

VII 別添資料（ブラジル連邦共和国）

| | |
|-------------------------------------------------|-----|
| 1. プラン 2010 実施報告書 | 63 |
| 2. SNAP, STA, CAERG の組織概要並びに相互関係（和文・原文） | 163 |
| 3. イタジャイ川流域水資源開発調査要請書・T/R | 189 |
| 4. イタジャイ川流域水資源開発調査質問表回答 | 197 |
| 5. UHE SALTO DOS PILÕES DADOS DO APROVEITAMENTO | 235 |
| 6. 小規模水力発電所に関する国家プログラム質問表回答 | 257 |

プラン2010 実施報告書

電気エネルギー国家計画1987/2010

鉱山動力省

ブラジル電力公社-Eletrabras

目次

1. 序文

2. 電力需要

2. 1 1970/1985の期間の市場動向

2. 2 電力市場の見通し

2. 2. 1 基本的前提

2. 2. 2 見通しの提示と分析

2. 2. 3 電力の保存

3. 発電のエネルギー源

3. 1 水力発電

3. 1. 1 水力発電利用の展望

3. 1. 2 アマゾンの水力発電能力の利用

3. 2 石炭

3. 2. 1 発電能力

3. 2. 2 発電のコスト

3. 2. 3 石炭利用の開発政策

3. 3 原子力

3. 3. 1 発電能力

3. 3. 2 ブラジルにおける原子力の将来的費用

3. 3. 3 ブラジル原子力計画の速度

4. 環境と事業の地域への浸透

5. 電力システムの長期的拡大

5. 1 発電システムの拡大

5. 1. 1 水力発電用ダムによる土地の水没

5. 1. 2 火力発電による供給の問題

5. 1. 3 アマゾンの水力発電の能力利用に対する代替案

5. 2 送電システムの拡大

- 6. 電力システムの中期的拡大
 - 6. 1 発電の拡大計画
 - 6. 1. 1 南東部／中西部／南部の相互接続システム
 - 6. 1. 2 北部／東北部の相互接続システム
 - 6. 1. 3 電氣的独立システム
 - 6. 2 送電・配分システムの拡大計画
- 7. 経済・財政的展望
 - 7. 1 基本的コンセプト
 - 7. 2 電力部門の経済的・財政的展開
 - 7. 3 電力部門回復計画（PRS）
 - 7. 4 1987／1996の期間の展望
 - 7. 4. 1 投資計画
 - 7. 4. 2 経済的・財政的展開
 - 7. 5 結論
- 8. 制度についての研究
 - 8. 1 制度見直しの条件
 - 8. 2 作業の方法
- 9. エンジニアリング、工業ならびに技術的調査
 - 9. 1 電力部門が使用する装置の工業
 - 9. 1. 1 国内工業の特色
 - 9. 1. 2 水力発電所
 - 9. 1. 3 石炭火力発電所
 - 9. 1. 4 原子力発電所
 - 9. 1. 5 その他のタイプの発電所
 - 9. 1. 6 サブステーション
 - 9. 1. 7 送電線
 - 9. 1. 8 配分ネットワーク
 - 9. 1. 9 通信装置
 - 9. 1. 10 器械工学および情報科学
 - 9. 1. 11 工業部門に関する行動のガイドライン

- 9. 2 エンジニアリング、建設および設置の事業
 - 9. 2. 1 コンサルタント・エンジニアリング企業
 - 9. 2. 2 建設・設備企業
- 9. 3 調査・開発分野のガイドライン
 - 9. 3. 1 電力システムの拡大・運転計画
 - 9. 3. 2 電力システムのオートメーション化と器械化
 - 9. 3. 3 送電
 - 9. 3. 4 発電
 - 9. 3. 5 電力の保存
 - 9. 3. 6 新しい技術
- 9. 4 正常化、品質管理と保証
 - 9. 4. 1 正常化
 - 9. 4. 2 品質管理
 - 9. 4. 3 保証
- 9. 5 電力部門の国際関係への参加
- 10. 主な勧告
 - 10. 1 エネルギー研究の統合的アプローチ
 - 10. 2 エネルギーの保存
 - 10. 3 事業の地域への浸透
 - 10. 4 水力発電計画と環境問題
 - 10. 5 長距離送電
 - 10. 6 火力発電計画
 - 10. 7 産業の能力開発
 - 10. 8 調査と開発
 - 10. 9 社会への対応の拡大
 - 10. 10 人的資源の訓練と能力開発
 - 10. 11 制度についての研究
 - 10. 12 経済的・財政的実行可能性
 - 10. 13 拡大計画

付属資料

1. 計画開始参加者
2. 図表索引
3. 略語一覧

地図

1. 現存および2001年までに計画されている主要発電所
2. 1996年までの送電幹線

1. 序文

国家電力計画1987-2010は、プラン2010と呼ばれ、ブラジル電力公社 (Eletrobrás) の調整の下に作成された電力部門の長期的な計画書である。

長期的計画の基本的な目的は、電力部門の発展のための準拠行程 (青写真) を描いて、主なオプションを明確にして関係者に示し、必要な程度の考察と技術的評価を与えて決定の動機づけをすることである。

電力部門の計画は、その経済面での表れと経済の他の部門との関係の結果一層複雑になったため、プラン2010の作成は以下の主要目的を目指すことを意味する。

- ブラジル経済の発展の別のシナリオにおける電力の役割を分析する。
- 伝統的な計画の目的を拡大し、需要の形成に関して必要な行動を予測する。
- 補給設備の拡大計画の確立を可能にするような計画や分析を作成し、特に発電機業界や大規模な相互接続を計画し、送電、配分、農村部電化および一般的設備に投資を区分する。
- 関連部門の理解を通じて、原子力、石炭、砂糖きびの絞りかす、石油製品、森林バイオマスその他のエネルギー源からの発電設備のための準拠計画を作成する。
- 環境の保全と事業の地域への浸透に関する行動を指導計画の形で確定し、その実行のために手段を決定する。
- 必要手段を列挙し、可能であれば、このプランの将来における見直しに影響するであろう要因をより良く知るために必要な、研究、調査、技術的、経済的、社会的な性格のプロジェクトの執行のための手段を詳細に明らかにする。
- 拡大計画の資金調達に伴う経済・財政的側面を分析する。
- 電力部門の構造 (政府系事業体、認可企業、立法) の制度的見直しおよび組織の再編成のプロセスの主要な条件を明らかにする。
- 電力の補給または消費のための器材の生産業界の適合を促進するため必要な手段を決定する。
- 研究、エンジニアリング・プロジェクト、建設・設置事業の供給の分野におけるブラジルの能力を診断する。
- 電力部門の調査および開発の政策のためのガイドラインを設定する。
- Eletrobrásおよび電力部門の国際関係に伴う行動を明らかにする。

電力部門は、伝統的にその計画を3つに時期区分して行っている。

—長期（20—30年）—他のエネルギー部門、社会環境、ブラジルの技術開発との関係への連絡を含め、電力部門の主要な戦略的問題が取り扱われている。

—中期（10—15年）—主な国営および州営企業が参加している電気システム計画調整グループ（GCP S）の範囲において、州営および地域的な企業の工事計画が、物理的側面を優先して決定されている。

—短期—工事計画の当初の10年が詳細にされ、当初の5年に関して投資の多年度予算と資金源の均等化が決定されている。

通常、短期的な計画は毎年見直される。中期的な計画は、毎年調整も行われるが、2年あるいは3年ごとのより徹底した見直しの対象である。長期的な計画は、平均して5年毎に見直される。

短期的計画においては、その結果は電力部門回復計画P R Sに提出されるが、時代に即したものにすることのダイナミックさゆえにプラン2010の一部とはならない。

プラン2010は、伝統的な計画のプロセスとは質的に異なるアプローチを行っている。すなわちこのプランは一連の特別な研究の集大成であるが、計画活動はEletrobrasと企業の管轄下で継続的に行われるという原則から出発しており、計画の作成時に入手できる最善の認識に従い電力部門の長期的なビジョンを示そうとしている。

長期的な計画書として、プラン2010は発展の可能なシナリオの分析および調査を論じ、その勧告の中で、電力部門の発展の正しい方向づけのための概念的、戦略的そして必要不可欠な局面に特典を与えようとしている。

建設計画における近代化、市場の予測、財政面の計画、乏しい資源への計画の適合は、中期的また短期的な計画の目標として毎年要求され、実行される活動である。しかし正しい方向づけがなければ、計画の毎年のサイクルの結果は危ういものとなるであろう。

より包括的なエネルギー計画との統合の形を特徴として、電力部門の発展の本質的な青写真を描く際；電力部門の目的と社会のより広い目的との調和を求める際；他のエネルギー源の役割と他の地域の貢献を明確にしながらか長期的な補給の枠組の可能な輪郭を調査する際；電力部門の役割を科学、技術、産業、制度の発展において増す一方で、電力システムの拡大を統括すべき社会の方向特性を明らかにする際、プラン2010は以下の2つの原則に基本的に基づくものである。すなわち、すべての企業から受け入れられる計画基準の尊重と、時間の経過と共に必然的に起こるであろう経済、財政、企業、環境等の秩序の偶発事件に適合できるように十分柔軟な提案、の2つである。

この方向を正しく採用することに電力部門の効率の第1の理由があり、今日意志決定に関係するより広範な部分に対して、考慮されるべき重要な要因の特性を明らかにする一連の研究の観点から、決定が必要な時点に行われることを容易にしている。

プラン2010はまた、電力部門のプロジェクトに直接、または間接に関係するあらゆる行為者の分析や、社会全体としての分析に対して、電力部門の透明さを表す計画書でもある。電力部門からの公共へのアクセスは、電力と、経済、社会の発展との関係、またこれらと環境との関係についての議論の内容の改善に決定的に貢献するであろう。

プラン2010の作成には、鉱山動力相の指導とEletrobrásの調整の下に、エネルギー分野の全省庁、すべての電力認可企業、そして多数の公営、民間、国内外の事業体が参加している。

さらに電力部門の問題に関係する様々な事業体の広範な参加に対して開かれたプランを作成する目的に応じるために、経済、エネルギー、市場、環境、発電、送電、工学、プロジェクト、建設、経営等の分野における重要なテーマを取り上げたテーマごとのセミナーが、数多く催された。

同じ目的で、プランの第1版は発行され、プランの作成に関係する事業体の間に広く公開され、議論された。このようにして最終版には多くの批判と勧告とを盛り込むことが可能であった。

電力部門は、現在の、そして近い将来の発電がより良い将来に必要な電力を確保できるようにするため、ここに明らかにされ、あるいは描かれた勧告と計画の実現を、部門全体の努力を通じて、自らの調整活動によって可能にするべく、結集している。しかしここに示された勧告が現実に実行されるためには、多くの政府機関の協力も必要である。

プラン2010の結果は総合報告書という文書の形で提出され、すでに公表されている。その理解の前に、より広い公開を予想して、最も重要な側面のみを含んだこの総合的計画書、実施報告書が作成された。

2. 電力需要

2.1 1970/1985の期間の市場動向

1970年から1985年の期間、ブラジルの電力の総消費（自給生産者に関する部分も含む）は、年平均10.6%の成長率を示した。同期間にエネルギーの総消費は5.9%、国内総生産は6.3%の成長率であり、その結果エネルギーの最終消費における電力のシェアは大きく成長し、1970年の19%から1985年には37%になった（表2.1-1 参照）。

同表には、1971年から1985年のブラジルの電力消費の所得弾力性の推移が示されている。1975年までその動向は、単位を少し上回る値で安定していることがわかる。この年から弾力性は誤った動向を示すようになり、国内総生産の成長率がプラスであるときには高い値をとり、国内総生産が減少するときにはマイナスになるようになった。多くの困難を電力市場の計画にもたらしたこの明らかに異常な動向を分析する必要がある。

最初に、最近工業に見られた電力利用の増加傾向を見てみよう。これが電力消費の所得弾力性をエネルギーの総消費の所得弾力性よりも高い水準に維持してきた。

工業においては、電化の進歩はアルミニウムや塩素のような電力消費の高い材料の生産の成長のみならず、工業全般における電力集約的な技術の導入によっても生じる。特に電力の使用は工業の一層の精密化に伴うものである。なぜなら精密化は、例えば電気冶金学に見られるように、高品質の製品、材料を必要として、本質的にエネルギーの媒介（vector）だからである。

住宅およびサービス部門においてもまた、趨勢は電力にとって好ましい。ここ数年、家庭用電気製品の急速な普及とこれに伴う電力消費の増加が見られる。

開発途上国において上記の要因の飽和傾向が見られるが、ブラジルではこれらの要因はまだ存在している。というのはブラジルは工業化プロセスをまだ完了していない国であり、ここ数年、供給ネットワークの拡大による新たな住宅・商業消費者の編入を伴った、急速な都市化の進展が見られるためである。

これまでみてきた構造的な要因は、ブラジルでここ数年見られた電力消費の著しい拡大を説明するには十分ではない。次に分析する偶発的な根拠がこれらに加えられる。

研究対象の期間内に石油製品の価格の急騰と電気の価格の下落が見られ、これは後者による前者の代替のみならず、電気の浪費を引き起こした。近年この傾向は特別料金表の出現によって極端に強められた。通常料金水準の5分の1までの価格に設定された特別料金表は、石油製品の代替と輸出を促進することを目指しており、このことは他の追加的な

要因がないにもかかわらず、電力消費の大幅増加の理由であろう。これらの料金の総消費は、1982年には0.7TWhであり、1985年は12TWhで、この年の総消費の7%を占めた。この消費が市場から引き上げられたら、1982年から1985年間の年成長率は10.0%から7.2%下落するであろう。

アルミニウムや鉄鋼のように電力集約的な基本的インプット (insumos) の生産の大プロジェクトの成熟と、ブラジルの輸出へのこれらの一層の参加によっても、過熱した需要は維持され、そのためブラジルはこれらの製品の輸入国から大輸出国へと変わった。ブラジルが輸出する財に直接、または間接に利用される電力は、1975年の5.8TWhから1984年には24.1TWhに増加し、これらはそれぞれその年にブラジルで利用された電力総量の8.6%、15.3%を占めた。仮に1,000ドルの輸出を行うためには、1975年には675kWhが必要であり、1984年にはこの数値は896kWhになった。

表2.1-1
ブラジル
電力総消費
エネルギーと国内総生産
1970/85

| 年 | 電力消費 (TWh) (*) | 年成長率 (%) | エネルギー 消費(10 ⁶ TEp) (*) | 年成長率 (%) | 国内総生産 [10 ⁹ 米ドル (85年)] | 年成長率 (%) | 所得弾力性 | | エネルギー における電力の シェア(%) |
|------|----------------------|-------------|-----------------------------------------|-------------|-----------------------------------------|-------------|-------|-------|----------------------------|
| | | | | | | | エネルギー | 電力 | |
| 1970 | 38.0 | - | 57.2 | - | 90.6 | - | - | - | 19.4 |
| 1971 | 42.8 | 12.6 | 62.6 | 9.4 | 100.8 | 11.3 | 0.83 | 1.11 | 20.0 |
| 1972 | 47.9 | 11.8 | 68.3 | 9.1 | 113.0 | 12.1 | 0.75 | 0.97 | 20.5 |
| 1973 | 54.8 | 14.5 | 75.3 | 10.3 | 128.9 | 14.0 | 0.73 | 1.03 | 21.2 |
| 1974 | 61.5 | 12.9 | 81.5 | 8.2 | 140.5 | 9.0 | 0.91 | 1.43 | 22.0 |
| 1975 | 67.9 | 10.5 | 86.5 | 6.1 | 147.8 | 5.2 | 1.17 | 2.02 | 22.9 |
| 1976 | 77.2 | 13.7 | 94.7 | 9.4 | 162.3 | 9.8 | 0.96 | 1.40 | 23.8 |
| 1977 | 86.9 | 12.5 | 99.8 | 5.5 | 169.8 | 4.6 | 1.19 | 2.72 | 25.4 |
| 1978 | 96.8 | 11.4 | 106.6 | 6.8 | 177.9 | 4.8 | 1.42 | 2.37 | 26.5 |
| 1979 | 109.2 | 12.8 | 113.6 | 6.6 | 190.7 | 7.2 | 0.92 | 1.78 | 28.1 |
| 1980 | 120.3 | 10.2 | 118.4 | 4.1 | 208.1 | 9.1 | 0.45 | 1.12 | 29.7 |
| 1981 | 123.7 | 2.8 | 114.6 | -3.1 | 201.2 | -3.3 | 0.94 | -0.85 | 31.5 |
| 1982 | 131.5 | 6.3 | 118.4 | 3.3 | 203.0 | 0.9 | 3.67 | 7.00 | 32.4 |
| 1983 | 140.4 | 6.8 | 122.4 | 3.3 | 197.9 | -2.5 | -1.32 | -2.72 | 33.5 |
| 1984 | 157.2 | 11.9 | 130.0 | 6.2 | 209.2 | 5.7 | 1.09 | 2.09 | 35.3 |
| 1985 | 172.3 | 9.6 | 135.9 | 4.6 | 226.6 | 8.3 | 0.55 | 1.16 | 37.0 |

(*) 自給生産者を含む

2.2 電力市場の見通し

1986年から2010年の期間の電力市場の見通しは、G C P Sに属する、G T P Mの参加認可会社により作成された。1989年までは数値はG C O IのComamにより短期市場に関し承認された数値である。

2.2.1 基本的前提

市場の見通しは、経済の全体的パフォーマンスと人口および社会の指標の質的構成に強く条件づけられ、そのためこれらの条件を表す変数を利用することが非常に重要となる。

マクロ経済の変数の使用は適用の範囲に限られることを強調しなければならない。短期的には、大容量の新しい発電所の参入と供給ネットワークの拡大計画のインパクトは、市場の展開に決定的に影響を及ぼす。

長期的には、現段階の方法論の適用において入手できる唯一の参考は、マクロ経済と人口の大きな集合体の成長であるが、現在発展途上の、エネルギー保存の政策の実施以来、見通しの研究はこれらの政策に影響されるはずである。

I P N D - N Rは、1986年から、年6%のブラジルの成長を目標とした。後に目標計画(Plano de Metas)がこの率を変更し、1986年から1990年の間の年平均成長率を6.8%に設定した。これは戦後のブラジル経済に見られた歴史的な平均に、おおよそ相当するものである。

目標計画の前提から出発し、長期的な国内総生産が推定されたが、これは1986年から1990年の期間の構造変化に一致し、その結果は表2.2.1-1に示された数値である。

プラン2010の予備版の発行の後、1987年7月、政府はマクロ経済管理計画を公表した。これはI P N D - N Rの目的、とりわけ経済成長の回復に代わるオプションに関連した目的を認めるもので、より公平な所得分配を通じた社会の目的を強調している。

この新しい計画は、目標計画の国内総生産の年成長率を本質的に変更するものではなく、1987年は5%、1988年は6%、1989年から1991年は7%を予測している。このように採用された経済的前提の変更は不必要と考えられた。

2.2.2 見通しの提示と分析

表2.2.2-1は、全国に関する、認可企業と工業自給生産者によって対応されている電力市場の見通しを示している。市場のうち認可企業が対応している部分の、地域、消費クラスによる分布は、表2.2.2-2と2.2.2-3に示されている。

表2.2.2-1

ブラジル

電力総消費の見通し

1986/2010年

| 年 | 自給生産者 (TWh) | 認可企業 (TWh) | 合計 (TWh) | 年間等比中項 (%) |
|------|----------------|---------------|-------------|---------------|
| 1986 | 9.9 | 175.7 | 185.6 | - |
| 1987 | 10.1 | 185.7 | 195.8 | 5.5 |
| 1988 | 10.2 | 201.5 | 211.7 | 8.1 |
| 1989 | 10.3 | 217.6 | 227.9 | 7.6 |
| 1990 | 10.5 | 233.9 | 244.4 | 7.2 |
| 1995 | 10.7 | 321.0 | 331.7 | 6.3 |
| 2000 | 11.0 | 420.7 | 431.7 | 5.4 |
| 2005 | 11.3 | 539.1 | 550.4 | 5.0 |
| 2010 | 11.3 | 668.8 | 680.1 | 4.3 |

電力市場の動向を決定する変数の偶然的な性格は、見通しを非常に不確実なものにする。この不確実性は研究の範囲が広がるに連れて拡大し、ブラジル経済の実際の問題の前に今日起こっているように、重要な変数が全体として見通しを困難にするような動向を短期間でも示すようなことがあれば、不確実性は非常に大きなものとなる可能性がある。次に行われる観察は、計画の欠点を指摘することを目的としているのではなく、計画が実行される際の非常に困難な状況の特徴を明らかにし、実際の予測において重大な過失を引き起こし得る要因を確定しようとするものである。

表2.2.1-1

ブラジル

経済および人口の前提

1985/2010

| 年 | 国内総生産 [10 ⁹ 米ドル(85年)] | 総人口 (10 ³ 人) | 一人当たり 国内総生産 (米ドル/人) |
|------|-------------------------------------|----------------------------|---------------------------|
| 1985 | 226.6 | 135,564 | 1,672 |
| 1990 | 314.9 | 150,368 | 2,094 |
| 1995 | 423.4 | 165,083 | 2,565 |
| 2000 | 561.3 | 179,487 | 3,127 |
| 2005 | 730.1 | 193,603 | 3,771 |
| 2010 | 918.6 | 207,454 | 4,428 |

年等比中項
(%a.a.)

| 期間 | 国内総生産 | 総人口 | 一人当たり 国内総生産 |
|---------|-------|-----|----------------|
| 1985/90 | 6.8 | 2.1 | 4.6 |
| 1990/95 | 6.1 | 1.9 | 4.1 |
| 1995/00 | 5.8 | 1.7 | 4.0 |
| 2000/05 | 5.4 | 1.5 | 3.8 |
| 2005/10 | 4.7 | 1.4 | 3.3 |
| 1985/10 | 5.8 | 1.7 | 4.0 |

表2.2.2-2
 ブラジル
 電力総消費見通し(*)
 1986/2010
 (TWh)

| 地域 | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 北部(MAを含む) | 9.2 | 19.4 | 28.4 | 36.7 | 52.4 | 65.0 |
| 東北部(MAを除く) | 23.2 | 30.5 | 45.3 | 63.5 | 83.1 | 106.6 |
| 南東部、中西部 (MSを除く) | 119.2 | 149.4 | 197.2 | 249.4 | 308.7 | 375.6 |
| 南部(MSを含む) | 24.1 | 34.6 | 50.1 | 71.1 | 94.9 | 121.6 |
| ブラジル | 175.7 | 233.9 | 321.0 | 420.7 | 539.1 | 668.8 |

年等比中項
 (%a.a.)

| 地域 | 1990/1986 | 1995/1990 | 2000/1995 | 2005/2000 | 2010/2005 |
|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 北部(MAを含む) | 20.5 | 7.9 | 5.3 | 7.4 | 4.4 |
| 東北部(MAを除く) | 7.1 | 8.2 | 7.0 | 5.5 | 5.1 |
| 南東部、中西部 (MSを除く) | 5.8 | 5.7 | 4.8 | 4.4 | 4.0 |
| 南部(MSを含む) | 9.5 | 7.7 | 7.2 | 5.9 | 4.6 |
| ブラジル | 7.4 | 6.5 | 5.6 | 5.1 | 4.4 |

シェアの推移
 (%)

| 地域 | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 北部(MAを含む) | 5.3 | 8.3 | 8.9 | 8.7 | 9.7 | 9.7 |
| 東北部(MAを除く) | 13.2 | 13.0 | 14.1 | 15.1 | 15.4 | 15.9 |
| 南東部、中西部 (MSを除く) | 67.8 | 63.9 | 61.4 | 59.3 | 57.3 | 56.2 |
| 南部(MSを含む) | 13.7 | 14.8 | 15.6 | 16.9 | 17.6 | 18.2 |
| ブラジル | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

(*)自給生産者を除く

表2.2.2-3
 ブラジル
 消費クラスによる
 電力消費の見通し
 1986/2010
 (TWh)

| 消費クラス | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 産業 | 98.4 | 131.1 | 181.7 | 238.9 | 308.3 | 384.5 |
| 住宅 | 35.1 | 45.6 | 62.7 | 82.3 | 105.1 | 129.9 |
| その他 | 42.2 | 57.2 | 76.6 | 99.5 | 125.7 | 154.4 |
| 合計 | 175.7 | 233.9 | 321.0 | 420.7 | 539.1 | 668.8 |

年等比中項
 (%a.a.)

| 消費クラス | 1990/1986 | 1995/1990 | 2000/1995 | 2005/2000 | 2010/2005 |
|-------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 産業 | 7.4 | 6.7 | 5.7 | 5.2 | 4.5 |
| 住宅 | 6.8 | 6.5 | 5.7 | 5.0 | 4.3 |
| その他 | 7.9 | 6.0 | 5.4 | 4.8 | 4.2 |
| 合計 | 7.4 | 6.5 | 5.6 | 5.1 | 4.4 |

シェアの推移
 (%)

| 消費クラス | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 産業 | 56.0 | 56.0 | 56.6 | 56.8 | 57.2 | 57.5 |
| 住宅 | 20.0 | 19.5 | 19.5 | 19.6 | 19.5 | 19.4 |
| その他 | 24.0 | 24.5 | 23.9 | 23.6 | 23.3 | 23.1 |
| 合計 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

(*)自給生産者を除く

表2.2.2-4には、最近の過去の期間と計画期間（1975/2010）に関して、電力消費の所得弾力性の変化が示されている。この表から、1975年から1985年までの期間、この弾力性の大幅な増加を引き起こした要因は、1995年までに消滅し、70年代の始めに観測された値よりもやや小さい値を示すようになることがわかる。この下落は、ブラジル経済のさらなる成熟、予測された料金上昇の結果としての消費の減少、そしてエネルギー保存の政策の策定に帰することができる。これらは2.2.3において分析される。

表2.2.2-4

ブラジル

電力の総消費の

所得弾力性(*)

1970/2010

| 期間 | 年等比中項 (%) | | 弾力性 |
|---------|-----------|-------|------|
| | 電力 | 国内総生産 | |
| 1970/75 | 12.3 | 10.3 | 1.19 |
| 1975/80 | 12.1 | 7.1 | 1.70 |
| 1980/85 | 7.4 | 1.7 | 4.35 |
| 1985/90 | 7.3 | 6.8 | 1.07 |
| 1990/95 | 6.3 | 6.1 | 1.03 |
| 1995/00 | 5.4 | 5.8 | 0.93 |
| 2000/05 | 5.0 | 5.4 | 0.93 |
| 2005/10 | 4.3 | 4.7 | 0.91 |

(*)自給生産者を含む

1990年以降、国内総生産の成長率、弾力性の値はともに徐々に低下し、電力市場の成長率の大幅な減少を生じることが推定され、1985年から1990年の間の年平均 7.3%から、2005年から2010年の間には 4.3%になるであろう。

国内総生産の成長率は、戦後の平均であるおよそ 7%にもはや達せず、1990年から2010年の間には 6%から 4.7%に下落するであろう。この予測は、ブラジルが苦しんでいる現実の問題が克服され、過去の成長率を回復すれば、実現し得ない。この予測は、多くのアナリストが起こり得ると同時に起こるかどうかわからないと考えている仮説である。

弾力性の予想される下落については、当然の傾向であると考えられてはいるが、それが

起こる速度については疑問がある。採用されている仮説は、同時に電力集約的な工業部門の比重の減少、住宅用消費とサービス部門の成熟傾向、そしてエネルギー保存政策の効果的な実施が起こることを推定している。

提示された議論が長期的に見通しを調整されたものと考えようとするなら、短期的には状況は偶然変化し得る。1985年から1990年の間の国内総生産年平均成長率 6.8%は、1986年にはこの率は 8%以上であったけれども、ブラジル経済の現実の問題の速やかな克服を想定している。もしこのプロセスが何年にもわたる調整期間を必要とするなら、これらの年については経済成長率は確実により低くなり、短期市場は見通しよりも確実に小さくなり、そしてこのことは今後10年間の当初のより大きな成長により補われるであろう。

長期的には、不確実性は大きいけれどもあまり深刻ではない。というのは工事計画に必要な修正を行う時間があるからである。しかし、次の10年間の半ばまでの範囲内に、予想された工事の先取りを促進することが不可能であり、予想に比して市場が拡大する傾向が明らかであれば、保存や自家発電に対する一層のインセンティブのように短期的に結果の現れる政策の実施が必要であろう。当然のことながら、電力部門が国の発展への障害とならないようにするあらゆる努力が注がれよう。

市場の見通しに関する不確実性が、おそらくエネルギー計画の本質的にダイナミックな性格を決定する主たる要因である。電力部門は、計画に必要な変更を行うため、電力市場の動向のあらゆる重要な変化に注意を払っている。長期的計画は、例外的な要因のために、より短い期間での見直しが必要とならなければ、通常5年ごとに見直される。ほとんど確実に、ブラジル経済の将来の方向がより明らかになるや否や、こういうことがここ数年の間に起こるであろう。

2. 2. 3 電力の保存

電力保存国家計画-Procelは、「電力利用の合理化と、より一層の効率化として、浪費を削減し、電力システムの新しい施設における費用と投資の全体的削減を確実にして、より少ない消費で同じ製品またはサービスを容易にすること」を目的として、鉱山動力相と商工相により署名された1985年12月30日付け省令1877号によって策定された。

Procelの実施のために、同じ省令1877/85号により、調整機関として電力保存調整グループ-GCC Eが創設された。

また、計画の中長期的な物理的目標をGCC Eが決定すべきであるということも定められた。

創設の初年を経過し、適切な情報とブラジルのケースに採用できる方法が不足しているにもかかわらず、GCCCEはその執行部の提案により、手続きを作り、展開した。その結果電力部門の計画作業において考慮されるべき、電力の保存の物理的目標が決定された。1986年12月19日付け官報 (Diário Oficial da União) に発表されたGCCCE決議06/86が、表2.2.3-1に示された、これらの目標を定めた。

表2.2.3-1

ブラジル

Procelの保存目標

| 年 | GWh |
|------|--------|
| 1990 | 4,484 |
| 1995 | 16,804 |
| 2000 | 41,397 |
| 2005 | 64,890 |
| 2010 | 88,114 |

上記の決議の規定に基づき、GCCCEが電力の保存の実質的な部分は実施中の研究と評価に依存することを考慮しつつ、新しい知識の観点で目標の必要な調整を促進することは強調すべきである。すでに、保存の費用をシステムの限界費用と比較するため、保存計画の経済性の分析が実行されている。

3. 発電のエネルギー源

表3-1 は、電力市場の成長への対応のために入手可能な発電の主要なエネルギー源の特徴を示している。これらは、表3-2 からわかるように、国内で、それぞれ異なった量、極端に違う費用で見いだされる。表3-2 は以下の仮説に従って作成された。

- 石炭と原子力については、価格は発電所の耐用年数25年の間、毎年発電されるべき電力を表している。水力発電の場合には、その更新可能な性格から発電の時間的制約はない。
- 石炭および天然ガスにより発電された電力の費用の計算においては、石油価格は1バレル30米ドルと考える。
- その他のエネルギー源との比較のため、1MWh あたり50米ドル以下の費用の水力発電の能力をも含めた。
- 石油および森林バイオマスから得られた天然ガスについては、能力の計算を可能にする仮説の設定がむずかしいため、その能力は推定されていない。

表3-2

主な発電エネルギー源の能力と費用

| エネルギー源 | 評価された能力 TWh/年 | 単位費用 米ドル/MWh |
|---------|------------------|-----------------|
| 水力発電 | 765 | 15/50 |
| 石炭 | 246 | 38/48 |
| 原子力 | 137 | 50 |
| 天然ガス | - | 70 |
| 石油製品 | - | 70 |
| 森林バイオマス | - | 79 |

ここに示されたエネルギー源のうち、水力発電、原子力、石炭だけが、現在の知識の段階では2010年までの電力需要への対応に十分に貢献する可能性を有している。しかしながらこのことは、他のエネルギー源には関心がなく、その潜在能力と経済性とをより良く知ろうとして研究・調査の対象にし続ける必要はないということの意味するのではない。とりわけこれらのエネルギー源の中には国全体のエネルギー・バランスでは大きなシェアを有することはないかも知れないが、地方あるいは地域の観点においては重要になり得るも

のもある。

3. 1 水力発電

表3.1-1 は地域、知識水準、コストによって分類した、現在知られている水力発電の能力をしめしており、確実な電力の合計が 106.7GW であり、そのうち 24.5GW がすでに操業あるいは建設途上にある。システムの拡大のために入手できる部分 (82.2GW) のうち 59% がリストアップされ、41% が推定されている。2 国間利用に関しては、ブラジルに属する部分のみが考察されていることを強調する必要がある。

3. 1. 1 水力発電利用の展望

発電のためにブラジル国内で入手できるエネルギー源のうち、水力発電は他のオプションに比べて低コストで入手できる大きな能力のため、利用のより良い展望を呈している。

しかしながら電力部門は、ブラジルの水力発電の可能性利用の程度は水力発電と競合するエネルギー源のコストの現在の推定にのみ依存するものではないと認識している。いずれのエネルギー源にも社会環境における肯定的、否定的な特徴があり、それに対する社会の反応がその将来の開発を大方決定するであろう。

水力発電については以下の肯定的な側面が挙げられる。

- 更新可能なエネルギー源であり、それゆえ将来におけるいずれの価格の上昇や燃料供給の中断にも影響されない。
- ブラジル国内に水力発電所とそれにとまう送電システムのプロジェクトや建設の経験が豊富であり、そのため大規模な生産能力や妥当な技術的自立の開発が可能となり、低い輸入指数のまま水力発電の能力を開発し続けることができた。
- 水力発電の貯水池は発電にのみ利用されるのではなく、灌漑、治水、航行、水道等他の目的にも利用できる。

水力発電の否定的な側面は、土地の水没と川筋の変化による影響に関係しており、これは施設の近隣住民だけでなく、物理的環境や生態系にも影響を及ぼす。電力部門は、プラン2010の範囲内で水力発電が電力の基本的エネルギー源であり続けられるよう、これらの影響を社会的に受容できるレベルに最小化する方法があることを承知している。しかし今日、環境問題の正しい処理は前提条件であるという認識がある。

表3-1

発電の主なエネルギー源の特徴

| エネルギー源 | プラン2010の範囲における特徴 |
|----------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 水力発電 | <ul style="list-style-type: none"> - 経済的な魅力大 - 環境、社会、制度的な問題の解決の必要性 - 長距離にわたる送電 - 計画期間における中小規模発電所の役割の増加 |
| 石炭 | <ul style="list-style-type: none"> - 南部における長期的な自然なオプション - 環境問題解決の必要性 - 発電所プロジェクトおよび装置の製造に関して、工業および技術的な能力開発の促進の必要性 |
| 原子力 | <ul style="list-style-type: none"> - 国際的状況に現にある不確実性に対して再研究のオプション - ブラジル原子力計画評価委員会の結論による目標 - 環境、社会、政治的問題の解決の必要性 |
| 天然ガス | <ul style="list-style-type: none"> - 独立したシステムあるいは生産地近くの特異な状況での使用 - コージェネレーション・プロセスの産業単位での使用で、エネルギー効率を高める - エネルギー・バランスにおける貢献度はあまり大きくない |
| 超粘着性石油製品 | <ul style="list-style-type: none"> - 経済的に妥当であれば精製所近隣での使用 - 環境の観点からの問題 - エネルギー・バランスにおける貢献度はあまり大きくない |
| バイオマス | <ul style="list-style-type: none"> - 小容量の独立したシステムでの使用 - アルコール発電所におけるコージェネレーション - エネルギー・バランスにおける貢献度はあまり大きくない |

表3.1-1
 プラジール
 水力発電能力—確実なエネルギー—
 潜在能力と費用

| 費用 上限 (\$/MWh) | 北部 | | 東北部 | | 南東部・中西部 | | 南部 | | プラジール全土 | |
|----------------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| | 調査結果 (MW年) | 推定値 (MW年) | 調査結果 (MW年) | 推定値 (MW年) | 調査結果 (MW年) | 推定値 (MW年) | 調査結果 (MW年) | 推定値 (MW年) | 調査結果 (MW年) | 推定値 (MW年) |
| (*) | 2,571 | | 3,556 | | 15,619 | | 2,745 | | 24,491 | |
| 15 | 9,182 | | 3,556 | | 15,650 | | 2,745 | | 31,133 | |
| 20 | 9,182 | 882 | 5,745 | | 15,926 | | 6,012 | | 36,865 | 882 |
| 25 | 15,619 | 6,190 | 5,758 | | 19,474 | | 9,045 | 63 | 49,896 | 6,253 |
| 30 | 18,592 | 7,684 | 6,443 | | 20,750 | | 9,961 | 392 | 55,746 | 8,076 |
| 35 | 21,513 | 12,863 | 7,560 | | 21,920 | 117 | 10,809 | 1,091 | 61,802 | 14,071 |
| 40 | 21,513 | 13,747 | 7,633 | | 23,679 | 181 | 11,077 | 1,612 | 63,902 | 15,540 |
| 45 | 22,564 | 15,031 | 7,694 | | 24,510 | 320 | 11,397 | 1,996 | 66,165 | 17,347 |
| 50 | 23,977 | 15,872 | 7,898 | | 25,018 | 824 | 11,411 | 2,384 | 68,304 | 19,080 |
| 60 | 24,370 | 16,824 | 7,936 | 40 | 25,753 | 2,295 | 11,484 | 2,896 | 69,543 | 22,055 |
| 75 | 25,015 | 17,904 | 7,968 | 181 | 26,777 | 2,864 | 11,534 | 3,275 | 71,294 | 24,206 |
| 100 | 25,466 | 18,185 | 7,977 | 224 | 27,206 | 3,692 | 11,552 | 3,832 | 72,201 | 25,933 |
| 150 | 25,681 | 19,776 | 7,977 | 229 | 27,409 | 4,914 | 11,552 | 5,296 | 72,619 | 30,215 |
| 合計 | 25,731 | 22,723 | 7,977 | 229 | 27,462 | 5,735 | 11,552 | 5,296 | 72,722 | 33,983 |
| | | | | | | | | | | 106,705 |

(*)第1行は運転中および建設中の発電所に関するものである。

価格：86年6月現在

為替レート：13.84クルザード/米ドル

3. 1. 2 アマゾンの水力発電能力の利用

現在利用されていない水力発電の能力の中で、半分以上はアマゾンにある発電所によって提供されるものである。この地域の電力市場が現在の市場見通しを相当に上回る率で成長しているにもかかわらず、競争的なコストで東北部や南東部へ移送できる電力の入手可能性は大きいであろう。

この事実から、第5章、第6章で述べる1990年代の末からの拡大計画は、基本的にアマゾン地域の大規模水力発電所によって構成され、ブラジルの他の地域の小中規模の水力発電所を伴うものであることが決定された。

アマゾン地域の水力発電所の可能性の重要な特色は、利用されるエネルギーの大半が、道路網があるか河川航行によるアクセスが容易なマラバ (Marabá)、アルタミラ (Altamira)、イタイツバ (Itaituba)、ポルト・ヴェーリョ (Porto Velho) 等の中心都市から近い距離にある利用地点に集中しているということである。このことは解決されるべき後方支援の問題をかなり減少させる。

アマゾン地域における発電所と南東部、東北部との相互接続の送電線の建設には、技術的観点と環境への影響の特別な問題がいくつかあるが、すでに行われた研究によれば、これらの問題によって経済的に利用が不可能になることはなく、建設開始の時期までの期間でこれらの問題は解決できる。

建設の技術的側面に関して、ツクルイ (Tucuruí)、バルビナ (Balbina) およびサムエル (Samuel) の建設での経験が、ブラジルのエンジニアリングは計画されている利用のいずれも成功裏に完成する能力があることを示している。

この地域の特徴である熱帯森林に被われた比較的大きな面積を水没させる必要から生じる環境問題には、特に注意が払われるべきであろう。しかし大規模貯水池の設置の予定時期までには、この問題の研究のための自然のレベルでの本当の実験室となるはずの、ツクルイ、バルビナ、サムエルの貯水池の動向の観察を通じて得られる貴重な情報が手に入るようになっているであろう。これらの情報があれば、もし必要なら貯水池の大きさを再検討すること、あるいは環境への影響を最小化する方法を採用することが可能であろう。

3. 2 石炭

3. 2. 1 発電能力

石炭による火力発電の能力は、表3.2.1-1 に示されているが、国内の石炭の資源と埋蔵量に関する現在の知識に基づいて推定されており、以下の基本的仮説を考慮に入れている。

- 裂け目、輝緑岩の貫入等、地質の問題による、採掘過程の石炭の損失
- 鉱石の洗浄過程における運搬による精製過程の石炭の損失
- ガス化、製鉄、燃料油の代替、直接還元等の他の目的に使用されるための石炭量の減少
- 施設能力 350MWで従来の技術によるところの、準拠する火力発電所は、能力の平均60%で運転され、耐用年数25年
- 現存する発電所あるいは電力部門回復計画 - P R S に予定された発電所に関連する石炭量の減少

3. 2. 2 発電のコスト

表3.2.2-1には、産出地の異なる石炭による発電所から生じる電力のコストと、その計算に使用された基本的データが示されている。

これからわかるように、カンジオッタ (Candiota) 地域の露天掘りの石炭の利用が最も経済的なオプションである。このように、石炭による火力発電所の設置計画は、最初露天掘りの石炭を利用してカンジオッタ地域に集中されるべきである。この計画の範囲内ではこのオプションの能力は予定された火力発電計画に供給するのに充分である。考えられる唯一の例外は、サンタ・カタリーナ (Santa Catarina) の石炭の利用である。これは例えば金属工業用石炭の生産等他の利用の副産物である。

3. 2. 3 石炭利用の開発政策

ブラジルの石炭利用の開発政策のガイドラインを形成し、行動方法を示す主要な、そして最も最近の計画書は、鉱山動力省の管轄下に創設され、CAEEB、CRM、CNP、CVRD、Eletrosul、Eletrobrás、DNPM、パラナ州政府、サンタ・カタリーナ州政府、SNIECおよびDNAEEの代表者で構成された作業グループを通じて作られ、1986年9月に発行された。

作業グループの勧告は、今世紀末までにブラジルのエネルギー・バランスにおける石炭のシェアをその埋蔵量と競争力にみあった形で拡大することである。この勧告を達成するために、政治、技術、経済の行動の一連のガイドラインと計画書の採用が提案された。

特に電力部門に関係して以下のガイドラインが重要である。

- 発電における石炭のシェアを拡大する
- 石炭関連部門の計画を総合的エネルギー計画、特に

- ・ 金属部門
- ・ 電力部門
- ・ 石油・ガス部門

と結びつける。

－生産地域そのものでの石炭の精製による少量の消費（火力発電所を優先的に）と、生産地からより遠い場所での大量の消費を促進するような、ブラジルの石炭関連経済のモデルの開発を奨励する。

－石炭と競争するエネルギー源の価格の全般的構造と見合う石炭の価格を、消費者に対し保証する。

行動計画として、Eletrobrás、CAEEB、SNIECおよびDNAEEとの間の意見書の実現の提案が重要であり、これは石炭の消費者としての電力部門の重要性と石炭経済における火力発電所の戦略的な役割をも考慮している。

この意見書で考察されるべき主な点は、

－国益の観点から電力部門と石炭部門の経済性に注目し、火力発電所向けの石炭売買のクォータの確立

－電力部門は、計画中の国内の技術的能力の開発、石炭による火力発電所の製造、建設を可能にするため、大容量（350MW）の発電所とともに、120MWまでの中小容量発電所を考慮しながら計画を進めるべきであるが、1996年から2000年の期間に、最低700MWの発電能力を含め、火力発電施設能力を拡大する。

－粗炭や精製から得られた少量の直接的消費を可能にする、優先的に鉱山に近接する新しい発電所の場所の選定

表3.2.1-1
 ブラジル
 石炭による火力発電能力 (MW)

| 州名 | 火力発電能力 | | |
|---------------|--------|--------|--------|
| | 露天掘り | 地下 | 合計 |
| リオ・グランデ・ド・スル | | | |
| カンジオッタ | 8,000 | 22,600 | 30,600 |
| バイショ・ジャクイ/イルイ | - | 12,800 | 12,800 |
| 計 | 8,000 | 35,400 | 43,400 |
| サンタ・カタリーナ | | | |
| バロ・ブランコ | - | 600 | 600 |
| ポニート | - | 2,800 | 2,800 |
| 計 | - | 3,400 | 3,400 |
| 合計 | 8,000 | 38,800 | 46,800 |

表3.2.2-1
 ブラジル
 石炭による発電所の発電準拠コスト
 米ドル (86)

| 区分 | カンジオッタ | カンジオッタ | その他 |
|------------------|--------|--------|------------|
| | 露天掘り | 地下 | 地下 |
| 投資コスト (米ドル/MWh) | 26.9 | 26.9 | 24.7 |
| 運転および維持(米ドル/MWh) | 3.3 | 3.3 | 3.3 |
| 燃料(米ドル/MWh) | 8.0 | 12.0 | 12.0から20.0 |
| 発電最終コスト(米ドル/MWh) | 38.2 | 42.2 | 40.0から48.0 |
| 使用した基本データ | | | |
| 建設費用(米ドル/kW) | 1,200 | 1,200 | 1,100 |
| 建設利息(米ドル/kW) | 300 | 300 | 275 |
| 投資コスト(米ドル/kW) | 1,500 | 1,500 | 1,375 |
| 年間実現率 | 10% | 10% | 10% |
| 耐用年数 | 25年 | 25年 | 25年 |
| 発電能力 | 70% | 70% | 70% |
| 準拠発電所 | | | |
| 粗発電能力 | 350MW | 350MW | 350MW |
| 純発電能力 | 315MW | 315MW | 315MW |

3.3 原子力

3.3.1 発電能力

ブラジルの国土で記録されているウランの様々な存在のうち、試掘の段階にあるものもあれば、すでにその生産能力が確定されているものもあり、地質学的には30万トン台の U_3O_8 の埋蔵となっている。しかし原子力燃料の供給に関しての経済的推定のためには、パラメーターの中でも採掘と精製における損失を考慮に入れた回収可能な埋蔵量と採掘の費用を考察しなければならない。このような埋蔵量は12万100トンに相当し、そのうち6万5千トンがラゴア・リアル(Lagoa Real)とイタタイア(Itataia)に埋蔵されている。

原子力発電の能力の推定は、残存するウランとプルトニウムの再生利用を考慮せずに、仮説の設定と燃料のサイクルと原子力発電所の運転の外部管理に関するパラメータの採用に関係している。以下のパラメータが採用された。

- 発電所の耐用年数：25年
- ウランの回収可能な埋蔵量： U_3O_8 、12万100トン
- 転換における損失：0.5%
- 製造における損失：1.0%
- 濃縮過程の廃棄：0.3%
- 準掘発電所の純発電能力：1,245MW
- 年間平均能力：60%
- 耐用年数を通じての総消費： U_3O_8 5,666トン
- リチャージ期間：2か月
- 運転サイクル：第1サイクル-15か月、その他-12か月
- 濃縮：第1チャージ- U_{235} 1.9%、2.5%、3.0%、リチャージ- U_{235} 3.2%
- 質量：第1チャージ- UO_2 103.06トン、リチャージ- UO_2 34.35トン

上記のパラメーターを使用し、設置可能な能力が計算され、およそ26,000MWの値が得られた。これは純発電能力1,245 MWの発電所21基に相当する。

3.3.2 ブラジルにおける原子力の将来的費用

ブラジルには運転中の原子力発電所1基と建設中のものが2基あるが、これら最初の3基の建設と運転において遭遇した大きな問題の前に、将来の発電所の費用を推定することは極めてむずかしくなっており、将来特に長期的ビジョンで、同じように熱心に繰り返されるべきではない。他方、原子力の利用においてはその大規模な発電能力は現在すでに数

十年の経験を有しているにもかかわらず、費用の推定は1国の中でも大きく変化し、このことは原子力技術が、世界的に認められる標準的プロジェクトや建設技術の確定を可能にする段階にまでいまだ達していないことを示している。

出所の異なるデータからの費用の比較は、採用されている基準の違いのためにむずかしい。基本的なパラメーターの値だけでなく、実現比率や発電能力も出所によって変化し、建設利息の会計方法やインフレの影響の考察も同様である。これらの問題を避けるため、費用に関しては唯一の出所を利用することに決め、ブラジルに建設される原子力発電所の発電コストの見積もりに利用できるように、ブラジルで採用される基準にその結果だけを適合させた。

表3.3.2-1 と3.3.2-2 において、米国、フランス、ドイツ、英国で建設されたPWR発電所に関する投資コストと発電コストの比較結果が示されている。これらが入手された形については次の注意が必要である。

—建設費用は次の出版物から取った：J. Baumier “La Planification e les Etudes Electriques -Synthese des coûts”, Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986

—建設期間は建設利息の額から推定した。

—耐用年数は25年、発電能力70%に統一した。

—建設利息は10%の実現比率で、また以下の出版物で提案された基準を利用して計算しなおした：“Expansion Planning for Electrical Generating Systems, a Guide Book” 国際原子力委員会刊、1984。

表3.3.2-2 の発電の最終コストは、最大値の米国の66.5米ドル/MWhから最小値のフランスの28.3まで変化する。これらの極端な数値を除いて、他の3つの結果はより大きな集合性を示している。すなわちドイツの41.3、英国の45.1、米国中部の47.8である。

これらの数値の利用で強調されるべき第1の側面は、為替レートに関するものである。採用された情報の日付84年 1月1日以来、ヨーロッパ諸国の通貨に対するドルの下落が見られ、これによって、これらの諸国での原子力のドルに換算したコストの上昇が起こった。

フランスにおける原子力の低コストは、主として、その原子力計画の実現の例外的な条件の結果である。この条件はすでに分析されており、他のいずれの場所でも相似するものは見られない。J. Baumierは、すでに引用した文献の中で、開発途上国における原子力発

電所の建設費用に、フランスの条件に比較して50%の増加を見積もっている。

また建設期間の延長を仮定することも合理的であり、6年から8年になるであろう。これはブラジルの経験からは保守的と考えられる仮説であろう。これらのデータに20%のドルの下落を組み合わせると、原子力発電のコストは、必然的に起こるであろう燃料、運転、維持の費用の上昇を考えなくても、44.6米ドル/MWhになる。

もしドルの下落を考慮すれば、米国、ドイツ、英国の発電所に関して予測された費用は、すべて50米ドル/MWh近くになるであろう。同じ考え方に従えば、ブラジルではコストはこれらの国々よりも多いという議論が可能である。しかしわが国の低い生産性は低賃金によって相殺され、結果的に最終的なコストは同じくらいの大きさになるであろう。

この説明に対し、ブラジルにおける長期的な原子力発電コストとして50米ドル/MWhの準拠値が採用されるであろう。表3.3.2-3には採用された仮説とこの最終的なコストに至るパラメータの値が見られる。これらは、誤った精密さの印象を避けるため、意図的に概数で示されている。

3.3.3 ブラジル原子力計画の速度

ブラジル原子力計画評価委員会(CAPNB)は、原子力が経済的に正当化されるときにブラジルが備えるため、得られた知識を保持し、それを発展させ続ける目的で、発電所建設の最小限の計画の維持を勧告した。アングラⅡおよびⅢの終了のほかに、委員会は1989年には、新たな発電所の建設開始の決定が検討されることを提案している。

1989年に新たな発電所の建設が決定されるにもかかわらず、予備研究に2年から3年、建設期間に8年から10年必要であろうことを考慮すると、この新しい発電所はおそらく2001年までには準備ができていないであろう。このように中期の範囲内(1987年-2001年)では新しい発電所はひとつも考えられない。長期的には1300MWの新しい発電所4箇所が運転を開始し、そのうち2箇所は2001年から2005年の間に、その他は2006年から2010年の間に開始することが考えられている。

原子力の将来にのしかかる不確実性に対し、この提案は暫定的な性格を有するものとして直面しなければならない。今後数年間は、国外においてもブラジル国内においても、原子力の将来の決定にとって本質的なものとなるであろうことを想起する必要がある。コストの不確実性の上に、さらにブラジル社会がこのエネルギー源の特色に対してどのように反応するかについての疑問が加わる。見通しのレベルでのコストの維持と社会の受容可能性とが結びつければ、提案のレベル、あるいはそれ以上の建設計画の発展がもたらされ得

る。しかし否定的な要因が結びつけば新たな遅延が起こり得る。

安全の問題以外に、ブラジルの原子力は、極端に高価な、パフォーマンスの悪い、そして関心を持つ行為者の参加ぬきで決定の行われるエネルギー源と見られることによる、大きな反対に遭っている。原子力が将来の選択肢と見られるためには、この枠組の再考が必要である。解説のキャンペーンを行うのではない。現在その効果は肯定的であるよりも否定的となり得る。必要なのは、原子力の公のイメージを改善することに貢献する確実な事実を産み出すことのできる長期的方法である。アングラ I の良好な運転と現在の予測に見合った期間とコストでのアングラ II および III の終了によって、この方向での重要な一歩が与えられることになるであろう。

表3.3.2-1

PWR発電所の投資コスト

84年1月1日現在の価格

| 国名 | 準拠発電所 (MW) | 建設期間 (年) | 建設費用 (米\$/kW) | 建設利息 (米\$/kW) | 総投資コスト (米\$/kW) |
|-------|---------------|-------------|------------------|------------------|--------------------|
| ドイツ | 1x1,258 | 6 | 1,248 | 366 | 1,614 |
| 米国-中部 | 1x1,200 | 8 | 1,415 | 585 | 2,000 |
| 米国-西部 | 1x1,200 | 10 | 1,967 | 1,074 | 3,041 |
| フランス | 2x1,390 | 6 | 731 | 214 | 945 |
| 英国 | 1x1,155 | 7.5 | 1,242 | 817 | 2,059 |

出所: La planification et les Etudes de Faisabilité des Projets Nucleo-

Electriques - Baumier J. - Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986

表3.3.2-2

PWR発電所における発電コスト

84年1月1日現在の価格(米ドル/MWh)

| 国名 | 投資 | 運転・維持 | 燃料 | 最終発電コスト |
|-------|------|-------|-----|---------|
| ドイツ | 29.0 | 5.0 | 7.3 | 41.3 |
| 米国-中部 | 36.0 | 4.8 | 7.1 | 47.9 |
| 米国-西部 | 54.6 | 4.8 | 7.1 | 66.5 |
| フランス | 17.0 | 4.0 | 7.3 | 28.3 |
| 英国 | 30.8 | 5.5 | 8.8 | 45.1 |

出所: La planification et les Etudes de Faisabilité des Projets Nucleo-

Electriques - Baumier J. - Institut National des Sciences et Techniques Nucleaires, 1986

表3.3.2-3

ブラジル

PWR発電所における発電の準拠コスト

| 区分 | 米ドル(86年) |
|------------|-------------|
| 投資コスト | 36 米ドル/MWh |
| 運転および維持 | 6 米ドル/MWh |
| 燃料 | 8 米ドル/MWh |
| 最終発電コスト | 50 米ドル/MWh |
| 使用した基本データ: | |
| 建設費用 | 1400 米ドル/KW |
| 建設利息 | 600 米ドル/KW |
| 投資コスト | 2000 米ドル/KW |
| 年間実現比率 | 10 % |
| 耐用年数 | 25 年 |
| 能力 | 70 % |
| 準拠発電所: | |
| 粗発電能力 | 1300 MW |
| 純発電能力 | 1245 MW |

4. 環境と事業の地域への浸透

電力の必要条件の対応に必要な工事計画の選別と実行可能化に結びつく措置と平行して、プラン2010は全体としての電力部門と環境との関係の問題を取り扱い、その結果の行動のために必要な財政的、制度的支援を与えるような機会を提供している。

発展はブラジル国民の熱望するところであり、国家政策の目的でもあるが、1972年ストックホルムで開かれた国連人間環境会議で採択された「人間環境宣言」の以下の抜粋に強調されたことに従い、環境保全と調和しつつ発展を確実にする必要がある。

・「大気、水、大地、動植物およびとくに自然の生態系の代表的なものを含む地球上の天然資源は、現在および将来の世代のために、注意深い計画と管理により適切に保護されなければならない。」

・「経済および社会の開発は、人にとって好ましい生活環境と労働環境の確保に不可欠なものであり、かつ、生活の質の向上に必要な条件を地球上につくり出すために必須のものである。」

・「開発途上国にとって、一次産品および原材料の価格の安定とそれによる十分な収益は環境の管理に不可欠である。生態学的なプロセスと並んで経済的な要素を考慮にいれなければならないからである。」

・「合理的な資源管理を行い、環境を改善するため、各国は、その開発計画の立案にあたり国民の利益のために人間環境を保護し向上する必要性と開発が両立しうるよう、総合性を保ち、調整をとらなければならない。」

電力部門の行動の最近の歴史を振り返ると、70年代半ばから、水力発電所の建設に先立って環境への影響の調査の行われることが求められているのが明らかである。当初これらの調査は、世銀の決定した仕様に応ずるために含まれていた。後にDNAEEは、環境の側面を水力発電施設の実行可能性調査の承認条件に含めることにした。

環境分野における電力部門の活動は、経済の他の部門よりもかなり多いにもかかわらず、世論から論争的にされてきた。このような状況は、社会の様々な部分が政府系事業体の意志決定過程に大きく関係していること、一般大衆の側においては、電力部門によって効果的に採用された方法（特に過去3年間に強化された方法）について不完全な、浅薄な知識しかないこと、そして社会のために環境を保全回復することを強調する、国内的、国際的な大規模な意識化が結びついた結果である。

環境分野における包括的な行動の必要性は、プラン2010の機会と結びつき、バイオニア

的性格で、電力部門の行動の完成プロセスを今後方向づける指導計画を作るため、方法の焦点の見直しと、計画の確定の機会を与えた。

指導計画はEletrobrásの調整の下で作成されてきた。第2版は、すでにSema、Funai、IBDF等の機関の批判と勧告や、Eletrobrásの指導の一層の提言のために設けられた環境諮問委員会による観察も含んでおり、現在編集中で、プラン2010の補足版である。

指導計画の基本目的は、組織的かつ体系的に、環境の領域を電力部門の計画や工事とサービスの実施に組み入れるための条件を確保することである。

環境政策の展開と、予定された工事やサービスの性格を考慮すると、国全体と部門の利益、そして地域的な利益とのよりよい均衡は、電力部門の事業の地域への浸透を重視する戦略を通じて達成できるであろう。それゆえ、輪郭のできつつある計画のモデルは、電力部門の工事とサービスとが含まれている地理的単位の開発の全体的プロセスの構成要素として、これらの工事やサービスに焦点を合わせようとしている。

指導計画は、この基本的ガイドラインに基づき、事業の影響する範囲において、事業の設置に伴う便益のできる限り多くの数を内在化させようとしている。しかし事業の地域への浸透が実現できるかどうかは、他の3つのガイドライン—環境上の実行可能性、制度間の連結および経営の効率—を同時に順守することにかかっている。

分析的ガイドライン、すなわち環境上の実行可能性は、事業とその影響する範囲との間の相互行為の多くの点が評価され、エンジニアリング事業の、それが存在する地理的単位への適切な浸透が可能であることの審査、証明を意味している。事業から生じる便益の最大化、そして逆効果の最小化の追求の結果として理解することができる。通常環境上の実行可能性は、予防的性格の行動と正しい時期における設置が重視されれば、少額の経済・財政的費用で達成される。環境体系にすでに現れた否定的影響を修正する行動は、往々にして手遅れとなり、経済的、社会的、政治的コストが高くなる。

地域への浸透のガイドラインを作業に変えるためには、行動は、国の政治—行政ヒエラルキーの様々なレベルにおける開発の目的と目標の一致、プラン、計画、プロジェクトの達成に向けた研究、関連部門の機関の間での費用の割り当てに必要な制度間連結のメカニズムに集中されなければならない。地球規模の経済—社会空間の様々な調整機関が、その努力を同じ方向に向けようとするれば、このプロセスは行き詰まりを避け、より効率的な総合的解決に至ることが可能であり、消費する時間を減らし、財政的資源を節約することができる。

最後に、環境の領域を電力部門の計画の体系に組み入れるという基本目的を達成するためには、認可企業が環境の分野においてもその経営の効率を増し、適切に組織され、また環境の分野でのプラン、計画、プロジェクトを作成、実施、評価する能力のある専門家を経営陣に組み入れることが非常に重要である。

5. 電力システムの長期的拡大

5.1 発電システムの拡大

発電システムの長期的拡大のために研究された様々な選択肢の中で、基本的参考として指示され、表5.1-1にその主要な特色の示されたものが選ばれた。

表5.1-1から発電の基本的エネルギー源は、2010年まで依然水力発電であり、この時点でもブラジル全土に設置された発電能力の89%を占め、現在の90%をわずかに下回るだけであることがわかる。ブラジルの水力発電能力の競争力のある施設の発展は、表5.1-2に示されている。2010年には全国合計でこの能力の85.8%が利用されているであろう。地域別には、この指標は最低の北部の78%から最高の東北部の98.6%までにわたっている。

地域間での電力の移送は、図5.1-1に示され、地域ごとの対応における外からの供給のシェアも示されている。南東部と東北部は、電力の北部からの大輸入者であり、南部は依然南東部への輸出者であろう。

拡大計画の作成においては、市場の必要性を越える水力発電資源の入手可能性は、火力発電産業の発展を、たとえ制御することはあっても、妨げる十分な理由とはならないと考えられた。仮に発電の単一のコストのみが考慮されるならば、純粋に水力発電のみによる選択肢のコストは、選ばれた選択肢（1995年で819億ドルに対し838億ドル）のコストよりも合計でおよそ2.3%少ないであろう。これはあまり重要でない上に、このコストの利点は以下に分析される他の側面の役割により相対化されるはずである。

ブラジルがその競争力のある水力発電能力のすべてを享受すると想定することは合理的でなく、それだからこそ、ブラジルは火力発電所の建設を開始し、すでに高い生産率で開始されているはずだった新しい産業をだしぬけに稼働させているのである。2010年までの次の10年間には、水力発電能力の統合的利用の上に相当な火力発電業界の発展が必要であろう。この問題の探究において、プラン2010の範囲外で水力および熱の計画の発展の異なったオプションが研究され、実施されるオプションから派生する産業の規模の分析が行われた。この分析によれば、2001年から2010年の10年間においては、水力発電施設の生産に平均で年5,000MWの制限を設定するのが適当であり、こうすれば水力発電優位の産業から、火力発電優位の産業へのよりスムーズな移行が保証される。

また、電力部門が戦略的理由から、将来電力部門にとって非常に重要となる能力を開発し、石炭および原子力の水力発電と比較した競争力を正しく評価するのに必要な技術的経済的データをより良く知るため、火力発電所の建設と運転の経験を積み続ける必要性も考

慮された。50から 125MWの石炭による火力発電所の導入は、まだ大容量の発電所向けの装置を製造していない国内産業がその供給規模を徐々に拡大してこの仕事に備えられるようにすることだけでなく、パイロット発電所の設置から生じる、流動床 (leito fluidizado) のような新技術を利用する可能性によって正当化された。

既述の要因から、表5.1-3 に示された最小速度での火力発電業界の拡大の提案が生まれ、問題にかかわっている電力部門の技術者と影響を受ける一部の産業との間のコンセンサスを得ている。

表5.1-3
火力発電業界の拡大(*)
(MW)

| タイプ | 1996/2000 | 2001/2005 | 2006/2010 |
|-------|-------------------|-----------|-----------|
| 原子力 | - | 2 x 1,245 | 2 x 1,245 |
| 石炭-RS | 2 x 315 | 4 x 315 | 3 x 540 |
| 石炭-SC | 4 x 50 2 x 125 | 1 x 315 | 1 x 315 |

(*) ここに示された能力は純発電能力であり、石炭による発電所の場合、粗発電能力に比較して10%の減少を意味する。

表5.1-1
 ブラジル
 発電業界の発展
 施設発電能力
 1986/2010
 (GW)

| タイプ | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|-----|------|------|------|-------|-------|-------|
| 水力 | 38.5 | 53.4 | 73.9 | 93.3 | 116.9 | 141.8 |
| 火力 | 4.2 | 5.1 | 7.4 | 9.7 | 13.8 | 18.2 |
| 石炭 | 0.7 | 1.3 | 1.9 | 3.0 | 4.6 | 6.5 |
| 原子力 | 0.6 | 0.6 | 1.9 | 3.1 | 5.6 | 8.1 |
| その他 | 2.9 | 3.2 | 3.6 | 3.6 | 3.6 | 3.6 |
| 合計 | 42.7 | 58.5 | 81.3 | 103.0 | 130.7 | 160.0 |

シェア
 (%)

| タイプ | 1986 | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 |
|-----|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 水力 | 90.2 | 91.3 | 91.0 | 90.6 | 89.4 | 88.6 |
| 火力 | 9.8 | 8.7 | 9.0 | 9.4 | 10.6 | 11.4 |
| 石炭 | 1.6 | 2.2 | 2.3 | 2.9 | 3.5 | 4.1 |
| 原子力 | 1.4 | 1.0 | 2.3 | 3.0 | 4.3 | 5.1 |
| その他 | 6.8 | 5.5 | 4.4 | 3.5 | 2.8 | 2.2 |
| 合計 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 100.0 |

注：3.1.1.1の記述に従い、1988年に行われる調査により、緊急の解決策としての新たな火力発電所の導入に伴い、この表は変更されうる。

5.1.1 水力発電用ダムによる土地の水没

表5.1.1-1には、拡大プランから成る水力発電所のダムにより水没する面積の推移の見通しが示されている。またブラジルの既知の水力発電能力がすべて利用されたならば水没するであろう面積も示されているが、これらの発電能力がすべて利用されるとは予見されないため、これは実際には決して達することはない理論的数値である。

表5.1.1-1

ブラジル

水力発電用ダムによる水没面積の見通し

| 地域 | 総面積 (10 ⁶ ha) | 水没地域 | | | | | |
|--------|-----------------------------|----------------------|-----|----------------------|-----|----------------------|-----|
| | | 運転中・建設中 の発電所 | | 2000年に予想 される発電所 | | 水力発電能力計 | |
| | | (10 ⁶ ha) | (%) | (10 ⁶ ha) | (%) | (10 ⁶ ha) | (%) |
| アマゾン | 500 | 0.6 | 0.1 | 1.3 | 0.3 | 10.0 | 2.0 |
| その他の地域 | 350 | 2.3 | 0.6 | 3.9 | 1.1 | 4.2 | 1.2 |
| 合計 | 850 | 2.9 | 0.3 | 5.2 | 0.6 | 14.2 | 1.7 |

ここに示されたデータに関しては、以下の観察が必要である。

— 電力の他のエネルギー源に比較して水力発電の利点は、水力発電によって使用される土地の総面積は、完全にその潜在的便益と両立するということが断言できる。しかし現在電力部門が考えていない、落差の分割の代替案が常にあり、これはコストの増加、エネルギーの損失と引き換えに水没する土地を相当減少させることができる。当然のことながら、これはブラジル社会がそうすると決定すれば実現され、電力部門にはこの決定、特に発電コストの増加に関しての意味を分析する義務が与えられる。

— 水力発電はダムの建設に伴う唯一の便益ではない。蓄えられた水は、灌漑、水道、治水、航行、娯楽 (psicultura)、レジャーにも利用できる。しかし灌漑のみが肥沃な土地の占拠に対して利益をもって報いうる。

— アマゾン地域の発電能力はブラジルの他のものよりも相当多くの土地を使用する。現在の見通しではこれらの水没のコストは高くない。というのはこの地域は人口密度は極めて低く、経済活動のレベルも低く、インフラストラクチャーは存在せず、土壌も比較的肥沃でないためであるが、他の要因、とりわけ生態系の価値やインディオ人口

の保護に関連する要因は分析され、正しく解決されるべきである。

- アマゾン地域以外では問題は性格が異なる。なぜなら土地の占拠は比較的少ないが、そこにはより多くの経済活動と高い人口密度があるからである。しかし消費センターからの近さにより送電コストが抑えられ、水力発電の競争力を高め、水力発電の引き起こす混乱の費用がかかっても、経済的に依然正当であることが可能になる。
- ウルグアイ川流域の場合は、この最後の側面についての良い例である。そのリストでは22の水力発電施設が予定されており、これは全体で、7,000 から8,000MW の施設能力に相当し、年3,870MW の固定電力を有するであろう。もしこれらの発電所がすべて建設されれば、161,000ha の土地が水没する。このうち124,000ha は耕作可能であり、さらにその69,000haは機械化可能で、現在ブラジルで耕作されている約5,200 万ヘクタールや生産されるであろうエネルギーの価値に対しては極端にわずかな価値である。いいかえれば、現在のブラジルの施設能力を16%増加するために、水没する土地は今日全国で耕作されている土地の 0.3%に相当するであろう。

5. 1. 2 火力発電による供給の問題

ここに示された拡大計画における、全施設能力に比較した火力発電所の施設能力のシェアは、電力市場の供給保証の基準に完全に適している。

すでに分析されたように、この基準によって電力市場の不足の年間リスクを 5%以下に維持しようとしている。拡大計画ではこの制限が尊重され、実際の総費用を最小化する発電所の組み合わせを決定しようとしている。これはその発電コストの小ささのために水力発電所が優勢である形で選択されることを意味する。当然ながら、もしより厳格な供給保証の基準が採用されれば、発電所の数を増加することが必要であろうが、水力発電はそのコストの低さのため依然優先的であるため、火力発電の相対的なシェアが必然的に増加するのではない。

ここ数年見られた対応の状況は、満足すべきものとは考えられない。しかしそれは火力発電所の不足のためではなく、電力部門が必要とした投資における体系的な削減のためであった。

このような状態を継続するため、最近南部および東北部に達した電力の供給制限は今後も起こるであろうし、これを、電力部門が何十年も前にすでに共存の形を見いだしている現象である放電の偶然的な性格のせいにするのは幻想であろう。

最後に、電力供給の不足状態が短期的なものとなれば、問題を緩和するために取り得る

数少ない方法の中に、その設置期間の短さからガス・タービンの設置が含まれる。しかしこの解決法は、そのコストの高さとディーゼル・オイル（Petrobras の精製構造において重要な派生物）もしくは天然ガス（ブラジル国内ではほとんど入手できないエネルギー源）の高い消費量ゆえ、切迫した場合にだけ採用されるべきである。

5. 1. 3 アマゾンの水力発電能力利用に対する代替案

アマゾンの水力発電能力利用への制限は、必然的に2001年から2010年の10年間における火力発電業界の増加を意味する。とりわけ南東部への電力輸出やすでに建設中の北部-東北部接続の拡大も認められないとすると、2010年までに1,245MW 発電所17基からなる原子力発電産業の設置が必要であろう。

社会の原子力発電への受容性に対する疑問と並んで、すでに分析された原子力の技術的・経済的問題の前に、2010年までにこのような多数の発電所の建設を決定するのは極めて困難であろう。そのためには原子力発電所の多額の費用の前に財政面でも、社会からの支援の面でも極めて不利な状況で、原子力発電所の大建設計画をすぐに発表する必要がある。

5. 2 送電システムの拡大

今世紀末以降、電力の地域間相互接続は、北部から東北部、南東部-中西部の供給に向けた電力の移送の必要性の増大に特色づけられる。

地域間相互接続が将来果すであろう役割のビジョンが表5.2-1 に示されており、受け入れシステムの瞬間最大電力量と相互接続の容量の比較を示している。

大量の電力の長距離送電のため、イタイプで用いられている技術である $\pm 600\text{kV}$ の直流電流送電が選ばれた。この案に比較して、実際の予測は $\pm 800\text{kV}$ の直流電流送電はコストの4%減、 $\pm 1,000\text{kV}$ の交流電流送電はコストの4%増であることを示している。これらのコストの差の小ささのため、将来実際にどの技術的解決策が採用されるか確信をもって予測することはできない。

表5.2-2 は直流電流相互接続の主要幹線の拡大見通しの概略であり、その物理的特色と到着点が示されている。

図5.2-1 および5.2-2 には、 345kV 以上の電圧の交流送電の主要幹線の拡大見通し、および2000年、2010年のそれぞれの直流送電相互接続の連結が示されている。

表5.2-1
 ブラジル
 受け入れシステムと相互接続容量の比較
 2000/2010

| 受け入れ地域 | 2000 | | | 2005 | | | 2010 | | |
|---------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| | 流出 (MW) | 容量 (MW) | 流出/容量 (%) | 流出 (MW) | 容量 (MW) | 流出/容量 (%) | 流出 (MW) | 容量 (MW) | 流出/容量 (%) |
| 東北部 | 871 | 11,061 | 8 | 4,284 | 14,397 | 30 | 7,841 | 18,072 | 43 |
| 南東部/中西部 | 4,524 | 43,447 | 10 | 11,227 | 54,516 | 21 | 18,961 | 66,393 | 29 |

2000年との比較

| 受け入れ地域 | 2005 | | 2010 | |
|---------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 流出の増加 (MW) (A) | 容量の増加 (MW) (B) | 流出の増加 (MW) (A) | 容量の増加 (MW) (B) |
| 東北部 | 3,336 | 3,336 | 6,970 | 7,011 |
| 南東部/中西部 | 6,703 | 11,069 | 14,437 | 22,946 |

注： - 南東部 - 中西部については、ブラジルの北部および南部との相互接続が考察されている。

- 受け入れ地域では、相互接続における損失が控除されている。

- 流出量の値は、相互接続における最大時の送電能力に相当する。

- 容量の値は、受け入れ地域の最大需要に相当する。

- 流出量および容量の増加は2000年との比較で計算されている。

表5.2-2

ブラジル

アマゾンからの送電の主要幹線

| 輸出地域 | 受け入れ地域 | 平均距離 (km) | 運転 開始年 | 名目能力 (MW) |
|------|------------|--------------|-----------|--------------|
| マラバ | ベロ・オリゾンテ | 2,400 | 2000 | 4,200 |
| | リオ・デ・ジャネイロ | 2,600 | 2005 | 4,200 |
| | サン・パウロ | 2,300 | 2005 | 4,200 |
| クイアバ | レシフェ | 2,200 | 2005 | 4,500 |
| | サン・パウロ | 2,800 | 2005 | 4,800 |

注：- この調査の段階では± 600kVの電圧での直流の連結が許可されていた。

- 示された名目能力は最終段階に相当する。

図5.2-1

ブラジル
345 kV以上の
送電主要幹線
2000年

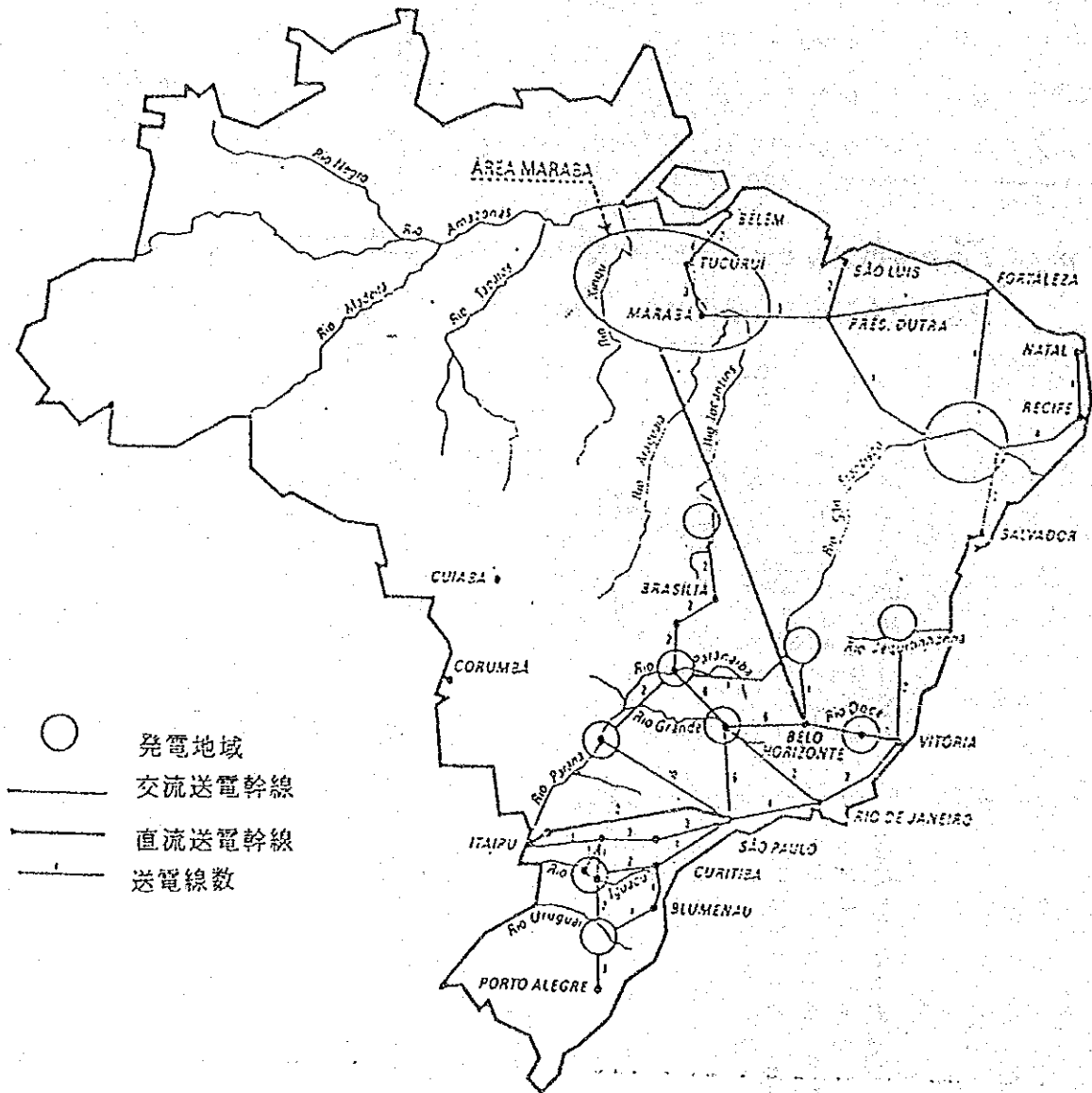
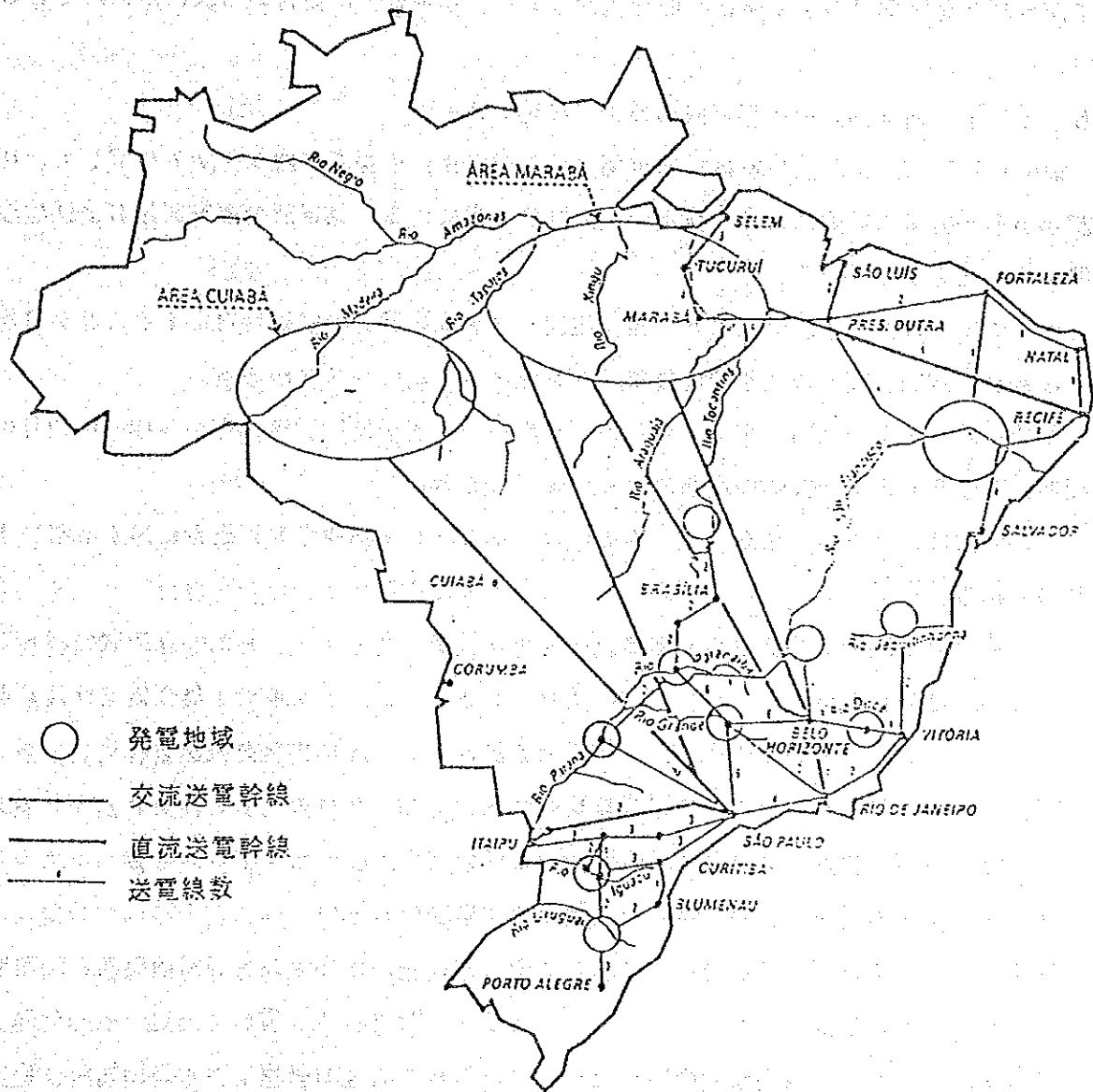


図5.2-2

ブラジル
345 kV以上の
送電主要幹線
2010年



6. 電力システムの中期的拡大

6.1 発電の拡大計画

ブラジルには相互接続の大きなシステムが2つある（北部／東北部および南東部／中西部／南部）。これら2つのほかには、北部のいくつかの独立したシステムに多少の容量があるだけである。

2001年に向けて、大規模な相互接続システムのために、また独立したシステムのために予想された発電業界の主要発電所の地理的位置は、本報告書に添付の地図に示されている。

6.1.1 南東部／中西部／南部の相互接続システム

表6.1.1-1 および6.1.1-2 は、南東部／中西部／南部の相互接続システムに関して、1987年から2001年の期間における発電の拡大計画を構成する、発電所の運転開始および建設開始の日程を示している。

ここに示された工事計画により、相互接続システムの電力の需要に対応することが可能となるが、1992、93年の2年間には年5%を超える不足のリスクがある。

年間不足リスクが5%を超えないため、対応能力の適合は1992年3月から1993年12月の期間におけるおよそ500MWの増強によって達成できる。

この増強は、以下の、独立して、あるいは一部合同して必要な発電総量に達する案により得られる。

— Cemig の地域のイガラババ、グランモゴル、サンタ・リタ、またCesp地域のバルド集合体（UHEカラバト、バレイロ、サン・ジョアン）、トゥルヴォ集合体（UHEタリャード、フォス・ド・プレト）、サブカイ集合体（UHEサンタ・リタ、サン・ジョゼ、アニャンゲラ、レチロ、モンジョリーニョ、サン・セバスチャン、サント・ドミンゴ）等の、小中容量の水力発電所の包含および早期化。

— アングラⅡの運転の初期段階への貢献および早期化。

— サン・パウロ州の可能な所在地に関してすでに調査がされている、石油製品を利用する火力発電所の包含。

採用されるべきより適当な案の選択は1988年に、G C P Sの管轄で、市場の要請、提案されたプロジェクトの実施期間、それぞれの費用の新たな考察によって行われよう。

表6.1.1-3 は、南東部／中西部／南部の相互接続システムに関して1988年から97年の期間の不足リスクを示しており、すでに引用された増強が採用されている。これからわかる

ように、システムは年間不足リスク 5%の基準内で対応されている。

表6.1.1-3

南東部/中西部/南部相互接続システム

年間不足リスク (%)

1988/1997

| 年 | 南部 | 南東部/中西部 |
|------|----|---------|
| 1988 | 0 | 0 |
| 1989 | 0 | 1 |
| 1990 | 1 | 1 |
| 1991 | 3 | 3 |
| 1992 | 4 | 4 |
| 1993 | 4 | 5 |
| 1994 | 4 | 5 |
| 1995 | 4 | 4 |
| 1996 | 3 | 4 |
| 1997 | 3 | 4 |

6.1.2 北部/東北部の相互接続システム

表6.1.2-1 および6.1.2-2 は、北部/東北部相互接続システムの計画を構成する発電所の運転開始および建設開始の日程を示している。

灌漑は、容量の増加に貢献し、同時に場合によっては水力発電所の発電能力の減少を引き起こす限りにおいて、市場の対応の状態に重要な影響を持ちうる。

灌漑で消費される電力は市場の計画において考察される。電力の提供については、灌漑の必要性に対応するための取水は、発電能力を減少させる。この影響の数量化には、灌漑プロジェクトの位置、結果的な水の消費を伴う利用される技術、この水の一部の川への最終的な回帰の仮説を考慮しなければならない。

今までに実施された評価によれば、発電能力への灌漑の影響はサン・フランシスコ川流域においてだけ重要である。このように発電能力への灌漑の影響は北部/東北部相互接続システムに関してだけ考察された。

東北部灌漑計画-Proinetは1991年までに達成する目標として、東北部のおよそ 100万へ

クタールの土地の灌漑を決定した。このうちおよそ53万ヘクタールはサン・フランシスコ川流域にあり、ソブラデーニョ・ダムにより電力の損失が生じ、システムの対応状況に決定的な影響を及ぼす。

北部／東北部システムへの灌漑の影響を数量化するために採用された仮説は、1988年の推定53,000ヘクタールから始まって1995年に53万ヘクタールに達するよう、ソブラデーニョ・ダムの計画をより緩やかに開発するというものであった。

放出は、1,000ヘクタールあたり毎秒0.35 m³という平均指標から計算され、これは1988年には19m³/sを意味し、1995年には186m³/sに至って、この結果この最後の年にはおよそ500MWの発電の減少となる。

灌漑による発電能力の損失の影響を補うため、プラン2010の予備版に比べ、工事日程に以下の変更が採用された。

- UHEシンゴーの、1993年6月から1992年10月への早期化。
- UHEイタベピの、1996年から1995年への早期化。
- 1992年からのUHEツクルイの74mレベルでの運転。
- ポア・エスペランサおよびペドラ・ド・カヴァロ水力発電所の物理的日程の実現。
- 1988年6月における120MWのガス火力発電所の包含。

工事計画におけるこれらの変更により、年間不足リスクで評価される北部／東北部システムの対応状況は、1992/93年、および1997年に5%の基準をわずかに上回った。

近年における5%のリスクの基準への適合は、以下の2つの案のうちの1つを通じて可能となるであろう。

- 北部／東北部相互接続能力のおよそ400MWへの増加を、1992年初めに早期化し、また運転規制を変更することによって現存する火力発電所の発電レベルを高める。
- 1991年から200MW台の天然ガスあるいは石油製品を消費する火力発電所を包含し、また運転規制を変更することによって火力発電所の発電レベルを高める。

最善の策の選択は、1988年に、市場計画の現実化の考察を含め、GCP Sの管轄で行われるはずである。

市場への対応の状態は、表6.1.2-3によって評価することができる。この表には第1の案に関する1988年から1997年の期間の不足リスクが示されている。これからわかるように、このシステムは、1988年を除き、年間不足リスク5%の基準内で対応されていることを示している。

表6.1.1-1
ブラジル
発電拡大計画-1987/2001
南東部・中西部

| 発電所 | | 州 | | タイプ | 計画能力 (*)(MW) | 計画発電 所数 | 建設 開始 | 最新の 建設の年 | 貯水 日付 | 累積総 (10 ⁶ US\$) | 面積 (km ²) |
|-------------|-----------|-------|---|-------|-----------------|------------|----------|-------------|----------|-------------------------------|--------------------------|
| 名称 | 流域 | | | | | | | | | | |
| C.ドウラーダ-AMP | パラナイバ | GO | H | 190 | 2 | - | 1987 | 1988 | - | 45.1 | 69.0 |
| ロザーナ | パラナイバネマ | SP/PR | H | 320 | 4 | - | 1987 | 1988 | - | 56.1 | 220.0 |
| トレス・イルマンズ | テイエテ | SP | H | 640 | 4 | - | 1989 | 1990 | 1988 | 557.5 | 710.0 |
| タクアルス | パラナイバネマ | SP/PR | H | 500 | 5 | - | 1989 | 1990 | 1989 | 227.5 | 105.3 |
| ジャグアラ-AMP | グラナンテ | MG | H | 212 | 2 | - | 1990 | 1990 | - | - | 33.0 |
| サンタ・ブランク | パラナイバ | SP | H | 49 | 2 | 1987 | 1990 | 1990 | - | 24.8 | 27.1 |
| マンソ | パラグアイ | MT | H | 210 | 4 | 1987 | 1991 | 1992 | 1991 | 284.0 | 387.1 |
| ポト・グリアグエラ | パラナ | SP/MS | H | 1,800 | 18 | - | 1991 | 1994 | 1990 | 1593.7 | 2,139.0 |
| コロンバ I | パラナイバ | GO | H | 375 | 3 | 1988 | 1992 | 1993 | 1992 | 401.9 | 39.2 |
| ノヴァ・ボナンテ | パラナイバ | MG | H | 510 | 3 | 1987 | 1992 | 1992 | 1991 | 440.8 | 443.0 |
| アングラ II | - | RJ | T | 1,245 | 1 | - | 1992 | 1992 | - | 971.0 | - |
| サブカイア | パラナイバ | RJ/MG | H | 300 | 3 | 1989 | 1992 | 1993 | 1992 | 272.3 | 4.2 |
| シンプリシオ | パラナイバ | RJ/MG | H | 195 | 3 | 1989 | 1992 | 1993 | - | 195.7 | 5.3 |
| アータ | パラナイバ | RJ/MG | H | 30 | 2 | 1988 | 1992 | 1993 | 1992 | 31.3 | 17.6 |
| セーラ・ダ・メーザ | トカンチンス-SE | GO | H | 1,200 | 3 | 1987 | 1993 | 1993 | 1991 | 820.1 | 1,782.7 |
| ミランダ | パラナイバ | MG | H | 390 | 3 | 1987 | 1993 | 1993 | 1992 | 223.4 | 50.6 |
| イタオカラ | パラナイバ | RJ | H | 210 | 3 | 1989 | 1993 | 1993 | 1993 | 207.6 | 83.0 |
| セーラ・ダ・フコ | パラナイバ | GO | H | 210 | 3 | 1989 | 1994 | 1994 | 1993 | 174.2 | 298.0 |
| カナ・ブラヴァ | トカンチンス-SE | GO | H | 480 | 4 | 1989 | 1994 | 1994 | 1993 | 332.5 | 100.5 |
| ボカイナ | パラナイバ | MG | H | 200 | 2 | 1988 | 1994 | 1994 | 1993 | 143.6 | 332.0 |
| カピン・ブランク | パラナイバ | MG | H | 600 | 3 | 1989 | 1994 | 1994 | 1994 | 360.9 | 131.0 |
| イガラバヴァ | グラナンテ | MG/SP | H | 200 | 4 | 1989 | 1994 | 1995 | 1994 | 125.4 | 52.0 |

| | | | | | | | | | | |
|-----------|--------------|-------|---|-------|---|------|------|------|---------|-------|
| アオス・ベゼーラ | トカンチンス-SE | GO | H | 360 | 2 | 1991 | 1995 | 1994 | 257.8 | 714.6 |
| カンドンガ | ドッセ | MG | H | 70 | 1 | 1991 | 1995 | 1995 | 77.3 | 1.2 |
| ピカダ | パラナイバ | MG | H | 100 | 2 | 1991 | 1995 | 1994 | 106.1 | 47.3 |
| フォルモゾ | サン・フランシスコ-MG | MG | H | 300 | 3 | 1990 | 1995 | 1994 | 337.1 | 301.5 |
| ソブラジ | パラナイバ | MG | H | 110 | 2 | 1991 | 1995 | 1995 | 94.7 | 2.3 |
| バーラ・ペイシェ | アラグアイア | MT/GO | H | 280 | 4 | 1990 | 1995 | 1994 | 163.2 | 674.0 |
| アングラIII | - | RJ | T | 1,245 | 1 | 1987 | 1995 | - | 1,140.0 | - |
| ローザI | パラナイバ | RJ/ES | H | 58 | 2 | 1991 | 1995 | 1995 | 52.5 | 5.7 |
| コロンバ | パラナイバ | GO | H | 235 | 2 | 1991 | 1996 | 1996 | 293.4 | 110.0 |
| アニル | グラナンヂ | MG | H | 164 | 2 | 1991 | 1996 | 1996 | 95.6 | 38.0 |
| フリチ | ジエキティニョニキ | MG | H | 69 | 1 | 1991 | 1996 | 1995 | 69.2 | 1.3 |
| テーラ・ブランカ | ジエキティニョニキ | MG | H | 120 | 2 | 1991 | 1996 | 1995 | 81.4 | 145.0 |
| フランカ・アマラル | パラナイバ | RJ/ES | H | 32 | 2 | 1993 | 1996 | 1996 | 28.8 | 0.8 |
| ピラジユ | パラナパネマ | SP | H | 120 | 2 | 1992 | 1996 | 1996 | 144.7 | 14.0 |
| ペイシエ | トカンチンス-SE | GO | H | 1,112 | 4 | 1992 | 1997 | 1996 | 709.0 | 940.0 |
| ムルタ | ジエキティニョニキ | MG | H | 90 | 1 | 1992 | 1997 | 1996 | 117.6 | 27.0 |
| ケイマード | サン・フランシスコ-MG | MG | H | 113 | 1 | 1992 | 1997 | 1996 | 83.6 | 35.0 |
| ピラール | ドセ | MG | H | 89 | 1 | 1992 | 1997 | 1996 | 123.9 | 14.3 |
| アイモレス | ドセ | MG | H | 300 | 3 | 1992 | 1997 | 1996 | 279.3 | 26.0 |
| バウー | ドセ | MG | H | 43 | 1 | 1995 | 1998 | 1997 | 69.2 | 4.2 |
| バナネイラスII | サン・フランシスコ-MG | MG | H | 417 | 9 | 1994 | 1998 | 1998 | 426.4 | 526.9 |
| ボンペウ | サン・フランシスコ-MG | MG | H | 55 | 2 | 1995 | 1998 | 1998 | 61.9 | 20.0 |
| アルメナラ | ジエキティニョニキ | MG | H | 94 | 1 | 1994 | 1998 | 1997 | 129.3 | 61.0 |
| デスカルヴァード | リベイラ | SP/PR | H | 123 | 3 | 1994 | 1998 | 1998 | 239.0 | 81.0 |
| ミラドール | トカンチンス-SE | GO | H | 106 | 2 | 1995 | 1999 | 1998 | 121.8 | 28.0 |
| パウリスタス | パラナイバ | GO/MG | H | 60 | 2 | 1995 | 1999 | 1998 | 102.7 | 211.0 |
| P.エストレラ | ドセ | MG | H | 85 | 2 | 1995 | 1999 | 1998 | 85.5 | 2.5 |
| ムンド・ノヴォ | パラナイバ | GO/MG | H | 67 | 2 | 1996 | 2000 | 1999 | 96.6 | 144.0 |
| サン・ミゲル | グラナンヂ | MG | H | 61 | 2 | 1996 | 2000 | 1999 | 106.0 | 13.5 |
| トウルマリナーナ | ジエキティニョニキ | MG | H | 105 | 3 | 1996 | 2000 | 2000 | 118.5 | 60.0 |

| | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------------|-------|---|-----|---|------|------|------|------|-------|-------|
| サン・ロマン | サン・ワラツスコ-MG | MG | H | 540 | 2 | 1997 | 2001 | 2001 | 2001 | 554.0 | 740.0 |
| C.マガリャインス | アラグアイア | MT/CO | H | 260 | 2 | 1997 | 2001 | 2001 | 2001 | 193.3 | 44.5 |

(*) 計画能力は、1987/2001年の期間における能力の増加を示す。
注：3.1.1.1の記述に従い、1988年に行われる調査のため、水力発電の日程の変更、および1992年からのサン・パウロの700MWの火力発電所の最終的な導入により、この表は変更される可能性がある。

表6.1.1-2
ブラジル
発電拡大計画 - 1987/2001
南部

| 名称 | 発電所 | | 州 | タイプ | 計画能力 (*) (MW) | 計画発電 所数 | 建設 開始 | 最初の 運転の日付 | 最後の運転 の日付 | 貯水 日付 | 総投資額 (10 ⁶ US\$) | 面積 (km ²) |
|-----------|-----|-------|-------|-----|------------------|------------|----------|--------------|--------------|----------|--------------------------------|--------------------------|
| | 名称 | 流域 | | | | | | | | | | |
| イタイブ | | パラナ | PR | H | 8,400 | 12 | - | 1987 | 1991 | - | 2800.0 | 1,350.0 |
| P.メデインシB | | - | RS | T | 300 | 2 | - | 1987 | 1987 | - | - | - |
| J.ラセルダIV | | - | SC | T | 315 | 1 | - | 1990 | 1990 | - | 300.6 | - |
| セグレド | | イグアス | PR | H | 1,260 | 4 | 1987 | 1991 | 1992 | 1991. | 443.2 | 82.5 |
| ジャクイ | | - | RS | T | 315 | 1 | - | 1991 | 1991 | - | 13.3 | - |
| カンジョッタIII | | - | RS | T | 315 | 1 | 1988 | 1992 | 1992 | - | 359.8 | - |
| D.アラシンスカ | | ジャクイ | RS | H | 125 | 2 | 1987 | 1992 | 1992 | 1992 | 136.2 | 20.0 |
| イタ | | ウルグアイ | RS/SC | H | 1,620 | 6 | 1987 | 1992 | 1994 | 1992 | 961.6 | 138.5 |
| カンポス・ノヴァス | | ウルグアイ | SC | H | 726 | 3 | 1989 | 1993 | 1994 | 1993 | 362.0 | 13.6 |
| Sto.カシアス | | イグアス | PR | H | 1,000 | 4 | 1989 | 1994 | 1995 | 1994 | 477.8 | 124.0 |
| マシャデーニョ | | ウルグアイ | RS/SC | H | 1,200 | 4 | 1988 | 1994 | 1994 | 1993 | 764.0 | 262.0 |
| マウア | | チバジ | PR | H | 472 | 2 | 1991 | 1995 | 1995 | 1995 | 293.2 | 114.0 |
| モンジョリーニョ | | ウルグアイ | RS | H | 72 | 2 | 1990 | 1995 | 1995 | 1994 | 63.5 | 5.9 |
| 石炭-50MW | | - | SC | T | 200 | 4 | 1992 | 1995 | 1997 | - | 348.9 | - |
| ジャタイジーニョ | | チバジ | PR | H | 192 | 3 | 1992 | 1996 | 1997 | 1996 | 132.1 | 31.7 |
| セボロン | | チバジ | PR | H | 194 | 2 | 1991 | 1996 | 1996 | 1995 | 124.8 | 25.7 |
| ガラビ-50% | | ウルグアイ | RS | H | 900 | 6 | 1989 | 1996 | 1997 | 1995 | 502.0 | 800.0 |
| カンジョッタIV | | - | RS | T | 315 | 1 | 1992 | 1996 | 1996 | - | 518.9 | - |
| バラ・グランデ | | ウルグアイ | RS/SC | H | 880 | 3 | 1990 | 1996 | 1996 | 1995 | 503.9 | 110.0 |
| フォス・ド・シボリ | | イグアス | PR | H | 60 | 2 | 1993 | 1997 | 1997 | 1996 | 49.0 | 0.5 |
| サン・ジェロニモ | | チバジ | PR | H | 444 | 2 | 1992 | 1997 | 1997 | 1996 | 225.6 | 96.5 |
| カパネマ | | イグアス | PR | H | 1,200 | 8 | 1993 | 1997 | 1998 | 1996 | 484.6 | 87.0 |

| | | | | | | | | | | |
|--------------|-------|-------|---|-------|----|------|------|------|--------|---------|
| バイ・ケレ | ウルグアイ | RS/SC | H | 288 | 2 | 1992 | 1997 | 1997 | 210.1 | 61.0 |
| ガリバルディ | ウルグアイ | SC | H | 430 | 2 | 1992 | 1997 | 1996 | 240.1 | 99.0 |
| Tel.ボルバ | チバジ | PR | H | 128 | 2 | 1993 | 1998 | 1997 | 113.5 | 16.3 |
| アンドン | イグアス | PR | H | 154 | 2 | 1994 | 1998 | 1998 | 135.5 | 7.3 |
| イリヤ・グランデ | パラナ | PR/MS | H | 1,400 | 14 | 1990 | 1998 | 1997 | 1153.6 | 3,270.0 |
| カンジオッタV | - | RS | T | 315 | 1 | 1993 | 1998 | 1998 | 518.9 | - |
| 石炭1-125MW | - | SC | T | 125 | 1 | 1993 | 1998 | 1998 | 205.9 | - |
| サン・ロケ | ウルグアイ | SC | H | 360 | 2 | 1993 | 1998 | 1998 | 345.0 | 317.8 |
| イヴァトウヴァ | イヴァイ | PR | H | 144 | 2 | 1994 | 1999 | 1998 | 139.3 | 31.9 |
| マス・ド・トロサ | イヴァイ | PR | H | 138 | 2 | 1994 | 1999 | 1998 | 135.2 | 43.9 |
| マス・ド・シヤコ | ウルグアイ | RS/SC | H | 1,228 | 6 | 1994 | 1999 | 1999 | 849.0 | 129.6 |
| 石炭2-125MW | - | SC | T | 125 | 1 | 1994 | 1999 | 1999 | 205.9 | - |
| サン・ジョアン・イヴァイ | イヴァイ | PR | H | 98 | 2 | 1996 | 2000 | 1999 | 107.1 | 24.0 |
| カンジオッタVI | - | RS | T | 315 | 1 | 1996 | 2000 | 2000 | 518.9 | - |
| シャンシエレ | ウルグアイ | SC | H | 25 | 2 | 1997 | 2000 | 2000 | 44.0 | 3.3 |
| ヴォルトン・ノヴォ | ウルグアイ | SC | H | 45 | 2 | 1997 | 2000 | 1999 | 70.4 | 1.5 |
| ウバウナ | イヴァイ | PR | H | 122 | 2 | 1997 | 2001 | 2001 | 140.0 | 25.0 |
| サト・グスタ・イヴァイ | イヴァイ | PR | H | 96 | 2 | 1997 | 2001 | 2001 | 97.0 | 30.0 |
| カンジオッタVII | - | RS | T | 315 | 1 | 1997 | 2001 | 2001 | 431.5 | - |
| イタピランガ | ウルグアイ | RS/SC | H | 1,160 | 8 | 1995 | 2001 | 2000 | 836.6 | 165.5 |

(*) 計画能力は1987/2001年の期間の能力の増加を示す。

表6.1.2-1
ブラジル
発電拡大計画 - 1987/2001
北部

| 名称 | 発電所 | 州 | タイプ | 計画能力 (*)(MW) | 計画発電 所数 | 建設 開始 | 最初の 稼働の日付 | 最後の稼働 の日付 | 貯水 日付 | 発電総量 (10 ⁶ US\$) | 面積 (km ²) |
|----------|----------|----|-----|-----------------|------------|----------|--------------|--------------|----------|--------------------------------|--------------------------|
| ツクルイ I | トカンチンス-N | PA | H | 1,980 | 6 | - | 1987 | 1989 | - | 268.5 | 2,430.0 |
| ツクルイ II | トカンチンス-N | PA | H | 1,320 | 4 | 1989 | 1994 | 1995 | - | 780.7 | 2,430.0 |
| カララオ | シングー | PA | H | 6,300 | 12 | 1992 | 1999 | 2001 | 1998 | 3,316.5 | 1,225.0 |
| サンタ・イザベル | アラグアイア | PA | H | 660 | 3 | 1995 | 2001 | 2001 | 2000 | 1,810.1 | 3,746.3 |

表6.1.2-2
ブラジル
発電拡大計画 - 1987/2001
東北部

| 名称 | 発電所 | 州 | タイプ | 計画能力 (*)(MW) | 計画発電 所数 | 建設 開始 | 最初の 稼働の日付 | 最後の稼働 の日付 | 貯水 日付 | 発電総量 (10 ⁶ US\$) | 面積 (km ²) |
|--------------|--------------|-------|-----|-----------------|------------|----------|--------------|--------------|----------|--------------------------------|--------------------------|
| イタバリカ | サン・フランシスコ-NE | BA/PE | H | 1,500 | 6 | - | 1988 | 1989 | 1987 | 597.5 | 835.0 |
| ホ・エスベランサ-AMP | パラナイバ | PI | H | 126 | 2 | 1988 | 1989 | 1989 | - | 31.1 | 363.0 |
| P.カヴァロ | アラグアス | BA | H | 300 | 2 | 1987 | 1992 | 1992 | - | 204.3 | 163.3 |
| シンゴ | サン・フランシスコ-NE | AL/SE | H | 3,000 | 6 | 1987 | 1992 | 1994 | 1992 | 1,551.9 | 85.0 |
| イタペビ | ジェキイニョ-ニキ-NE | BA | H | 617 | 3 | 1991 | 1995 | 1996 | 1995 | 458.2 | 65.0 |
| ペレン | サン・フランシスコ-NE | BA/PE | H | 672 | 6 | 1992 | 1997 | 1998 | 1997 | 717.6 | 338.0 |
| ペドラ・ブランカ | サン・フランシスコ-NE | BA/PE | H | 1,088 | 7 | 1992 | 1998 | 1999 | 1997 | 1,290.3 | 1,352.5 |
| ガスタービン | - | AL | T | 120 | 6 | 1988 | 1988 | 1988 | - | 60.0 | - |
| ガスタービン | - | - | T | 200 | 10 | 1991 | 1991 | 1992 | - | 100.0 | - |

(*) 計画能力は1987/2001年の期間における能力の増加を示す。

表6.1.2-3

北部／東北部相互接続システム

年間不足リスク (%)

1988/1997

| 年 | 北部 | 東北部 |
|------|----|-----|
| 1988 | 0 | 9 |
| 1989 | 0 | 2 |
| 1990 | 1 | 1 |
| 1991 | 2 | 2 |
| 1992 | 5 | 5 |
| 1993 | 3 | 4 |
| 1994 | 2 | 3 |
| 1995 | 3 | 4 |
| 1996 | 2 | 3 |
| 1997 | 3 | 4 |

6.1.3 電氣的独立システム

1985年には、主として北部、中西部に集中している独立システムは全電力市場の1.1%を占め、1.8TWhを消費していた。石油による発電所から基本的に供給され、年間29万5,000トンの燃料油と3億2,800万リットルのディーゼル・オイルを使用した。これらはそれぞれこの2つのエネルギー源の全国消費の3%、1.7%を占めた。

今日地元の発電所から供給を受けている土地は、その特色と対応の解決策により、3つの大きなグループに分けられる。

- 北部だけに位置する州および直轄領の首都の電気システム
- 1つあるいはそれ以上の土地、市、区、町、村に関係するシステム
- 一般に自給生産者である大規模工業コンビナート（農工業および鋳業）。ここでは取り上げない。

第1のグループの独立システムは、1986年末、545MWの施設能力を有し、同年1,708GWhの粗発電量であった。

次に表6.1.3-1は、第1のグループに関して1987年から1996年までの期間における発電

所工事計画と、第2のグループのシステムに関して予定されている中容量の水力発電所の一部を示している。

この計画から、北部のすべての州と直轄領の首都は、水力発電所からの供給を受け、火力発電所により補給を受けたり、受けなかつたりするようになる。

第2のグループは独立した229のシステムから構成される。これらは今日361.5MWの施設能力を有し、そのうち16%は水力発電により、そして84%は火力発電から成る。

市場の規模とその発展に関する不確実性のレベルにより、これらのシステムについては5年以上の範囲での計画を作成することができず、これらのシステムが対応している共同体の発展が電力供給の不十分さのために害されることのないよう、付加的な政策を作成しなければならない。1991年までに、独立したシステムの数は194に減少し、年間合計約432.4MWhの市場となることが予想されている。表6.1.3-2は1987/1991年の期間に関して発電所の数と計画されている小容量の主要発電所の能力を示している。

6.2 送電・配分システムの拡大計画

1996年に予定されている、大規模相互接続システム（北部／東北部および南東部／中西部／南部）と北部の主な独立システムのための送電システムの形は、本報告書の添付地図に簡略化して示されている。

送電に関する一般的批評として、1996年までに計画されているシステムは、これに相応する施設の設置予定期日に比較して許容範囲が狭いと言える。そうすると、工事計画の結果的な遅れにより、システムが不適切な運転状況におかれるばかりか、供給制限や電力量の削減という好ましからざる方法を取ることになる。

配分（都市および農村）に関しては、長期的投資は評価されるが、物理的目標の詳細は、1991年までのより近い範囲で決定された。表6.2-1 および6.2-2には、1987/1991年の期間について予定されている目標が示されている

表6.1.3-1
ブラジル
発電拡大計画 - 1987/1996
主要な独立システム

| 名称 | 発電所 流域 | 州 | タイプ | 計画能力 (*) (MW) | 所数 | 建設 開始 | 最後の 償還の年 | 最後の償還 の予定年 | 貯水 日付 | 累積発電 (10 ⁶ US\$) | 面積 (km ²) |
|----------------|-----------|----|-----|------------------|----|----------|-------------|---------------|----------|--------------------------------|--------------------------|
| | | | | | | | | | | | |
| リオ・ブランコ-GAS | - | AC | T | 30 | 3 | 1988 | 1988 | 1989 | - | 27.9 | - |
| マナウス-GAS | - | AM | T | 104 | 4 | - | 1988 | 1988 | - | 15.8 | - |
| バルビナ | ウアツマ | AM | H | 250 | 5 | - | 1988 | 1989 | 1987 | 155.1 | 2,346.0 |
| サンタナ(マカバ) | - | AP | T | 30 | 3 | 1987 | 1988 | 1989 | - | 35.4 | - |
| ボト・ヴェリョ-GAS | - | RO | T | 60 | 3 | 1987 | 1988 | 1988 | - | 5.4 | - |
| サムエル | マテイラ | RO | H | 217 | 5 | - | 1989 | 1990 | 1988 | 220.8 | 647.8 |
| マナウスII | - | AM | T | 50 | 2 | 1988 | 1990 | 1990 | - | 28.0 | - |
| カイアピス | テレス・ピレス | MT | H | 30 | 3 | 1987 | 1990 | 1991 | - | 50.8 | - |
| アピアカス | アピアカス | MT | H | 19 | 4 | 1987 | 1990 | 1991 | 1989 | 21.5 | 2.9 |
| クルア-ウナ-AMPL | クルア-ウナ | PA | H | 10 | 1 | 1988 | 1990 | 1990 | - | 16.0 | 78.0 |
| アバライ | マイタル | PA | H | 35 | 4 | 1987 | 1990 | 1991 | 1990 | 80.5 | 42.1 |
| アヴィラ | アヴィラ | RO | H | 28 | 4 | 1988 | 1990 | 1991 | 1990 | 81.8 | 9.5 |
| パレドン | カマクア | RR | H | 27 | 3 | 1988 | 1990 | 1991 | 1990 | 73.0 | 5.6 |
| ロンドニア(カマ) | - | RO | T | 50 | 2 | 1988 | 1991 | 1991 | - | 100.0 | - |
| Coar. スナス-AMPL | アラグアリ | AP | H | 30 | 1 | 1989 | 1992 | 1992 | - | 26.9 | 23.3 |
| Cach. ボルテイラ I | トロンベタス | PA | H | 700 | 4 | 1990 | 1995 | 1996 | 1995 | 672.0 | 911.0 |
| ジバラナ I | ジバラナ | RO | H | 512 | 4 | 1991 | 1996 | 1997 | 1995 | 442.9 | 1,000.0 |

表6.1.3-2
ブラジル
設置予定発電所数および能力
小容量電気の独立システム
1987/1991

| 州名 | 発電所 | | | | | | | | |
|------------------|------|---------|------|---------|-------|---------|------|---------|---------|
| | UHE | | PCH | | PCT-L | | GD | | |
| | 発電所数 | 能力 (kW) | 発電所数 | 能力 (kW) | 発電所数 | 能力 (kW) | 発電所数 | 能力 (kW) | |
| アマゾナス | - | - | 2 | 2,600 | 4 | 33,500 | 多数 | 11,200 | 47,300 |
| パラナ | 5 | 45,000 | - | - | - | - | 多数 | 30,825 | 75,825 |
| ロンドニア | 1 | 7,000 | 4 | 9,500 | - | - | 多数 | 68,332 | 84,832 |
| セララ | - | - | 3 | 3,800 | - | - | 多数 | 5,216 | 9,016 |
| アクリ | - | - | - | - | - | - | 多数 | 9,800 | 9,800 |
| アマパ | - | - | 2 | 10,000 | - | - | 多数 | 2,428 | 12,428 |
| ゴイアス | 1 | 3,000 | - | - | - | - | - | - | 3,000 |
| マット・グロソ | 5 | 65,440 | - | - | - | - | 多数 | 81,400 | 146,840 |
| マット・グロソ ・ド・スル | 1 | 4,000 | - | - | 1 | 1,500 | - | - | 5,500 |
| 合計 | 13 | 124,440 | 11 | 25,900 | 5 | 35,000 | 多数 | 209,201 | 394,541 |

UHE-水力発電所
PCH-小規模水力発電所
PCT-L-小規模薪火力発電所
GD-ディーゼル・モーター/発電機グループ

表6.2-1

ブラジル

都市配分の目標

1987/1991

| 項目 | 総延長 km | 変圧 | |
|------|-----------|---------|--------|
| | | 発電所 | MVA |
| 空中電線 | 304,750 | 254,400 | 10,630 |
| 地中電線 | 920 | 1,300 | 570 |

表6.2-2

ブラジル

農村電化計画の目標

1987/1991

| 地域 | 電化対象 | ネットワーク総延長 |
|-----|---------|-----------|
| | 所有地数 | km |
| 南部 | 183,000 | 75,200 |
| 南東部 | 226,000 | 106,900 |
| 中西部 | 26,000 | 34,200 |
| 東北部 | 114,000 | 79,100 |
| 北部 | 7,000 | 7,300 |
| 合計 | 556,000 | 302,700 |

7. 経済・財政的展望

7. 1 基本的コンセプト

ブラジルにおいては水力発電が優位に立っているため、電力部門は極めて資本集約的である。このようにその運転費用－人件費、材料費および燃料費－は、近年消費者によって支払われる徴収金のおよそ30%を占めている。この徴収金は料金収入、電力税（IUEE）および強制貸付金（EC）より構成されている。

利益投資は、使用されている財および施設の価額に建設利息を加え、減価償却引当金を控除したもの、運転資本、補償収支勘定（CRC）から成る。その帳簿上の金額は、毎月OTN（かつてはORTN）の変動によって修正される。

認可制度は認可業者の「事業コスト」の収入による補填を想定している。このコストは、毎年認可行政権（DNAEE）により承認され、運転費用、回復割当金、取り戻し割当金のほか、投資報酬の名目で、利益投資の10%から12%の額を含んでいる。投資報酬が法定最低額よりも少ない場合、認可業者の損失は補償収支勘定（CRC）に加算される。1977年以來、報酬率は法定最低率（10%）よりも低い。その結果認可業者は損失を計上してきており、これはCRCに累計され、その額は1987年にはおよそ75億米ドルになっている。

これらのコンセプトに基づき、以下の指標が決定され、電力部門の経済的財政的パフォーマンスの総合的分析に使用されている。

－純収益率－運転費用と回復割当金を差し引いた徴収金と、CRCを控除した利益投資の比率。

－投資報酬率－投資報酬と、CRCを控除した利益投資の比率。

－投資率－年間投資と、CRCを控除した利益投資の比率。

－自己資金比率－投資に使用できる資金（徴収金からデット・サービスおよび運転費用を差し引いたもの）と、CRCを控除した利益投資の比率。

－参考利子率－「スプレッド」の値に“Libor”を加え、年間の為替変動率とOTN（かつてはORTN）との比を掛けたものに相当する。

－平均徴収金－徴収金と電力の総販売額の比率。

7. 2 電力部門の経済的財政的展開

電力部門はブラジルで有数の投資家である。表7.2-1によれば、その投資は1970年から1982年まで実質的に間断なく増加し、17億ドルから46億ドルになり、これは平均で国内総

生産の 2%、F B C F の 9% を占めている。この年 1982 年から投資は急速に減少した。その理由は後に分析する。

表 7.2-2 は、1968 年から 1986 年までの 3 つの期間における電力部門の経済 - 財政指標の主なものの推移を示している。そしてこの 3 つの期間は、おおよそブラジル経済のサイクルに相当している。この表から、電力部門の経済財政状態が徐々に悪化していることがわかる。

表 7.2-2
ブラジル
電力部門
経済財政の主な指標の推移
1968/1986 年

| 指標 | 期間 | | |
|---------------|-----------|-----------|-----------|
| | 1968/1975 | 1976/1978 | 1979/1986 |
| 平均成長率(%a.a.) | | | |
| 需要 | 11.8 | 11.9 | 7.0 |
| 投資 | 18.4 | 11.8 | -2.7 |
| 料金 | 6.9 | -5.3 | -4.3 |
| 純収益率(%) | 16.6 | 18.9 | 13.1 |
| 報酬 | 9.5 | 8.5 | 5.9 |
| RGR, IUEE, EC | 7.1 | 10.4 | 7.2 |
| 参考利子率(%) | 4.5 | 7.4 | 19.6 |
| 投資率(%) | 24.9 | 34.5 | 23.6 |
| 自己資本比率(%) | 14.3 | 15.3 | -2.8 |

7.3 電力部門回復計画 (P R S)

1985 年に電力部門が置かれていた危機的状況のため、電力部門は以下を目的とする部門回復計画 (P R S) を策定するに至り、同年 11 月、連邦政府から承認された。

— 電力部門を、新共和国第 1 次国家開発計画にある目標、目的の遂行に適合させ、開発にとって非常に重要な電力の供給を保証する。

— 他の目的に優先させ、電力部門の経済的財政的回復を即座に促進する。

表7.2-1
ブラジル
電力部門の投資
1970/1986
[10⁹米ドル(85)]

| 年 | GDP | | F B C F | | 電力部門投資 | | F B C F / | 電力部門 | 電力部門 | 電力総消費(1) |
|---------|---------------------|-------|---------------------|-------|---------------------|-------|-----------|--------|---------|-------------------------|
| | 10 ⁹ 米ドル | %a.a. | 10 ⁹ 米ドル | %a.a. | 10 ⁹ 米ドル | %a.a. | PIB | 投資/PIB | 投資/FBCF | TWh 10 ⁹ 米ドル |
| 1970 | 90.6 | - | 18.6 | - | 1.7 | - | 20.5 | 1.9 | 9.1 | 38.0 |
| 1971 | 100.8 | 11.3 | 21.3 | 14.5 | 1.9 | 11.8 | 21.1 | 1.9 | 8.9 | 42.8 |
| 1972 | 113.0 | 12.1 | 23.8 | 11.7 | 2.2 | 15.8 | 21.1 | 1.9 | 9.2 | 47.9 |
| 1973 | 128.9 | 14.0 | 29.9 | 25.6 | 2.3 | 4.5 | 23.2 | 1.8 | 7.7 | 54.8 |
| 1974 | 140.5 | 9.0 | 35.7 | 19.4 | 2.6 | 13.0 | 25.4 | 1.9 | 7.3 | 61.5 |
| 1975 | 147.8 | 5.2 | 39.6 | 10.9 | 3.0 | 15.4 | 26.8 | 2.0 | 7.6 | 67.9 |
| 1976 | 162.3 | 9.8 | 37.5 | -5.3 | 3.3 | 10.0 | 23.1 | 2.0 | 8.8 | 77.2 |
| 1977 | 169.8 | 4.6 | 37.4 | 0.0 | 3.6 | 9.1 | 22.0 | 2.1 | 9.6 | 86.9 |
| 1978 | 177.9 | 4.8 | 40.2 | 2.5 | 4.1 | 13.9 | 22.6 | 2.3 | 10.2 | 96.8 |
| 1979 | 190.7 | 7.2 | 42.9 | 6.7 | 4.0 | -2.4 | 22.5 | 2.1 | 9.3 | 109.2 |
| 1980 | 208.1 | 9.1 | 46.6 | 8.6 | 3.9 | -2.5 | 22.4 | 1.9 | 8.4 | 120.3 |
| 1981 | 201.2 | -3.3 | 44.9 | -3.6 | 4.3 | 10.3 | 22.3 | 2.1 | 9.6 | 123.7 |
| 1982 | 203.0 | 0.9 | 41.0 | -8.7 | 4.6 | 7.0 | 20.2 | 2.3 | 11.2 | 131.5 |
| 1983 | 197.9 | -2.5 | 31.1 | -24.1 | 3.6 | -21.7 | 15.7 | 1.8 | 11.6 | 140.4 |
| 1984 | 209.2 | 5.7 | 34.5 | 10.9 | 3.3 | -8.3 | 16.5 | 1.6 | 9.6 | 157.2 |
| 1985 | 226.6 | 8.3 | 40.8 | 18.3 | 3.6 | 9.1 | 18.0 | 1.6 | 8.8 | 172.3 |
| 1986(2) | 245.2 | 8.2 | 50.3 | 23.4 | 3.4 | -5.6 | 20.5 | 1.4 | 6.8 | 185.6 |

(1) 自給生産者を含む。

(2) 暫定値

-金融機関（BIRD、BID）、業者（請負業者、設備メーカー）のほか、部門レベル（MME、Eletrobras、DNAEE、認可企業）、政府レベル（Seplan、大蔵省）で電力部門の問題に関係する事業体に対し、時間の経過の結果、また時間の経過に伴う行動の指示を可能にし、その行動が可能な限りそれらの様々な行為者のグループの正当な関心を重視するような、信頼できる情報を与える。

提案された方法の中で以下のものが重要である。

-収益率の改善、電力の利用における合理化と保存との促進をめざした、料金の引き上げ。

-不十分な自己資本への補充における電力部門の資本化。

-撤回された水力発電の代替案の費用よりもはるかに多い、アングラ I、II、IIIの原子力発電所に行われた投資の連邦政府による補償。

-電力部門の経済的財政的回復とみあった速度での投資計画。

-認可企業の効率性、生産性の向上。

PRSは1986年に見直され、現在電力部門の短期計画書を構成しており、毎年時代に対応するように修正されるべきであろう。

7.4 1987/1996年の期間の展望

7.4.1 投資計画

プラン2010に想定された工事計画の実現は、表7.4.1-1によれば、イタイプを含めた年平均投資が、1986年のドル表示で、1987/1991年には年64億ドル、1992/1996年には75億ドルであることを意味する。発電への投資は新しい発電所の建設のみに関係していて、既存の発電所の維持修繕費は含まれていないことに注意を要する。

最初の5年から次の5年まで、需要は39.3%増加する一方、投資計画はおよそ17%増加する。その結果、平均料金収入は現実に一定、あるいは増大するから、自己資本比率は上昇する傾向にある。同時に投資率には目立った下落が見られ、87/91年の5年の18.0%から92/96年には12.9%に減少する。

この枠組により、拡大のための資金となる料金の必要性が電力部門の容量に比例し、時間の経過に従って減少すれば、適切な経済的財政的解決に十分好ましい特色を持つ拡大計画が決定される。

表7.4.1-1

ブラジル

電力部門投資計画

1987/1996

[10⁹米ドル(86)]

| 区分 | 年平均投資 | | | |
|-------|-----------|-------|-----------|-------|
| | 1987/1991 | | 1992/1996 | |
| | (米ドル) | (%) | (米ドル) | (%) |
| 発電 | 3.4 | 53.1 | 3.6 | 48.0 |
| 送電 | 1.7 | 26.6 | 2.1 | 28.0 |
| 配電 | 0.9 | 14.1 | 1.3 | 17.3 |
| 一般的施設 | 0.4 | 6.2 | 0.5 | 6.7 |
| 計 | 6.4 | 100.0 | 7.5 | 100.0 |

7.4.2 経済的・財政的展開

電力部門回復計画は、電力部門が今置かれている危機を乗り越えるために不可欠な手段を含んでいる。

これらの手段は、バランスのとれた経済的・財政的拡大のための条件を再建することを目指し、純収益率が入手資金の平均利子より低いような現在の歪みを修正することを基本的目的としている。この修正は、拡大計画が必要な水準以下に維持されている電力部門の投資能力を強化するために必要なものである。

財政的な側面からは、短期的には部門の債務の繰り延べと、大蔵省通達 9号、10号により得られた資金の長期債務への転換が必要である。しかしどのような財政的代替案も、資産の返還よりもコストが少ないはずであり、それがなければ現実の問題も繰り延べられるであろう。料金の回復のプロセスに平行して、資本金の援助という形であろうが、撤回された水力発電所のコストを上回る原子力発電所への投資の補償という形であろうが、連邦政府が約束した資金を電力部門に保証することが重要である。

PRSに宣言した方法、そして投資額およびその結果としての投資率の相対的低下により、電力部門は1992/1996の期間に、自己資本化および投資計画の資金調達に必要な補足的資金の動産化の能力を回復しなければならない。

1991年から、回復の局面を中止し、電力部門は州政府および連邦政府に配当金を支払い、自動的な再投資を期待することをやめることを認められる。この条件は株主の範囲を広げるのを容易にし、企業の資本の最終的な「開放」を可能にする。

十分な収益率の保証により、さらに使用可能な資本の自発的な連合に基づく資金調達の基本を予測することが可能になる。これらの資本は、財政面の行為者を通じて、あるいは新しい参加の形式で、電力部門が提示するプロジェクトに加入することができる。

徴収金の基本的役割は、十分な収益率の保証にある。他方、ブラジルの料金が国際的な標準と競争関係にあることも不可欠である。ブラジルの電力システムの特徴のため、コストの主な構成要素は固定資産から生じるものである。こうして、今日工事の実施期間の延長から生じる財政コスト増加の影響を強く受けている事業コストには、常に合理化と削減の努力が必要である。電力部門の資金調達能力の回復は、コスト削減のプロセスの基本的段階である。なぜなら、適切な資金計画に基づき、契約価格に組み込まれたリスクを減少すれば、財政支出の削減と、同様に直接費用の削減も直ちに可能となろう。

実行されたシミュレーションの中で、2つの基本的規制が採用された。

- 単位に等しい、あるいはそれ以上の経済均衡指数 (IEE)

この指数は、平均資産収益率と参考利率との比率であり、ここでは平均資産収益率は以下の構成要素の加重平均の結果である。

- ・ 運転投資の収益率
- ・ 建設投資の収益率
- ・ イタイプに使用された資本の配当率
- ・ イタイプへの融資の利率

- 60%に満たない部門外資金指数

この指数は投資のための部門外からの融資と全投資との比率である。この指数の計算においては、固定資産の回復割当金の額を越える債務元本の償却の一部が再支出されることが認められている。その結果、この額は部門外融資から減額され、最終的に投資計画の資金のため入手された額の計算が可能となる。この指数には最大70%の上限を設定するのが普通の慣例である。90年代に起こり得る需要の加速とその結果である投資の加速等、不確実性を補填する余地を残すため、60%の限度が採用された。

極めて重要な条件は利率である。シミュレーションでは基本的仮説として11.5%の平均利率が採用された。これは現実の利率としては相当高い値であるが、基本的利率

だけでなく、スプレッドやその他の付加的な率、市場の慣例により受取人が負担する利子送金の所得税の一部を含んだ、電力部門の負う金融コストの現実を反映している。為替レートの決定においては国外のインフレは考慮されておらず、国際市場の名目的な利子率が電力部門の実際の利子率となっていることを想起しなければならない。

その代わり、11.5%の利子率を9%に低下することが仮定された。これは外国への利子送金の所得税の一部の除外に相当する。

表7.4.2-1には、以下の選択肢に関する経済財政指標の推移が示されている。

- 選択肢 I : 参考利子率 11.5%
- 選択肢 II : 参考利子率 9.0%

表7.4.2-1
ブラジル
電力部門
主な経済財政指標の推移
1987/1996

| 区分 | 選択肢 I | | 選択肢 II | |
|----------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 1987/91 | 1992/96 | 1987/91 | 1992/96 |
| 純収益率(%) | 14.2 | 14.4 | 12.9 | 12.9 |
| 利子率(%) | 11.5 | 11.5 | 9.0 | 9.0 |
| 投資率(%) | 18.0 | 12.9 | 18.0 | 12.9 |
| 自己資本比率(%) | 4.0 | 6.4 | 4.2 | 6.3 |
| 平均徴収金 (米ドル('86.12)/MWh) | 52.6 | 62.3 | 50.3 | 59.2 |
| 部門外資金指数(%) | 56.7 | 54.1 | 55.7 | 55.9 |

この表の分析によれば、選択肢 I で1987/1991年に予想される平均料金水準52.6米ドル/kWhに達するためには、1987年末に41.2米ドル/MWhであった平均料金水準の速やかな引き上げが必要である。

料金面での回復がなされれば、1992/96年の5年間の見通しは満足のいくものであり、若干の料金引き上げで年平均75億ドルの投資の実現が可能となり、電力消費の所得弾力性

が維持されれば、より高い経済成長率の結果として、この水準も最終的には上昇する余地がある。当然のことながら、電力事業の単一費用の増加は、この満足できる枠組を危うくする可能性がある。

7.5 結論

－プラン2010で予定されている工事計画は、1986年の米ドル表示で、1987/91年の期間には64億ドル/年、1992/96年の期間には75億ドルの年平均投資に相当するが、これは国際的な観点で競争的な平均徴収金によって、経済的には実行可能である。その一方、投資コストも同様に競争的であり、プランに予定されているレベルに維持される必要がある。

－経済的財政的な枠組は、電力部門を全体として考慮して分析が行われたが、消費者が支払う価格を最小化する、よりコストの小さい代替案を通じた需要への対応を保証するため、部門の資金の割当てを可能にする制度的メカニズムの存在を暗に想定している。

－利子率に対して、投資のために十分な収益率の保証は、電力部門の経済的財政的均衡のためだけでなく、電力事業の価格が国の経済の中での資金の配分に有効な印であるために必要不可欠な条件である。

－電力部門の経済的財政的回復と利益率の十分な水準の再建により、資金調達によって示される、プロジェクトの資金調達で入手できる貯蓄の任意の動きを予測することができる。

－収益率の十分な保証は、さらに企業の資本の実際の開放や電力部門のプロジェクトの資金調達への民間セクターの参加の新しい形態の発展を考察することを可能にする。

－計画当初の経済的財政的状况は、電力部門回復計画－P R Sの継続を必要としており、その主な方法は以下に要約できる。

- ・収益率の改善と電力の使用における合理化促進を目指した料金の回復
- ・電力部門の不十分な自己資本の補充における資本化
- ・撤回された水力発電案の費用を越える、原子力発電所に対して行われた投資の、連邦政府による補償
- ・電力部門の経済的財政的回復に見合った速度での投資計画
- ・認可業者の効率性と生産性の向上

－財政的な観点から、大蔵省通達 9号、10号に該当する債務の長期債務への転換と共に、“ロール・オーバー”のメカニズムを通じた部門の債務の部分的繰り延べが必要である。

8. 制度についての研究

8.1 制度見直しの条件

電力部門の制度見直しは、その法規や組織の不適合を反映した一連の問題を理由としている。これらの反機能は、ブラジルが現在置かれている政治経済状況により拡大され、社会のために電力部門のパフォーマンスを指導し、実行可能にすべき方法やメカニズムを、現実に、また今後数年間について作られるシナリオに適合させる必要性が明らかになった。

この見直しは3つの異なる、時として対立し、多くの場合は補足的な条件に従うものである。すなわち消費者の利益、電力部門の性格、そして専門的グループの利益である。

この見直しの方向は、これら条件の考察に関する異なったオプションの解決にある。これにかかわる主観性のためむずかしいが、これら条件のグループのそれぞれについて、提案された解決策が広範な指示と長期的な受容を得るために最も重要な、かつ永続的な要素を明らかにする必要がある。

消費者の利益は、その必要性に見合うパターンの電力サービスへのアクセスである。現行法に予想された、“コストによるサービス”の基準や、どのようなコストが提供されるサービスの質にあった最低限度であるべきかという勧告は、この利益に照準を当てている。

どんどん増加する電気の用途により消費者は、自分たちが必要とする、そして快適性、レジャー、安全の基本的必要に応じるための財とサービスを効果的に生み出すため、エネルギーのこの形態に依存している。その結果、電力へのアクセスは、他の形態のエネルギーで代替することがむずかしい、あるいは不可能であることによって、より一層本質的な特色を有するようになった。この特色により、電力部門の行動の基礎となるいずれの立法にも存在していなければならない、社会の優先的な利益という意味が電力事業に付与されている。

他方、その資本集約的な性格と、発電の段階でいずれかの形態のエネルギーを電力に転換する過程が存在するとうい事実は、基幹産業の特性を電力部門に与えている。巨額の投資を必要とする他の部門と同様、電力部門は、その上位システムの統合により得られた規模の拡大や、調整管理、適切な基準や技術の使用から生じる合理化によって、経済の重要な機会を提供する。

システムの相互接続は、有利であると認められ、部門の活動の初めから徐々に設置され

ているが、電力部門の様々な構成要素、とりわけこれらのシステムの保有企業に対し、管理における、そして結果的には全体としての電力部門が到達する結果における、経済の他の領域では一般的ではないレベルの共同責任を課している。

このように電力事業は、市の管轄内に制限され、当初孤立し、独立していたが、すでに述べた規模の経済性を達成する利益、また原則的にすべての国民がその恩恵に浴する権利を持つこのエネルギーの獲得に、より好ましい天然資源の均一な分配に報いる利益によって動機づけられた、相互接続の機会と経済的実行可能性によってその影響地域を発展、拡大していった。こうして電力部門において、その行動に最終段階で責任を負う連邦の権力が自然に存在するようになった。

この存在は、管理政策の決定、事業の規制、直接行政によって実施される監査であったり、様々な形をとり、一方部門の活動の調整、奨励、指導はEletrobrásが実施し、補給システムの管理は他の機関に任される。システムの運営とその拡大計画にかかわるGCOI、CCON、GCP S等の機関の創設とパフォーマンスは、特殊な性格の問題に関して認可企業とEletrobrásを集合させ、これらのコンセプトが一般に受容されていることを示している。

現在、需要の規模や多様性、その調整のように、提供されるサービスの経済性に当然に貢献する要素のほかに、さらに入手できる水力発電の大規模な能力を利用する見通しを考える必要がある。なぜならこの水力発電能力の大半は、火力発電所よりもはるかに長持ちする建造物を構成し、火力発電所よりもはるかに長い間便益を生む利点があり、今後20年間に必要とされるであろう規模の電力の生産のために、他の代替案よりも非常に少ないコストですむからである。

水力発電能力の利用に基礎を置く、電力部門の発展に関する財政および環境の問題もあるが、これは、調整された、そしてブラジルのすべての力、とりわけ電力部門の適切な協力を得た行動1つで経済的にその発展の道筋が開ける程度のものである。

このようにして、そしてこの方向が最も経済的で、かつ外国に依存しないことから最も望ましいため、プラン2010において実体化される、電力部門の計画のこの側面は、提案されるあらゆる立法、あらゆる組織が重視しなければならない特色のひとつとなっている。特殊な必要性を伴う電力部門の拡大計画の特色と、その制度的構造とのこの関係は、とりわけいくつかの側面において強調するに適切な点である。

プラン2010で考察している期間に実現される工事の多様性、とりわけ極めて種々の容量

の発電所の数の多さ、重要な火力発電所計画の開始、必要な投資の量、このプランの実施において生じる環境問題は、今日まで電力部門の発展に参加してきたよりもはるかに大きな社会の参加を必要とするものである。この参加は、州あるいは市営企業の行動と切り離せるものではなく、これらの企業はその起源と経営により、対応するコミュニティや自らの優先性の結果的な考察との関係を改善することになる。電力サービスの提供への州や市の参加は、これらが地元住民の福祉や進歩に対して示す総合的関心による活動の特色の結果である。その結果、これらの権力によって形成された企業が、最も明示的で、そしておそらく優先的な参加である配分のみならず、地元の利益の程度において、そしてそのようなコミュニティがその活動に対して割り当てようとする資源の役割で、発電にも参加することは当然である。

また、公共サービスの提供においてであれ、自給生産であれ、コージェネレーションであれ、民間のイニシアチブが電力部門の活動と無関係であるはずがなく、付加的な資金や必要な資金を運んでいる。公共サービスにおけるものも含め、これらのサービスを管理している原則で調整されている民間の参加は、その資本が電力部門に向けられている限り、様々な形で拡大され得るであろう。

一般に、コミュニティ、様々なカテゴリーの消費者、サービスの提供者、その企業での労働を代表する部分、これらの特殊な利益を結びつける要素、すなわち電力部門の活動の影響を受けるすべてにより代表される社会の存在は、それがしかるべく調整されていれば、電力部門のパフォーマンスにとって有益であろう。

その意味で、Eletrobrásの活動と、電力部門における固有かつ適切な連邦の存在との結合は特筆しなければならない。このEletrobrásの存在は、関係する諸州が、そのケースによって、連邦の事業体によって実施あるいは調整される解決を必要としている際に、とりわけ必要である。それゆえ電力部門の組織的枠組を変更することになっても、連邦の調整機関の存在が必要不可欠である。

確かに様々な地理的地域や行政地域の間には、争いというほどではなくても利益の差があり、電力部門が、自由な交渉あるいは争いの管理によって、種々の部分の適切な参加を得て、サービスの提供のより一層の効率化を達成する目的でこれらを管理する能力をもつ必要があり、これは地域や時期によって変化する。

電力部門の制度見直しの提案を、その実施を担当する各機関の実際の方法と可能性に関連づける必要性を強調する際、制度見直しのプロジェクトは、基本的レファレンスである

プラン2010の特定の内容によって限定される。

8.2 作業の方法

87年7月9日に承認された電力部門制度見直し準備条件によれば、研究は電力部門の各企業の社長、DNAEEの理事長、Sepian、Sesiの代表者により構成される委員会の管理の下に行われ、この委員会は関係当局への提案、勧告の最終的承認および提出に責任を負う。

作業グループの組織、活動の調整、指揮のために、委員会は参加企業および事業体により指名された専門家により構成される執行委員会をつくった。

さらにあらゆる研究活動への支援の核として執行事務局が作られ、その遂行は企業管理理事会の調整の下、Eletrobrásの責任となった。

研究は、電力部門の知識あるいは経験を有する著名人により成る評議会の補佐を受ける。

評議会のメンバーは委員会により選定され、定期的集まって、研究、提案、勧告その他手続きに関して、委員会がその義務を遂行するのを助けるために必要かつ適切と思われる批判、提案を行う。

電力部門の全企業は、研究のために代表者を指名するよう要請された。代表者は、企業と研究との間の情報および接触の橋渡しに責任を負う。

すべての研究、すべてのレベルにおける決定プロセスは、全関係者の同意に達するよう最大限の努力を行い、全会一致に基くものとする。しかし不可能な場合、決定は、反対意見に対して適切な注意と考慮とを行い、過半数に基づくものとする。

主な行事の実施および終了の期限は以下のとおりである。

－委員会、顧問グループ、最初の作業グループ：87年7月31日

－最終報告書：88年12月31日

本プラン2010の発行の時点において、作業は計画どおり続行している。

9. 工学、工業ならびに技術的調査

9. 1 電力部門が使用する装置の工業

9. 1. 1 国内工業の特色

国内の装置の工業は、電力部門の発電施設、送電システム、配分ネットワークの設置の結果、電力部門により与えられた動勢を十分に伴ってきた。

電力部門の補給産業界の構成は、2つの別々の面から成っていると考えられる。第1は、電気および大容量の水力発電機械の一次装置の生産で始まった。これは60年代初めに生まれ、パイオニア精神のようなものと、このプロセスを支援する部門としての計画の欠如が特徴であった。

第2の面は70年代半ばから80年代初めにかけて起こった。この段階においては、新しい、そして近代的な工場の設置と、既存の工場の多くの拡大が行われ、ブラジルの工業が今日国際市場において活発に競争できる生産性と質の技術水準に到達することが可能になった。

この局面の重要な要因は、工業化と輸入代替の決定的な政策への政府の強力な肩入れであると考えられる。様々な促進メカニズムや、C D I、Finame、Finep、BNDESPA Rその他の特別な事業体、機関を通じて一体となって行われる財政、税制、貸付けのインセンティブの手段が作られた。

このような状況において、電力部門の産業企業家や政府当局が実行可能性を評価し、投資の決定を行うようになった根拠のひとつは、疑いなく、魅力的で競争的な装置市場の存在であった。装置市場の計画は、1975年にEletrobrásが初めての長期的部門統合計画、プラン90を作成して初めて、全体としての具体化が可能となった。

現在の段階では、政府はプロセスの前段階で一部の歪みの修正に向けた一連のメカニズムを実施してきている。この歪みのひとつは、外国の技術に対する高い依存度であり、これは多様化された製造業界の設置の性急さそのものから生じたものである。このようなメカニズムは、主として支援、技術の吸収と開発、すでに設置されている産業の確立、下部供給者の十分な素地の育成、強化を目的としている。

これらの行動の進行に伴い、実質国産化指数を非常に上昇させ、同時に技術的内容の多い品目の対外依存度の低下を確実にすることが可能であった。当然ながら、電力部門が必要とする装置や材料の製造に必要なインプットのすべてを生産しようというのではない。それは、一部の品目の需要の小ささや他の品目の生産に必要とされる財政的技術的資源の

重要性により、技術的経済的に薦めるべきではない。

Seplanの研究によれば、電力部門の工業部分は、その主なメーカーでは、国内資本あるいは国内支配が過半数の企業55%、外国資本の支配の企業45%から構成されている。

ブラジル国内にある工業の現在の能力は、一般的には計画の現在の研究から生じる財の需要に関して予想される発展に、完全にみあっている。こうして今後数年の需要市場の発展を考えると、ブラジル経済について予測される成長水準のために、生産能力の面で電力部門の必要性に対応しなくなるリスクはない。

財の市場としての電力部門の重要性は、投資全体のうちの材料や装置に向けられる部分によって評価できる。すなわち近年40億ドル台であった年間総投資のおよそ30%である。絶対額では、これは12億ドル台の年平均支出に相当し、そのうちおよそ70%から80%が国内工業に向けられていた。

9.1.2 水力発電所

中期的な(1987/2001年)発電拡大計画は、399の水力発電グループの設置を考えており、これは59,000MWに相当する。

生産能力に関しては、大量に使用されるタービンや発電機のメーカーの生産能力についても、これはプランの必要性に十分適しているようである。9,000MW/年(タービン)、7,600MVA/年(発電機)がブラジルのシステムで最も普通の能力に関するパラメータである。

水力発電機械装置(水門、グレード、“stop-logs”、強化コンダクタ、落とし格子等)に関しては、国内工業の能力に問題はなく、プラン2010の結果の需要に適切な対応が期待される。

しかし発電所全体については、まだ輸入されている材料や部品(絶縁体、一部の特殊鋼、プロテクション、計器等)が残っているが、全体の5%に満たない。

9.1.3 石炭火力発電所

火力発電所建設計画では、水理学分野の生きた経験を鑑み、製造であれ、プロジェクトであれ、技術のまったくの吸収の問題が、設置される発電所の容量の段階の決定を必然的に通らなければならない。これは、計画を地理的条件や発電所が果たす異なった役割に適合させて、取り扱う燃料の多様性にしたがうものである。

例えば、アルコール砂糖工場における自給生産からの補給に関しては、さとうきびの絞りかすの利用からの小さい容量を考えなければならない。次に50から150MWの範囲の機械

の段階が来る。これは、注文が繰り返される可能性があり、そしてその結果、技術、特にプロジェクト技術の吸収に新たな領域を開き、多くのメーカーにとっての出発点として異論なく重要である。終わりに、350から600MWの範囲が、火力発電所で最も頻度の高い計画での最大の可能性として考えられなければならない。

計画が取る規模によって、350MWのクラスは、より小さい能力のものが捨て去られることなく、2000年までの市場と共存し得る段階を構成していると思われる。次により大きい能力への移行を考えなければならず、これは明らかにより深刻な技術的障壁を意味せず、製造に関して寸法の決定の問題があるだけである。

1986年7月にEletrobrásによって開催された火力発電所技術会議の結論と、メーカーからの補足的情報によれば、このような部品の現在の国産能力は以下のとおりである。

—ボイラーに関しては、すでに供給されているものについては、400t/hの範囲である。

—蒸気タービンに関しては、発表されている国産能力は150MWの発電所に限られているが、外国の技術を用い、軸車はまだ輸入品である。

—発電機に関しては、外国の技術を用いているが、350MWまでの機械の生産能力がすでにある。

9. 1. 4 原子力発電所

2001年までの発電の拡大は、2基の原子力発電所を考えている。すなわちともに1245MWのアングラⅡとアングラⅢであり、それぞれ1993年、1996年に運転開始の予定である。

Nuclenの情報によれば、これらの発電所は、価格で機械部品の35%の国産化指数を示している（土木工事、原材料、労働力を考えれば、総合的にはこの指数は65%である）。

国産化が進むという仮説に立って、Nuclenは、近い将来建設される発電所に関しては、部品の分野では60%台、全体で75%台の水準に達すると推定している。国産化されていない部品、材料の中で、ターボ発電機（1,300MW）グループ、高速ディーゼル・グループ、計器およびコントロールの一部、大量の特殊鋳造鋼・合金が予定されている。

原子力発電所の重量の部品（密封器、原子炉の核、蒸気発電機等）を供給するために建設された工場であるNuclenの能力の利用戦略を決定することは、非常に重要である。Nuclenを合理的に利用しないことは、この巨額の投資を時期尚早なスクラップ化の危機にさらすことになり、ブラジルが将来、過去において生産できた部品を輸入しなければならない偶然に追い込まれるであろう。

9. 1. 5 その他のタイプの発電所

発電の準備計画には含まれていないが、補足的な性格の計画の中には期間内にその設置が可能なものもあり、供給業界にとって重要な追加的市場であろう。

水力発電の拡大あるいは能力増強、可逆発電所の設置、小規模水力発電所（PCH）、小規模火力発電所（PCT）の計画は、このケースに含まれる。

9. 1. 6 サブステーション

過去数年間展開されてきた国産化の努力の結果、ブラジルの工業は、電圧 750kVまでの様々なクラスにおける電力システムのサブステーションに必要な実質的にはすべての装置を、すでに生産しており、国産化指数は変化している。

CA/CC変電所の装置については、国産化の最初の努力は、主に高い電流（3000A）のハイスピード・トランジスタ（thyristor）等、高感度の部品の大規模生産を正当化するような市場が存在しないという障害に突き当たった。

それにもかかわらず、イタイプで発電された電力の一部の流出のためのCCATシステム設置の必要性と、生産地域であるブラジルの北部と南東部、東北部の消費センターの間のCCATでの将来の相互接続の可能性により、変換器の主なメーカーはCA/CC変電所に使用される特別なタイプのための技術の素地を有すると同時に、一部高い技術内容の特殊部品（フィルター、コンデンサー、光ファイバー部品、切断機等）を供給する能力を開発するよう、多くのメーカーを駆り立てた。

同位相の補正器については、需要は400MVARまでの能力の水力発電機、水素冷却機のメーカーによって応じられるが、イタイプ・システムのCCATコンバーターについては、国内産業が固定子と300MVARの発電所の骨組を供給した。

また、一連の補正のむずかしいスキームもあり、イタイプの750kVの回路へのその設置により、イタイプ発電所で60Hzで発電された6,300MWの送電が可能になる。これらの部品全体の国内供給能力は、中長期的な必要性に鑑み、評価の対象となるべきであろう。

9. 1. 7 送電線

この部分は、ブラジル産業が全体的に対応しており、外国市場にも参加し、成功している。

69kVまでの下部送電の電圧では、コンクリート構造のものが優勢である。138kVでは鋼鉄製のものが主体であり、230kVではコンクリート構造のものはすでに最小限である。これ以上の電圧については金属構造のもののみが使用される。

コンクリート構造のものの供給は、地方の多くの工場によって完全に対応されてきており、これらの工場の現在の生産能力は、短期中期の需要に十分に対応できるはずである。

金属構造のものは、総生産能力がおよそ12万トン／年に上る産業で供給され、これも短期中期に十分であるが、工場の適切な出荷のためには注文の配分に関して調整が必要がある。

伝導ケーブルについては、実質的にACSRタイプの全部で、国内工業は電力部門の需要に対応できる完全な条件を有するであろう。この工業の総生産能力は、年間15万トンから18万トンである。

9. 1. 8 配分ネットワーク

一般に、配分ネットワークのための装置および材料については、国内産業はほぼ完全な能力をもち、電力部門の需要のおよそ90%に対応し、主に空中ネットワークに関して、90%を超える国産化指数を実現している。この空中ネットワークの拡大は、技術面でも、また生産能力の面でも完全に対応できるであろう。

地下ネットワークの供給においてはすでに国内の伝統と競争があるが、この部分はその対応のためにこの工業の技術的評価と生産面の評価に注意を払うべきであろう。

9. 1. 9 通信装置

通信機器材料工業は、通信部門そのものに次いで認可業者が大きな市場である。そのほかある種の特種な部品、例えば高圧線搬送波の端末については、電力部門が唯一のユーザーである。

自動制御システムの使用の増加（発電所、サブステーション、配分ネットワークにおける）は、その傾向がすでに多くの認可業者の間で明らかであるが、このようなシステムでの特殊な部品（データ通信のモデム、搬送波装置、ラジオ・システム等）の大量の使用を考慮すると、確実に通信機器産業の市場としての電力部門の重要性を高めるであろう。

また、光通信については、その利用は今後数年間で飛躍的に伸びるであろうが、通信分野のみならず、計器、制御システム、遠隔計器の分野への応用を考慮し、電力部門は、その生産を可能にする形態やその他の電子光学部品も含め、光通信の利用の方向で深い研究を行ってきた。

9. 1. 10 器械工学および情報科学

プログラム方法や情報交換の観点でのプロセス・コントロールにおけるデジタル技術の

利用は、現実には、集中指令のレベルであろうと発電所やサブステーションの地元でのコントロール、監督においてであろうと、電気システムの運転の問題によって自然な解決方法である。

電気システムの監督におけるこの技術の使用は、ブラジルにおいてすでに確立されつつあり、例として全国監督・管理システム（SINSC）が設けられ、電力会社10社が参加する階級制の監督システムになっている。

配分ネットワークの監督の分野では、枠組は同様であり、別々の企業での6プロジェクトが知られるようになっている。そのうち4プロジェクトは設置段階、1つは入札段階、もう1つは計画段階である。

発電所、サブステーションの地元での監督、管理については、ブラジルにおけるデジタル技術の利用は、まだ萌芽的なものであるが、電力会社のうち相当数がある利用を決定しており、それぞれのプロジェクトが研究および予備調査段階にある。

9.1.11 工業部門に関する行動のガイドライン

電力部門に係る工業部門の発展の推進力として、Eletrobrásの行動は、本章の最初の段で強調された製造業界の設置では当然のことながら終わらない。

製造業界の設置に続く段階では、その任務は、国産製品の質の絶え間ない向上へのインセンティブを通じて製造業界を確立するための努力を展開すること、電力部門の買付けを国内市場に最大限向けるよう常に監督すること、政府機関による製造業界への支援を行うこと、そして電力部門と国内産業との関係の促進、調整活動を常に行うことである。これは国の政策と両立、連結した形で、電力部門の装置、材料、技術の需要に対する適切な対応を維持、保証することを目的としている。

輸入代替プロセスが終了段階になり、今後数年間の行動は、主として技術的な完成、ブラジル独自の、そしてブラジルに適した技術の創出と開発、そして技術の最高水準への追随と電力部門の関心のある技術革新に向けられよう。

このような状況で、国の電力システムの拡大によって決定されるレベルの生産および技術の工業部門の側からの対応を保証する、以下のガイドラインを重視することが重要である。すなわち、材料・装置の補給政策の恒常的な適合および遂行を保証する手続きの実施；電力部門向けの供給者および製品台帳の作成・維持；産業界の技術・供給能力の評価；装置、材料、部品、原料需要の見通しの定期的見直し；プロジェクトおよび製造の技術移転のプロセスに特に配慮しながらの、電力部門が使用する装置、材料、部品、原料の段階

的国産化の促進；電力部門向けの特種材料の供給における国内中小企業のプレゼンスへのインセンティブである。

9.2 エンジニアリング、建設および設置サービス

エンジニアリング、建設、設置サービスの提供に関係する部門は、国内企業の優勢なそしてほとんど独占的なプレゼンスを特徴としている。この状況は、技師階層および企業の連合の支援を受け、ブラジルにおいて実施された保護主義立法と、ブラジルの国営企業により実施されたサービス契約の方針の結果である。

電力部門はこの分野では重要な位置を占めている。現在の推定では、A B C Eに加盟するコンサルタント会社からの全インボイスのうち、電力部門からのものが70%台を占めている。建設・設置サービスについては、この市場は、その特色として地方を活動地域としている企業を含めてより分散化されているにもかかわらず、大企業にとってもその最も重要な顧客は電力部門に含まれている。

プラン2010の建設計画の主な意味合いの、サービス提供者のこの枠組に関する分析は、“エンジニアリング、プロジェクト、建設、設置サービスの需要に関する会議”の目的であった。この会議はEletrobrásが主催し、A B C E、Sinicon、Abemiの各事業体が参加した。この会議の結論はEletrobrásが1987年10月に出版した。

これらの部門に関するいくつかの考察を述べる前に、以下の点を強調することが重要である。

—プラン2010の工事計画は、質的に過去のものとは異なる。発電施設については、少数の大発電所（過去5年間で6施設）の代わりに、この計画は、今後5年間に毎年30から40の新築工事を予定している。これらの施設は、その大多数が中容量のものであり、（表9.2-1参照）計画遂行者の間でより大きい分担（プロジェクトに関しても、建設に関しても）ができる。こうして作業の前線の数に過去におけるよりもはるかに大きく、プロジェクトの財政の体系化された獲得やこのような多数の工事の実施に非常に注意が必要になった。

表9.2-1

ブラジル

1997年までに建設開始が予定されている発電所の数

| 発電所の能力 (P) の範囲(MW) | 発電所の数 |
|--------------------|-------|
| P < 300 | 61 |
| 300 < P < 1,000 | 23 |
| 1,000 < P < 2,000 | 11 |
| 2,000 < P | 3 |
| 合計 | 98 |

—外国からの資金調達役割は、近い過去においてよりも大きいであろう。電力部門の経済状態は、拡大計画の資金調達において外国のより大きい参加を必要とするであろう。このことは通常、(調整された貿易条項による)より多くの装置やサービスの輸入や、国際入札の実現(BIDまたはBIRDの資金調達の場合)に表される。建設・設置部門はこの計画の論争の伝統を重く考えていないため、Eletrobras、階級的な事業体、御用労組が共同して特別な措置を講じない限り、状況はこの部門の一時的な非民族化を必要とするかもしれない。

—プラン2010で作成された火力発電計画は、火力発電所の建設・運転計画に関しての国内の能力開発促進の好機となり得る。このプロセスの最初の段階においては、技術移転を保証した条項が順守されれば、外国企業と共同での作業の実現が追求されるにちがいない。Nuclenのように、総合的エンジニアリング、QC等の能力のある一部の中核的存在が電力部門の不足を結局は補えるが、60年代のカナンブラ(Canambra)の水力発電部門での経験が、いまや火力発電部門で繰り返されるはずである。

—発電所プロジェクトは、多様な用途の分析を含めることによってだけでなく、一層拡大する社会的環境的な要求に対応するためにも、研究段階で一層複雑さを増すであろう。

—社会学、人類学、考古学の分野の大学、研究機関は、コンサルタント会社からの常識的な焦点を越える、知識や問題のよりどころをもたらす得るであろう。

→エネルギーの保存、その他の要求に応えた活動は共に、私たちの抱える問題の大きさと合理的解決の実現のための期間の短さに鑑み、外国も含めて、より優れた能力が