast



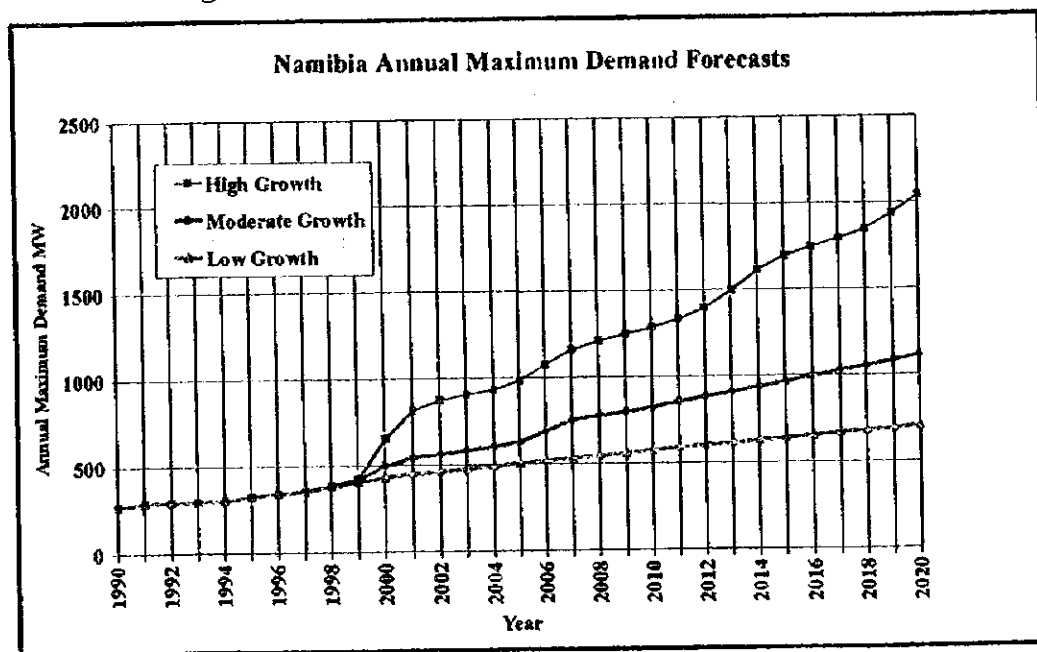
(最大需要予測)

この予測で使用された最大需要予測技術は Contribution to Load Factor (CLF)法である。この方法は最初 1969 年イギリスの CEBG により報告され、1990 年 AEIC Load Research Workshop で再発見された。この方法は、単なる外挿法や Assumed Load Factor (ALF)法に対する改善を必要としながら、複雑な End-use や集成モデルを実施する能力のない中小電力企業により使用されてきた。

CLF 法は伝統的な ALF 法や傾向外挿法よりは精度が高い、特に顧客ミックスの変化が予想されている所では然りである。ナミビアはこのケースである。この国では、経済における鉱業の相対的重要性が減少した結果として、また大都市における住宅用商業用需要に及ぼす高い都市化率のインパクトにより、ピークの立った住居および小商業負荷の割合が増加しつつある。地方電化により新たに増える需要と併せて、これはシステム負荷率の長期展開にマイナスのインパクトを持つ。これは高成長予測では鉱業負荷の増加によりある程度中和される。

最終予測結果を次に示す。

Figure 6.26 - Forecast Annual Maximum Demands



[地方電化]

1997年にはナミビアの Household の約 30%が電力の供給を受けている。都市部人口の 75%以上が電気を使用しているが、これに対し Rural area において電気を使用しているのは人口の 8-9%に過ぎないと推定される。少なくとも Rural household の 25%が 2010年までに電力系統に接続されるべしというのが政府の目標である。

MMEによる地方電化は 1991年に旧 Owambo で開始された。Okavango、ナミビア東部と南部は、ナミビア政府とノルウェー政府の共同支援により逐次拡大された。現在ナミビア西部が電化されつつある。

地方電化工事の実施において、NamPower は 2 次変電所より Bulk supply point まで 33kV 級高压フィーダーを建設し、それより先の低圧配電網の建設は MME の責任とされている。このフィーダーの建設費および保守費は受電側の負担となり、NamPower の供給電力料金に加算されている。

地方電化計画そのものは MME と NamPower の間でよく打合わせされており、両者の 2000 年までの計画の間に齟齬はない。NamPower の Commercial farming 電化計画は 1996 より 30 年以上かけて実施するものであり、MME の 2000 年以降の計画とのすりあわせが大切である。

ナミビア政府は Off-grid の住民のために 50Wp と極めて小容量であるが、Solar Home System(SHS)と呼ばれる太陽光発電システムを購入できるように Revolving fund を準備している。政府は今後 SHS の種類と台数を増やす計画である。現在、申込数が予定数を上回る状態である。システムの容量が小さいという問題はあるが高価な設備であり、Revolving fund は現実に活用されており有益であると判断される。

Dispersed community の電化に対して、太陽電池を利用した PV システム(Photovoltaic cell system)は既設配電線の延長と比較して相対的にコストが安くなるケースがあり、その境界を試算した。熱エネルギー利用を除いた最小容量 100Wp に対し、平均的には北部の Dispersed community(平均 Household 数 29)は既設配電線より 10.5km 以上離れた場合、その他の地域の Dispersed community(平均 Household 数 4)は 0.9km 以上離れた場合 PV システムが有利となる。実際上、いろいろの規模の集落が混在しており、PV システムに有利な地域を線引きすることは極めて困難である。個別のケースに当たって算定したほうがよい。

ナミビアでは風に関するデータは十分整備されておらず、極めてラフな試算を行った。風力発電コストは Walvis Bay で約 9.6USc/kWh、Lüderitz で約 6.6USc/kWh、Kudu ガス発電の両地点への到着コストの約 3 倍となる。ナミビアにおける風力発電の導入は、現在の評価では当

分の間経済的に正当化されないと思われる。ナミビアは一般的にサイクロンがなく風の穏やかな国という印象である。

[電力開発計画]

2020年までの NamPower 発電システム増設のためには実際上次の 3 Alternatives があるだけである。

- Eskom との新しい 400kV 送電連系
- Kudu ガスを使用する火力発電
- Cunene 河下流における水力発電

それぞれのテーマのもとで Least cost solution を構成するよう 5 つのシナリオを選定し、技術的・経済的評価を行った。

- Scenario A Self sufficiency - CCGT
- Scenario B Self sufficiency - Hydropower
- Scenario C Business as usual - Extended Import
- Scenario D Business as usual - CCGT
- Scenario E Business as usual - Hydropower

Self sufficiency scenario は 2010 年までにピークロードの 100%、エネルギー需要の 75% を国内電源より供給するというエネルギー政策の目標実現を図ったものである。Business as usual scenario はこの目標からは自由に、最も経済的対応を迫ったものである。

電力設備の増設は High growth case の最大需要に応じられるよう計画した。次にその一覧を示す。

Table 9.26 Summary of Additions of Supply Facilities

Scenario Year	Self Sufficiency		Business As Usual		
	A - CCGT	B - Hydro	C - Import	D - CCGT	E - Hydro
1999	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.	400kV line-1 Aries-Koker.
2000	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas	400kV line-1 Koker.-Auas
2002	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1	CCGT-1
2008		Epupa Hydro			
2010	CCGT-2	(2xGT)			
2013				CCGT-2	Epupa Hydro
2014	CCGT-3	Configure to CCGT-2	400kV line-2		
2017					(2xGT)
2018		(2xGT)			

Notes: The additions are to be completed by May of the year.

400kV 連系プロジェクトは南アフリカの Arics 変電所から Windhoek 近くの Auas 変電所まで約 900km、1 回線送電線の建設と変電所の新增設を含む。

リードタイム	30 か月
投資額 (ナミビア側)	209.2 MUS\$, 変電所と建設中利子を含む

Combined cycle gas turbine(CCGT)は最新型 (燃焼温度 1300°C) 正味出力 750MW、高効率、優れた経済性、融通に富んだサイクル構成を持っている。

リードタイム	28 か月
総投資額	406 MUS\$, 関連送電線と建設中利子を含む

Epupa は Cunene 下流の水力 2 計画の 1 つである。出力 360MW、年間可能発電電力量は 1730GWh である。経済比較は経済性の良い Epupa について行った。

リードタイム	9 ~ 10 年
総投資額	695 MUS\$, 関連送電線と建設中利子を含む

短期増設計画に関して、NamPower は既に Eskom との 400kV 連系線の建設に着手している。急激に立ち上がると予想される需要に応じるため、2002 年には供給力の増加を緊急に必要とする。他に可能な代案はなく、技術的にも妥当な選択であるとする。

中長期増設計画に関して、エネルギー自立シナリオ A、B はともに 2020 年の期間内に対応する経済シナリオと比較して 406 MUS\$ の追加コストを必要とする。

(経済分析)

High growth を基幹ケースとし、Moderate growth を参考ケースとして経済分析を行った結果を Table 9.27 に示す。

High growth case ではいずれのシナリオも、通常プロジェクトの経済価値の主要指標として用いられる経済的内部収益率(EIRR)はナミビアの機会費用と推定される 10%以上であり、経済的にはいずれも実現可能である。

電力需要規模の小さい Moderate growth case では、EIRR はシナリオ D を除きいずれも 10%以下であり、経済的に可能とはいえなくなる。参考までにシナリオ D の Low growth case の経済性指標を示すが、電力需要が低下するほど経済性指標が落ち込むのがよくわかる。

シナリオ C と D は経済性指標上は同程度に優位といえるが、外貨節約と国内資源の有効活用という点でシナリオ D はシナリオ C より優れている。シナリオ D の外貨節約効果は大き

く、その額は毎年 26.6 MUS\$と算出される。またシナリオ Dは Kudu ガスの開発により政府にローヤリティとして毎年約 5.8 MUS\$の収入をもたらす。

Table 9.27 Economic Analysis Results for Defined Scenarios

Scenarios		Self Sufficiency		Business As Usual		
		A - CCGT	B - Hydro	C - Import	D - CCGT	E - Hydro
NPV [MUS\$]	High	282.1	168.7	305.6	301.4	266.7
	Moderate	-35.3	-141.8	-11.3	3.4	-40.6
	Low	-	-	-	-89.0	-
B/C	High	1.22	1.12	1.26	1.26	1.22
	Moderate	0.97	0.88	0.99	1.00	0.95
	Low	-	-	-	0.89	-
EIRR [%]	High	18.7	14.0	20.3	19.9	18.3
	Moderate	8.9	6.7	9.6	10.1	8.7
	Low	-	-	-	6.5	-

(投資計画)

経済分析の結果選定した CCGT 経済シナリオ Dの High growth case について、投資計画および財務分析を行った。

国内市場価格で算定するため機械設備は輸入と想定し、関税 5%を乗じた。交換レートは 4.6N\$/US\$、1997 年価格である。

Table 9.22 Investment Plan

(N\$ million)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1)Transmission Line		221.2	442.2	221.2	160.6	160.6								
2) CCGT					738.6	738.6								
Total	0.0	221.2	442.2	221.2	899.2	899.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1)Transmission Line		160.6	160.6							
2) CCGT		738.6	738.6							
Total	0.0	899.2	899.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

(財務分析)

本プロジェクトの財務分析の結果、財務的内部収益率(FIRR)18.2%を得た。策定した資金計画では、1998 ~ 2002 年に必要とする投資コストの 85%は外国からの長期借入れとし、15%は自己資金とした。2012 ~ 2013 年の資金手当ては内部留保が増えてくるので、投資コストの 20%を外国からの長期借入れと計画した。

財務計画的には借入元利返済能力は 2020 まで 1.5 以上が確保される。また、投資収益率 (ROI) は概ね 20 ~ 30% の範囲であるから財務的にも健全なプロジェクトと言える。

(各シナリオの評価)

CCGT 経済シナリオ D は電力輸入シナリオ C とともに、水力による発電に比べて電力供給に対するコスト最小の選択である。

High growth case では 5 つのシナリオは一応すべて技術的・経済的には可能であり、競争力は接近しているが、水力自立シナリオ B は経済性が劣る。Moderate growth case では経済指標は相当に低下する。経済的に可能であるのは CCGT 経済シナリオ D だけである。特に水力経済シナリオ B は悪い。

水力プロジェクトは電力の配分、コスト負担、ダム貯水の使用等の基本問題がこれからアンゴラと交渉ということで、技術的および経済的評価は全く不確定基盤上にある。

CCGT 経済シナリオ D は High growth case において、出力自立達成率が 2001 年の 0% から 2020 年には 73% に増加する。一方、電力輸入シナリオ C は 2020 年には 37% の低さである。シナリオ D はエネルギーバランスの自立達成率は 2020 年には 87% に、輸入シナリオ C は 59% である (Table 9.28 参照)。

2 つの自立シナリオ A と B は国のエネルギー政策の目標、即ちピーク・ロードの 100%、エネルギー需要の 75% を完全に達成できるが、総投資額は大きくなる。CCGT 経済シナリオ D は総合的に経済性が最も優れているが、政策目標の 1 つを達成できない。しかしながら、なおかつ電力供給保障に対する増大しつつある懸念を容認できるレベルまで緩和できると考える。

Table 9.28 Degree of Self Sufficiency (High Growth) (%)

Scenarios	Self Sufficiency		Business As Usual		
	A - CCGT	B - Hydro	C - Import	D - CCGT	E - Hydro
Capacity Balance					
Year 2001	0	0	0	0	0
2005	78	78	78	78	78
2010	100	100	59	59	59
2015	100	100	45	89	63
2020	100	100	37	73	76
Energy Balance					
Year 2001	22	22	22	22	22
2005	89	89	89	89	89
2010	100	100	79	79	80
2015	100	100	71	95	82
2020	100	100	59	87	88

(短・中・長期の電力設備計画)

ナミビアにおける将来の需要増加に対応するため技術的に優れ、最も経済性があり、環境的にもフレンドリーであり、電力自給率を容認できるレベルまで緩和できるものとして調査団が推奨する CCGT 経済シナリオ D を電力開発計画の中心とした。NamPower が着工中の送電線、あるいは NamPower がそのマスタープランの中で示す送電線拡張計画、地方電化計画を取り入れ、短期、中期、長期の設備計画をまとめた。需要予測に基づき、一部変電所容量を調査団の判断で増設した (Table 9.29 参照)。本設備計画の主要発送電に係る増設段階を現状、短期、中期、長期の順にわかり易く図に示した (Figure 9.9 ~ 9.12)。

Table 9.29 Expansion Programs in Primary Network

Terms/Year	Power stations	Transmission lines	Substations	Remarks
Short term (1997~2001)				Refer to Figure 9.10
1997		132 kV, 1cct Ruakana ~ Okatope 235 km		
1998		220 kV, 2 cct Harib ~ Haib mine, 66 km	Ruacana 330/132 kV, 1x80 MVA Harib 220 kV Bus Section Bay Haib mine 220/11, 3 x 90 MVA	
1999		400 kV, 1cct RSA border~Koker- Boom 270 km 220 kV, (1+2) cct Auas~Van Eck 31 km	Kokerboom 400/220kV, 2x315 MVA 400 kV Reactors 5 x 100 Mvar	
2000		400 kV, 1cct Koker boom~Auas 455 km 132 kV, 1cct Auas~Gobabis 170km	Auas 400/220kV, 2x315 MVA 220/132 kV, 2x40 MVA 220/66 kV, 2x 40 MVA 400 kV Reactors 2 x 100 Mvar Gobabis 132/66kV, 1x20 MVA	
Middle term (2002~2006)				Refer to Figure 9.11
2002	Kudu CCGT Block 1 750 MW	400 kV, 1 cct Kudu PS~Kokerboom, 350 km		
2005		400 kV, 1 cct Auas~Gerus, 240 km 220 kV, 1 cct Van Eck~Dune~ Walmund, 272 km	Gerus 400/220 kV, 1x315 MVA Walmund 220/66 kV, 1 x 90 MVA	Walmund Substation is proposed by JICA.
Long term (2007~2020)	2013 Kudu CCGT Block 2 750 MW	400 kV, 1 cct Kudu PS~Kokerboom 350 km	Kokerboom 400/220 kV, 1x315 MVA Gerus 400/220 kV, 1x315 MVA Walmund 220/66 kV, 4 x 90 MVA	Refer to Figure 9.12 3 substations on the left column are proposed by JICA.

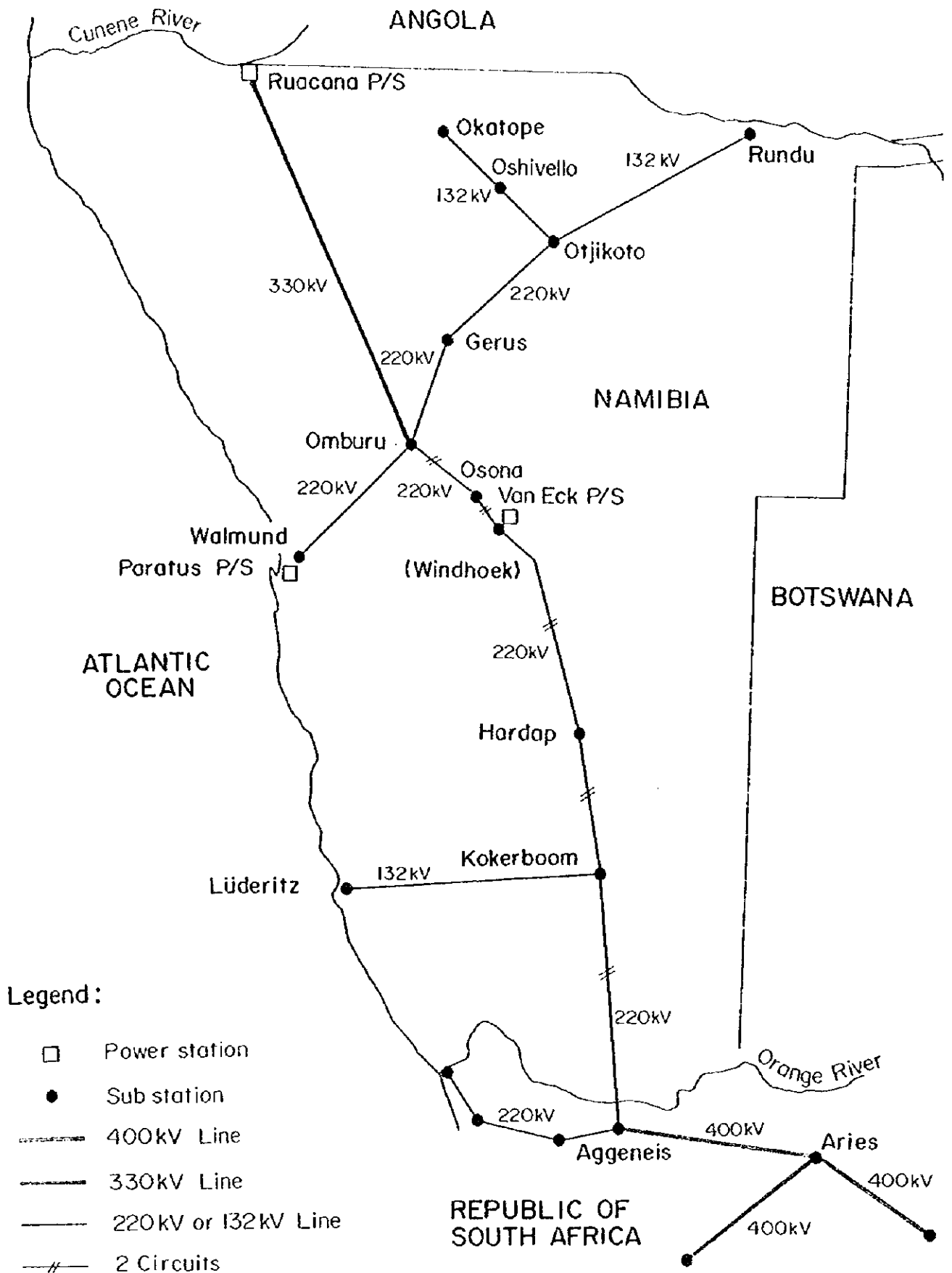


Figure 9.9 EXISTING POWER SYSTEM (As of 1997)

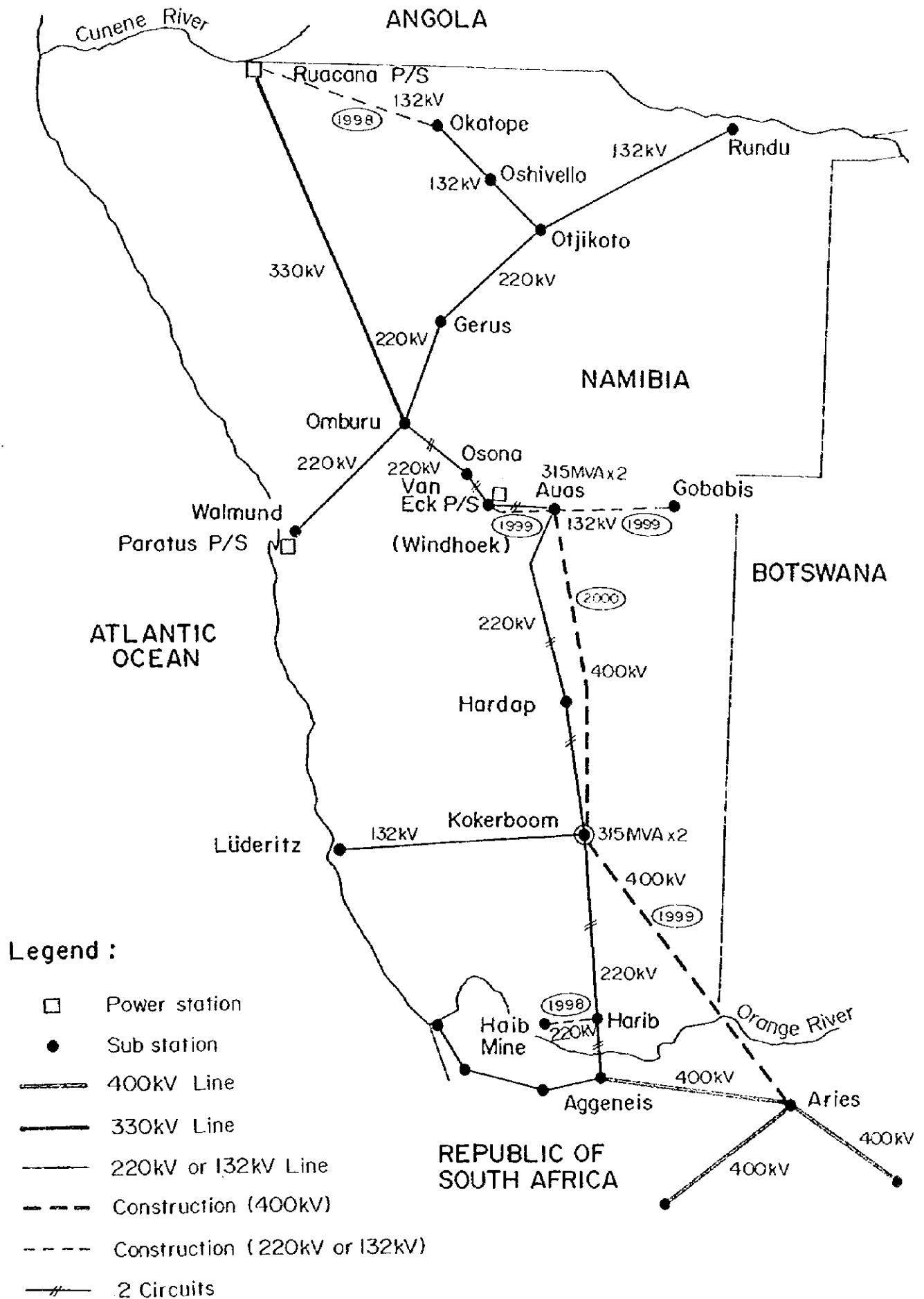


Figure 9.10 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (1997 - 2001)

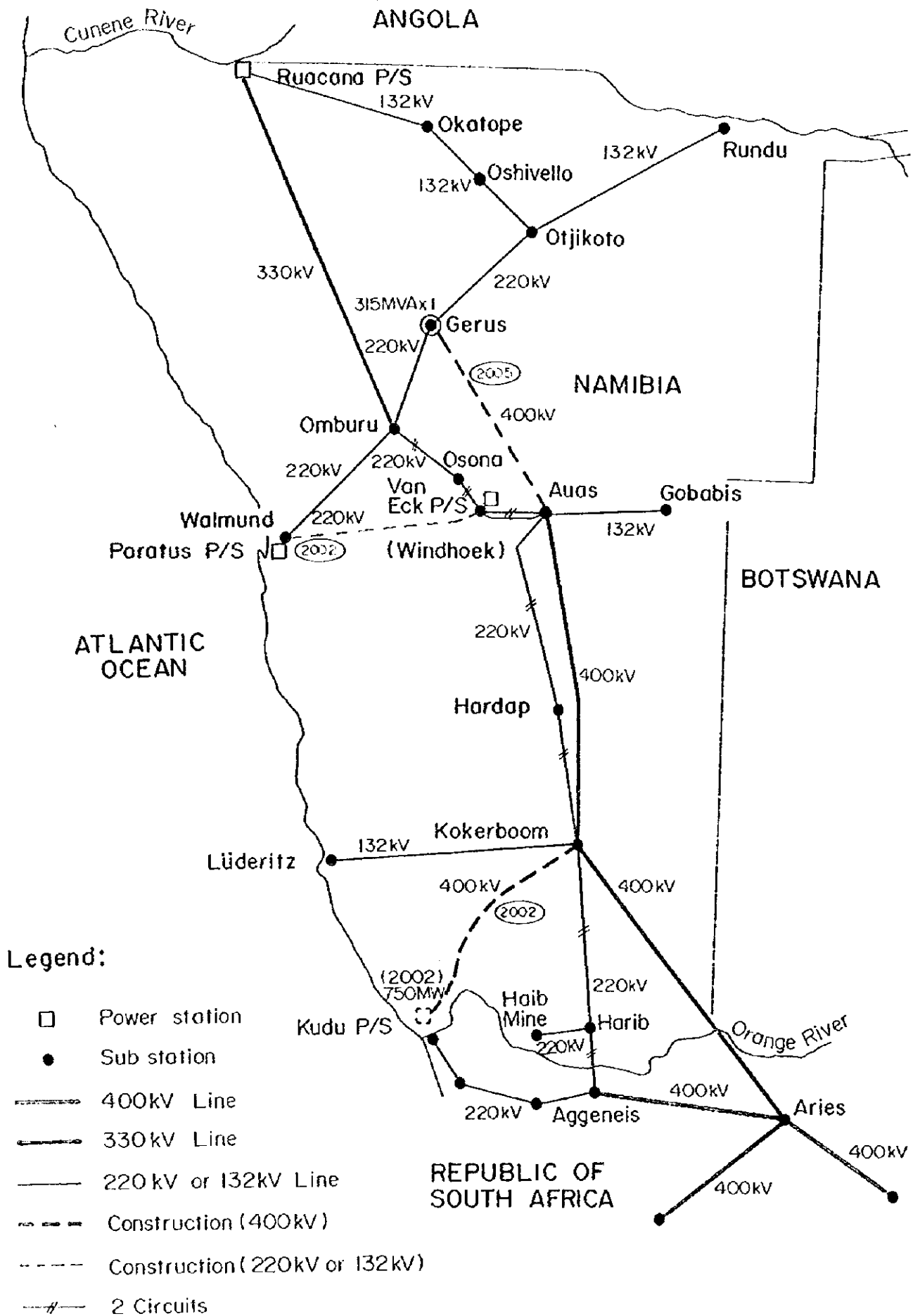


Figure 9.11 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (2002-2006)

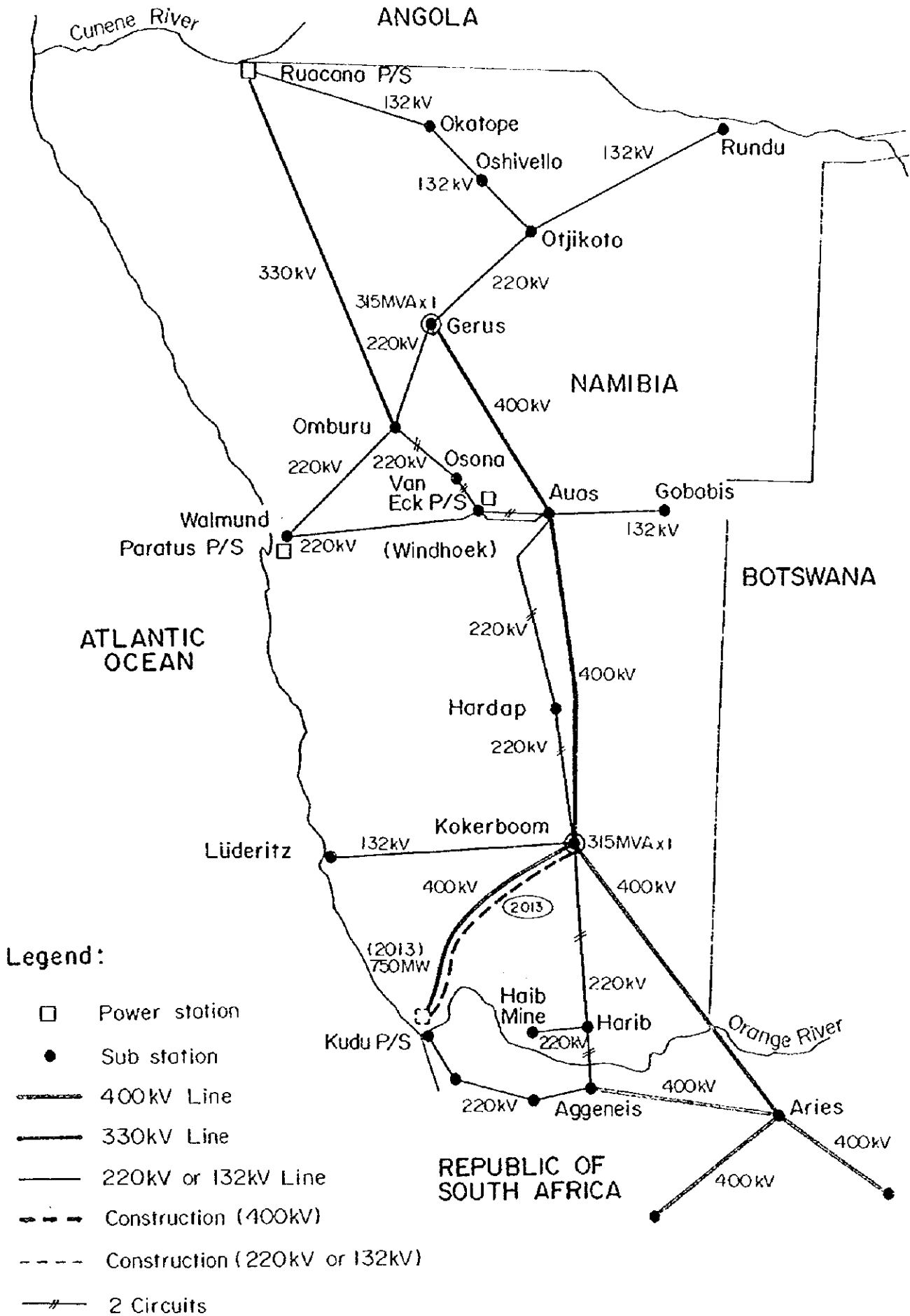


Figure 9.12 POWER SYSTEM EXPANSION PLAN (2007-2020)

[環境]

ナミビア共和国の憲法第 95 条とその (1) 節では次の表現がなされている。「ナミビアの諸生態系、主要な生態系プロセスと生物多様性の保全およびナミビア全国民の現在と将来にわたる利益のための天然資源の持続可能な利用…を目的とした政策の採用により、国民の福利の増進と維持を図ること。…」これは同国の環境保護に関する基本方針を示したものと見える。

1995 年 5 月、同国の環境・観光省 (Ministry of Environment and Tourism) は「環境アセスメント政策」 (Environmental Assessment Policy) を発表し、同国における各種開発プロジェクトの環境アセスメントを義務付けた。しかし、同国における環境保全に関する一貫した法体系および環境関連基準類がまだ確立されていないといえる。特に環境関連規則や基準類は独立以前に策定され現在も使用されているものがあり、それらの見直しが必要になる。

一方、同国の環境行政の枠組みも一貫し明確になっていないといえない。公害防止に関する規則類は幾つかの異なる省庁によって管轄されており、それらの間には一貫性が欠けているといえる。したがって、開発と環境保全に矛盾が生じないような政策や行政上の改善が望まれる。同国の産業活動はまだ活発な状況に至っていない。したがって、現時点では公害問題は顕在化されていない。大気質や水質はまだ良好である。この良好な環境を保全することがこれからの課題であるといえる。

[提言]

(最適シナリオの提言)

CCGT 経済シナリオ D は、短期および中長期の電力供給に対してコスト最小の選択 (least cost option) として勧告できる。これはまた技術的にはフィージブル、環境的にはフレンドリーである。環境問題で容認できないリスクを生ずるとは考えられない。国のエネルギー政策の目標に完全には応じることができないが、経済効率を満足させ、電力供給保障に対して増大しつつある懸念を容認できるレベルまで緩和できると考えられる。また外貨節約効果は大きく、Kudu ガスのロイヤリティが国庫収入として期待できる。

CCGT 自立シナリオ A と水力自立シナリオ B は、国のエネルギー政策の目標を達成できるが、経済効率が劣るので、その選択を勧告できない。両シナリオとも対応する経済シナリオ D と E に比較して、計画期間内に CCGT 1 ブロックのコスト 406 MUS\$ の追加投資を必要とする。

電力輸入シナリオ C は、その経済性はシナリオ D とほぼ同水準にあるが、Eskom との更なる連系によりナミビアは相当の範囲まで外部の一供給者により多く依存することになるので、その選択を勧告できない。

水力経済シナリオ E は経済性では 3 位に位置している。年間可能発電電力量はその年の降雨量により 10 対 1 の範囲で大きく変動する。その長いリードタイムは、建設決定時における需要想定と完成時の実需要との間に大きなずれを生ずることがある。これらは NamPower にとって運用・収入上大変リスクである。そして解決すべき環境上の問題が多くある。計画水力プロジェクトの発電電力全量がナミビアで使用可能の前提で経済分析を行ってあるが、最近になってアンゴラ側が 50/50 の電力シェアを主張していることが公式に明らかになった。コスト負担もこれから交渉ということで、評価も結果次第ということになる。この問題が水力シナリオにおける最大の不確定要素であり、現状ではその選択を勧告できない。

しかしながら、2020 年代には系統の安定のため北部電力系統に強力な電源を必要とするであろう。これは水力に限られるものではないが、実際問題として水力が有力オルターナティブである。水力の問題点が解明されれば、将来 Kudu ガス田を長寿命化のためのエネエリギーセービングとして水力の開発が考慮されることがあろう。

電力系統安定度の調査を十分に実施するよう勧告する。系統の予備的調査によると、負荷が増えるにつれ北部電力系統が不安定になる。これは北部電力系統を強化する必要があることを示唆している。

(制度組織)

下記項目について改善策を提案する。

(1) 電気料金制度に対する改善提案

a) 料金体系

単一料金でなく、使用電力の大きさ（契約電流値）によって Basic charge を細分化し、Small consumer の方が割安になる様な考え方を Rural にも適用すべきである（10 A 以下を細分化する）。

b) 適正な電気料金

ほとんどの Municipality と Local authority で、他のインフラ整備のための資金の一部を上乗せして電気料金を決めている様である。電気料金への上乗せ分を減らし、料金の構成要素を明確にして適正な電気料金とすべきである。

(2) 電力セクター行政

a) 発送電事業と配電事業の整合性

b) 実施機関の陣容強化

c) 電力自給への長期計画

(3) 電力セクターの人材育成計画

人材育成は、長期計画で着実に推進して行かなければ効果が上がらない。

電力セクター全体で Engineer といえる技術者の数が (NamPower を除くと) 非常に少ない。対応策として下記の提案をする。

a) 短期的な対応策

- 若手電気技術者の外国留学の推進 (1~2年)
- MME と NamPower の人的交流 (配置転換を含む)
- 海外からの常駐技術指導者の招請

b) 長期的な対策

- 学校制度を見直し、ナミビア国民の就学率と教育水準の向上を図る。
- 優秀な成績の生徒を選抜して、国内外の大学教育が受けられるような奨学金制度を設ける。

(4) マスタープランを効果的に実施するための助言

a) Electricity Control Board の活用

発変電事業と配電事業の協調のとれた開発を推進するため、新電気事業法にある Electricity Control Board を効果的に活用する。

b) Rural Distribution Board の設立

各 Region または Area 毎に Regional Distribution Board を設立し、開発の調整推進を行うようにする。

c) Low Income Household への対応

低所得者層に対する特別な配慮が必要である。以下に検討用としていくつかの提案をする。

- その地域全体の中で高所得者、大量消費者の電気料金を高くし、低所得者は安く、場合によっては特別の料金 (政府の補助) を設立し配電区域全体としてバランスのとれる電気料金体系に改革する。
- Solar electrification の奨励策として Revolving Fund の制度があるが、
- 低所得層にも利用できるよう検討すべきである。
- 低所得層のうちでも、所得が一定以下の極貧層の電気料金を無料にする。

(省エネルギー、環境)

電力開発においては、水力発電を計画する場合それによる自然・社会環境上の配慮が重要になる。火力発電においては発電効率が高く、大気汚染問題が最も小さい複合式ガス火力が最も望ましい選択肢といえる。現在同国が進めている Kudu ガス田の開発とそれを利用したガス火力の開発計画は極めて望ましいものといえる。

地方で人口が極めて少ない遠隔地においては、主要送電網からの配電はコストが効果的でない場合がありえる。多翼型風車を用いた風力ポンプによる水の供給、太陽電池とバックアップ用ディーゼル発電機を組合せた小規模の発電設備が一部の地区で既に利用されている。これら再生可能エネルギーの利用の可能性について、今後更に調査研究がなされることが望まれる。

JICA

5
6
N

LIB