

RELATÓRIO DE FISCALIZAÇÃO DA LIGHT PELA ANEEL

DA AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 001/1998

O suprimento de energia elétrica à LIGHT, em cerca de 80% dos requisitos de seu mercado, é feito pelo sistema elétrico interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o qual possui hoje limitações de geração e de transmissão, com condições inadequadas de tensão, influenciando o desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica a seus consumidores finais.

A LIGHT presta serviços de distribuição de energia elétrica por meio de sistemas de transmissão e de distribuição deteriorados e com equipamentos e tecnologias de operação, supervisão e manutenção obsoletos. Em decorrência, persistem interrupções sistemáticas, com longos tempos de reparo e recuperação do fornecimento, e a insatisfação dos consumidores em relação aos serviços prestados, comprovada mediante as reclamações encaminhadas à concessionária, ao órgão regulador e veiculadas pela imprensa.

A empresa apresenta um déficit de realizações, tanto na área de transmissão como na área de distribuição, determinando a utilização de equipamentos em sobrecarga e a deficiência de recursos, meios e tecnologia para operar e manter o sistema adequadamente.

Dado este quadro, a concessionária vem realizando investimentos e priorizando ações na busca de reverter essa situação. Os valores despendidos em 1997 foram bastante superiores à média realizada nos últimos anos (da ordem de 100%), tendo significativa parcela dedicada a programas de melhoria da qualidade do fornecimento e eficiência energética.

Os resultados constatados apresentam evoluções, principalmente na regularização de ligações, redução de perdas técnicas e comerciais e na filosofia organizacional. Entretanto, a inspeção técnica e a coleta de dados e informações constatou inadequações atuais dos serviços prestados aos consumidores finais, quanto “as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.” e irregularidades, quanto a aspectos legais e contratuais, que devem ser corrigidas pela concessionária.

Esses aspectos, adicionados às principais constatações e conclusões da inspeção técnica e da audiência pública são resumidos a seguir. São também listados aspectos passíveis de aperfeiçoamentos, objeto de recomendações à mesma.

Quanto à observância da legislação / regulamentação pertinente aos serviços prestados e dos compromissos contratuais.

- A LIGHT é essencialmente distribuidora de energia elétrica, gerando 20% dessa energia e adquirindo os 80% restantes de FURNAS e de ITAIPÚ. O contrato de

suprimento com FURNAS está em vigor, sem qualquer pendência. Entretanto os contratos de suprimento que pratica à CEMIG e à CATAGUASES-LEOPOLDINA, relativamente a cidade de Sumidouro (MG), não atendem ao disposto no artigo 11, do Decreto n.º 774/93, no que diz respeito a elaboração dos respectivos contratos e aditivos contratuais.

- No inciso XI da CLÁUSULA QUINTA - ENCARGOS DA CONCESSIONÁRIA, do Contrato de Concessão 001/96, foi estabelecido que a LIGHT deve “participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes”. Adicionalmente no inciso XIII foi também determinado que a concessionária deveria “integrar o Grupo Coordenador para Operação Interligada - CGOI, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes, devendo a CONCESSIONÁRIA acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo CGOI”.

Essa determinação está vinculada à obrigação de execução de obras de caráter compartilhado, necessárias à adequada operacionalização do sistema interligado de transmissão. Nesse particular, o suporte reativo, de competência atribuída pelo planejamento à LIGHT, tem influência direta no controle de tensão da região que induzem cortes programados de carga, devendo ser viabilizado nos montantes previstos para 1997 (90 MVAR) e 1998 (101,5 MVAR);

- No art. 6º, do Capítulo II - DO SERVIÇO ADEQUADO, da Lei 8.897/95, é estabelecido que “Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.”, e no seu § 1º diz que “Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.”. O § 2º complementa que “A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”.

Na Primeira Subcláusula da CLÁUSULA SEGUNDA - CONDIÇÕES DE PRESTAÇÃO DOS SERVIÇOS, do Contrato de Concessão 001/96, foi pactuado que “A CONCESSIONÁRIA obriga-se a adotar, na prestação de serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de qualidade, continuidade e confiabilidade estabelecidos pelo PODER CONCEDENTE para os serviços de energia elétrica.”.

Entretanto, os dados e as informações coletadas durante a inspeção técnica realizada mostraram aspectos incompatíveis com a prestação adequada dos serviços e com o pleno atendimento dos usuários, ou seja:

⇒ o sistema elétrico de transmissão da LIGHT apresenta deficiências, com sobrecargas localizadas, principalmente em subestações, com deterioração de equipamentos vitais, sem componentes de reposição, arranjos físicos de subestações em desacordo com as normas de segurança, transformadores de potência operando com riscos elevados de falhas e dificuldades gerais de supervisão, na aquisição de dados.

Do total das subestações que atendem ao sistema de transmissão, 32 subestações (39%) registraram, em 1997, demanda máxima superior à capacidade firme e 6 subestações (7,4%) registraram demanda máxima superior à capacidade nominal;

Além desses problemas conjunturais, existem casos estruturais identificados que determinam precariedade nos serviços prestados, que são:

- cabos submarinos (Ilha do Governador e Fundão) com corrosão da armadura e vazamentos;
- conjuntos blindados com disjuntores a óleo sem peças de reposição;
- equipamentos antigos com elevadas taxas de falhas e sem peças de reposição;

- transformadores de potência operando com risco 1 e 2, sem reserva de pronta reposição.

A classificação de riscos nos transformadores de potência (riscos 1, 2, 3 e 4) indica, na sequência decrescente, a probabilidade de falta dos equipamentos em análise, decorrentes de ensaios e testes de laboratórios realizados nos mesmos.

A operação do mesmo apresenta dificuldades de ação, motivadas, principalmente, nos aspectos da supervisão, pela falta de medição apropriada, para a aquisição rápida e confiável das grandezas elétricas em tempo real, análise sistemática das eventuais causas de desligamentos intempestivos e sobretudo pela lentidão no controle, tornando elevados os tempos de recomposição do sistema, mesmo para os padrões nacionais.

Agravando ainda mais a situação operativa do sistema de transmissão, as condições de comunicação são deficientes, não só pela tecnologia obsoleta mas, também, pelo esgotamento da vida útil de alguns componentes, exaustão da capacidade operativa e congestionamento do espectro de frequências próprias.

- ⇒ O sistema de distribuição é dotado de recursos operativos, para as contingências de emergências, apresentando restrições e limitações que determinam desempenho inadequado na qualidade do fornecimento de energia, nos atributos de continuidade e principalmente de conformidade - níveis de tensão;

Assim, existem alimentadores de média e de baixa tensões que apresentam, para os padrões definidos pela empresa, sobrecargas localizadas. O nível de carregamento dos transformadores de distribuição, dentro dos mesmos padrões, apresentam carregamentos superiores aos nominais, em alguns casos com perda significativa de vida útil e de comprometimento da continuidade do fornecimento de energia elétrica;

Desse modo, a quantidade de transformadores envolvidos em sobrecarregamentos significativos, acima de 120%, representa cerca de 8.200 unidades, 19% do total instalado, sendo que destes, 3.200 (39%) apresentam nível de carregamento maior do que 150%. Em consequência, a taxa de falha de transformadores aéreos de distribuição vem aumentando desde 1995, chegando em 1996 a 6,3% e projetando 7% para 1997, provocando interrupções prolongadas pelas dificuldades das substituições, em situações de emergências, nas ocasiões de surtos de ocorrências, nas épocas de condições atmosféricas adversas, potencializando as reclamações de consumidores;

A operação do sistema elétrico de distribuição é efetuada por 7 COD's regionalizados, apresentando as mesmas dificuldades, via de regra, apresentadas na operação do sistema de transmissão;

A supervisão da operação, que é o conhecimento pleno do estado operativo do sistema elétrico de distribuição, convive com processos diferenciados, que não otimizam a análise e o controle do sistema em referência, estratificando-o em sistemas de baixa e de média tensão, com comandos distintos;

O acesso dos consumidores à empresa é difícil e, em algumas regiões, pela não instalação do telefone de código nacional tridígito 196, o consumidor é obrigado até mesmo a se deslocar a um setor de atendimento, para ter solucionado o problema de restabelecimento do fornecimento de energia;

Os recursos operativos não estão proporcionalmente distribuídos entre os COD's. Enquanto alguns dispõem de equipamentos mais modernos, outros não conseguem nem o grau mínimo de comunicação. Além disso, existem situações de insegurança operativa que envolvem comando de COD's distintos sobre um mesmo sistema

elétrico, a exemplo das regionais Litorânea e Norte, que operam uma região eletricamente isolada (ilha elétrica);

O gerenciamento da operação do sistema elétrico de distribuição também é inadequado, em alguns COD's. Os índices de atendimento telefônico, de atendimento às ocorrências, volume envolvido, compatibilização dos recursos disponíveis etc. são satisfatórios e até bons em alguns COD's, enquanto que em outros são inexistentes. O Tempo Médio de Atendimento - TMA apresenta valores anuais que variam de 50 a 90 min., alguns declarando que só consideram a média tensão e outros que não apuravam o índice TMA.

Este quadro representa dificuldade geral de análise do processo operativo e, em consequência, inibe qualquer flexibilização de recursos, tanto do atendimento telefônico, como do atendimento de emergência, gerando, além dos problemas já apresentados, tempos elevados de restabelecimento do fornecimento de energia, notadamente por ocasião de surtos de ocorrências no sistema elétrico, em especial nas ocasiões de condições atmosféricas adversas, o que já está acontecendo, com o aumento do requisito de energia;

A manutenção da distribuição é praticada pelas Gerências Regionais, utilizando as 33 Supervisões de Rede, para toda a área de concessão. A atuação da manutenção é corretiva e preventiva, com base na periodicidade e no desempenho do sistema de distribuição;

As inspeções são visuais, identificando as anormalidades, e com turmas de linha viva, que detecta e corrige os problemas, carecendo de recursos tecnológicos e de investimentos adequados, no sentido de otimizarem a aplicação de recursos e da excelência da qualidade dos serviços.

- Quanto ao atendimento aos pedidos de ligação de consumidores, religação e outros serviços, constatou-se que, no mês de outubro/97 foram efetuadas, fora do prazo legal, 335 ligações, correspondendo a 4,3% do total de ligações realizadas no mês. Tal atraso vem ocorrendo em função do elevado número de pedidos de ligações novas, em razão do cadastramento que está sendo realizado em toda zona de concessão.
- Relativamente ao atendimento aos consumidores nas agências da LIGHT, foi notado que não estão sendo registradas todas as solicitações e reclamações, bem como os dados do consumidor, para fins estatísticos, conforme determina a décima subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão. Além disso, longas filas são formadas, com tempo de espera superior a 1 hora. O atendimento por telefone, que abrange toda a área de concessão, apresenta também deficiência, pois, permanentemente, existe consumidor na espera, o que sugere que muitos outros abandonem a ligação.
- Quanto aos contratos de fornecimento realizados com consumidores horosazonais, constatou-se que os mesmos estão atendendo ao disposto pela legislação vigente. Entretanto, para consumidores do Grupo A convencional, não vêm sendo realizados os respectivos contratos.
- No que diz respeito a iluminação pública, para solucionar os débitos existentes com Municípios, a LIGHT efetuou parcelamentos em até 36 meses, com taxa de financiamento de mercado. Com o intuito de evitar que ocorram novos débitos, a Concessionária vem auxiliando as Prefeituras no sentido de implantar, para 1998, convênios para cobrança da taxa de iluminação pública que teria um valor único, não

superior a R\$ 3,00, apesar de conhecer todos os problemas legais que poderão advir com a implantação.

Uma outra dificuldade encontrada foi quanto ao recadastramento da iluminação pública no Rio de Janeiro, para fins de faturamento. Através de recente convênio celebrado com a RIOLUZ, o recadastramento será efetuado em 1998 e os custos serão divididos entre as duas empresas.

- Quanto à instalação de medição, em julho/97, constatou-se a existência de um total de 3.093 consumidores cadastrados sem medição. Se somado às unidades consumidoras para as quais a legislação não exige medição, esse quantitativo chegaria a 7.357 unidades, detectando a necessidade de priorização do programa de eliminação de unidades consumidoras sem medição e substituição dos medidores obsoletos e com defeitos.
- O serviço de leitura de medidores relativo a unidades consumidoras de baixa tensão é terceirizado e realizado através de coletores. A LIGHT foi autorizada a proceder a leitura bimestral das unidades consumidoras, com faturamento mensal, por um período de 180 dias, através da Portaria DNAEE n.º 249, de 29.06.95, tendo o procedimento sido prorrogado por igual período, através das Portarias DNAEE n.º 081, de 19.03.96, e Portaria DNAEE n.º 437, de 04.12.96.

Esse procedimento tem suscitado reclamações por parte de consumidores, por desconhecimento da sistemática e devido ao consumo de energia, ou seja: no mês da leitura, por não ter acesso ao medidor (casa fechada), não era realizada a leitura, sendo acumulado o consumo por 4 meses, ou mais. Foi solicitado à LIGHT promover divulgação nos moldes da executada à época da implantação desse sistema de leitura.

A LIGHT solicitou a implantação definitiva do sistema através do Ofício P-261, de 29.10.97, tendo a ANEEL requisitado informações mais detalhadas sobre o processo, para decidir sobre uma possível autorização. Durante a inspeção técnica foi observado que significativa parcela das reclamações de consumidores, cerca de 1.790 no mês de setembro/97, foram resultantes do procedimento de leitura bimestral.

- O sistema de faturamento e arrecadação da LIGHT tem induzido corte de fornecimento indevidos por atraso do envio de canhotos de quitação pelos agentes executores. A arrecadação é feita através dos bancos, de caixa rápida e pela ECT, que enviam os dados para a baixa das contas no dia posterior ao do pagamento pelo consumidor.
- Relativamente ao Fator de Potência, está em fase de implantação a medição horária para as unidades consumidoras atendidas em 138 kV, com previsão de implementação para as unidades atendidas em 25 kV e 13,8 kV até dezembro/97 e julho/99, respectivamente. O faturamento das unidades consumidoras do Grupo A, onde ainda não foi implantado equipamento para medição horária, continua sendo realizado pela média mensal.
- Nos casos de fraude de energia a LIGHT está realizando um recadastramento geral dos consumidores ligados, visando detectar casos de auto-ligação, ligação clandestina e suspeita de fraude, além de proceder as substituições de medidores parados, obsoletos e sem selos de lacre. Ao se constatar qualquer suspeita de fraude, o caso é encaminhado para verificação pelos fiscais da empresa. No entanto, face ao grande número de suspeitas levantadas, a equipe de inspeção não está conseguindo acompanhar todas as ocorrências.

- Com o objetivo de reduzir o número de ligações clandestinas onde não existe rede de energia, especialmente em favelas, a LIGHT vem executando a extensão da rede e, nos casos em que o interessado não implantou o padrão para receber o medidor, ela mesma o executa mediante acordo com o consumidor, parcelando os custos em até 24 vezes.

No que se refere a cobrança do consumo irregular, a concessionária está pretendendo celebrar acordo com o consumidor, cobrando um valor único de R\$ 100,00. No entanto, ainda estão definindo a forma da cobrança, uma vez que o Governo do Estado pretende cobrar multa pelo atraso no recolhimento do ICMS sobre a energia consumida irregularmente no passado.

- Com relação ao cálculo da participação financeira de novos consumidores, em áreas com redes aéreas, onde são previstas redes subterrâneas, a concessionária tem considerado incorretamente, para efeito de orçamento da obra, todos os custos necessários para implantar a rede subterrânea até a unidade consumidora. Com este procedimento, a LIGHT estaria ampliando sua rede subterrânea com recursos de consumidores que solicitam novas ligações ou aqueles já ligados que pleiteiam aumento de carga.

Uma das alternativas corretas para o caso seria, conforme o disposto na instrução normativa da LIGHT INO n.º 028/93, item 3.3.4.4, compor o orçamento da obra considerando que a unidade consumidora fosse ligada na rede aérea. Outra forma seria considerar a rede subterrânea prevista como existente e, a partir desta, efetuar o cálculo das obras que seriam necessárias, especificamente, para atender a nova carga.

Por outro lado, conforme documentação apresentada pela concessionária, existem cerca de 461 obras não realizadas cujas participações financeiras já foram pagas pelos interessados. Foi constatado que pelo menos duas obras foram pagas em 1994 e até o momento não foram executadas.

- No que tange à suspensão de fornecimento (corte) a concessionária possui um banco de dados com informações das contas vencidas há mais de 10 dias e que permite selecionar o corte por regional, por valor e por tempo do débito, adequando às possibilidades de corte e religação da equipe disponível, que pode ser própria ou terceirizada. Esse sistema informatizado, possibilita emitir uma listagem das unidades consumidoras que deverão sofrer a suspensão do fornecimento, e caso o procedimento não seja efetuado no mesmo dia, por qualquer razão, faz novamente uma conferência para confirmar se o débito não foi quitado no período, de forma a evitar suspensão indevida. Conforme informações dos técnicos, evita-se também a efetivação do corte quando da existência de pessoas doentes etc. na unidade consumidora.
- Em relação ao Programa de Eficientização Energética, a LIGHT está procedendo um levantamento da curva típica de carga de consumidores, tanto do Grupo A como do Grupo B, objetivando a implantação de tarifa binômica. Está também implantando 1.000 gerenciadores de demanda, dos quais 500 já estão instalados, e já solicitou ao Poder Concedente autorização para a concessão de descontos, da ordem de 20%, sobre a tarifa da unidade consumidora a título de incentivo à conservação de energia.

Encontra-se em fase inicial um programa de facilidade de compra de geladeiras eficientes com selo do PROCEL, objetivando a redução de consumo energia elétrica. A equipe da ANEEL foi informada que já foram cumpridos cerca de 50% do Programa de Investimentos, o que atende o disposto no Contrato de Concessão, considerando que o

mesmo foi assinado em julho/96, estando portanto no meio do período anual de investimentos.

- Relativamente aos aspectos da concessão outorgada à LIGHT, o seu parque gerador é composto de usinas hidrelétricas de médio porte, com uma potência instalada da ordem de 1.000 MW. Desse contingente, cumpre destacar que a Usina Fontes Velha encontra-se hoje desativada por razões de segurança operacional de seus condutos forçados e que as Usinas de Fontes Nova, Nilo Peçanha e Pereira Passos se encontram em operação normal e já começaram a passar por reformas, objetivando, principalmente, maximizar a disponibilidade das unidades através de sistemas auxiliares e de controle de última geração.
- A área de atuação da LIGHT, como distribuidora de energia elétrica abrange 29 Municípios do Estado do Rio de Janeiro, cujas titularidades foram outorgadas pelo Decreto s/n.º, de 28.05.96, conforme estabelece a letra b, da cláusula primeira, do Contrato de Concessão. A exploração dos serviços de distribuição previstos no Decreto, constitui concessão individualizada para cada uma das localidades relacionadas, para todos os efeitos contratuais e legais.

Nesse assunto, foi constatado pela inspeção técnica que nos Municípios de Carmo, Duque de Caxias, Paraíba do Sul e Três Rios, no Estado do Rio de Janeiro, a distribuição de energia elétrica é realizada, concomitantemente, pela LIGHT, CERJ e CAT-LEO, ou seja:

- a LIGHT atende a consumidores, localizados nas áreas de concessão da CAT-LEO e da CEMIG, nos Municípios de Além Paraíba (CAT-LEO), Belmiro Braga, Chiador, Santana do Deserto, Simão Pereira e Rio Preto (CEMIG);
 - a CERJ atende a consumidores pertencentes a área de concessão da LIGHT, nas seguintes localidades: Hermogênio Silva, no Município de Três Rios; Serra do Capim e Estação Santa Cruz, no Município de Sapucaia e Serra do Piloto, no Município de Rio Claro.
- Considerando a relevância assumida por essa questão e a necessidade de se encaminharem soluções para os vários casos de invasões de áreas, constatados entre as concessionárias distribuidoras que atuam no Estado do Rio de Janeiro, deverá ser priorizada a revisão, aprovação e celebração dos reagrupamentos das concessões de distribuição dessas empresas.
 - Referente aos aspectos contábeis e empresarial, a inspeção técnica constatou:
 - as contingências passivas, constituídas em decorrência de ações trabalhistas, no montante de R\$ 151.881 mil, referido a outubro/97, não são conciliadas periodicamente com a posição da área jurídica. Isso implicará em distorções quando da apuração do resultado econômico do exercício de 1997;
 - a existência, em 30.09.97, de saldo contábil registrado no sistema extrapatrimonial, no valor de R\$ 364.440 mil, referente a bens e instalações existentes em 31.12.84 não unitizados e cadastrados, contrariando as instruções da Portaria DNAEE n.º 815, de 30.11.94;
 - a existência de elevado quantitativo de equipamentos e materiais de manutenção depositados em estoque, sem movimentação há prolongado período de tempo, revelando, em alguns casos, suas inatividades por prazos superiores a 10 anos, fato que evidencia deficiências no gerenciamento do sistema de suprimento e de administração de materiais;

- No tema recursos humanos e capacitação técnica, observou-se que em maio/96, dois meses antes da assinatura do contrato de concessão, as despesas globais com pessoal importaram em R\$ 37.137 mil, com o quadro próprio de 11.019 empregados. Em setembro/96, mês que registrou a grande concentração de desligamentos, decorrentes do Programa de Demissão Incentivada - PDI, o quadro de pessoal acumulava cortes da ordem de 37%, reduzido-se para 6.948 empregados, com dispêndios globais de R\$ 27.111 mil, não estando incluso neste valor os gastos com o PDI, que no período em referência totalizou R\$ 79.481 mil;

Como extensão das análises, foi verificado que em outubro/97 o quadro estava constituído de 6.769 empregados e com o custeio de R\$ 26.403 mil, revelando que a política de desligamentos resultou na redução de 38,5% do contingente de pessoal, enquanto que os gastos foram reduzidos em cerca de 29%;

Destaca-se também, que a relação de número de consumidores por empregados elevou-se de 238 (base maio/96) para 411 (base outubro/97), representando um crescimento da ordem de 72%.

- A análise econômico-financeira das informações prestadas pela concessionária, mostrou que antes do processo de privatização, em janeiro/96, processou-se a cisão da empresa, com a transferência para a LIGHTPAR da participação que a LIGHT detinha na ELETROPAULO. Como consequência, a LIGHT remanescente teve reduzido seu Patrimônio Líquido de R\$ 6.746 milhões para R\$ 3.000 milhões;

Adicionalmente, em dezembro/96 foi efetuada a reversão da correção monetária especial (artigo 2º, Lei nº 8.200/91), retroativamente a janeiro/96, com efeitos nos saldos do Imobilizado em Serviço e das Obrigações Especiais e conseqüente redução adicional do Patrimônio Líquido. Como resultado das medidas e da contratação de recursos de curto prazo para fazer frente a demissão de empregados, o grau de endividamento da empresa elevou-se de 18% para 44%, reduzindo substancialmente a liquidez;

A captação de recursos externos em setembro/97, no montante de US\$ 130 milhões, permitiu a recomposição da liquidez, alongando o perfil de seu endividamento. Do estoque da dívida em 1996, 48% concentrava-se no curto prazo, reduzindo-se para 37% em outubro/97. Os recursos foram captados através do lançamento de títulos no mercado internacional pela LIGHT OVERSEAS, estabelecida nas Ilhas Cayman;

À LIGHT OVERSEAS, na qualidade de tomadora, compete captar recursos, sob a garantia da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A., até o montante de US\$ 300 milhões, tendo como "dealers" o Banque Paribas e BBA Creditanstalt. O contrato entre a LIGHT e a LIGHT OVERSEAS, bem como as características das operações realizadas, não foram fornecidos pela concessionária.

- Sob o aspecto econômico, a concessionária tem revelado, há alguns anos, como rentável, intensificando o desempenho na nova condição de empresa privada. Em 1997, as despesas operacionais continuaram em queda. Com a normalização do processo de ajustes, as despesas de pessoal caíram de R\$ 15,92/MWh para R\$ 10,16/MWh, uma redução da ordem de 36% no custo de pessoal.

As despesas gerais e o item material vem, da mesma forma, mantendo-se em queda. As despesas com serviços de terceiros apresenta crescimento em função da terceirização de alguns serviços. Como consequência da melhoria do desempenho, o réditto operacional e a geração operacional de recursos revelam tendência de crescimento.

- Em termos de caixa, 59,8% foi direcionado para as despesas operacionais em 1996, decrescendo para 48,2% em 1997. A queda relativa nos dispêndios com a despesa operacional é fruto dos ganhos de produtividade e ocorreu em benefício da remuneração dos acionistas que cresce de 0,9% para 11,5% em 1997.

O nível de investimentos - R\$ 159 milhões até outubro/97, que corresponde a 7,3% dos desembolsos, cresce pouco com relação a 1996, apesar do crescimento expressivo da geração de recursos próprios. As perdas físicas, por sua vez, que cresceram continuamente de 1992 (12,8%) a 1996 (16,7%), voltaram a declinar em 1997, devendo atingir 16,1% no exercício de 1997.

Quanto às exigências decorrentes da concessão

- O contrato de concessão nº 001/96 estabeleceu que a Empresa deveria manter ou melhorar os níveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais, tendo como referência a média verificada em cada conjunto de consumidores em sua área de concessão nos últimos 5 (cinco) anos. Para os conjuntos cujas médias apuradas tinham ultrapassados os limites estabelecidos pela legislação vigente, o concessionário deveria apresentar um Programa de Metas, visando atingir os limites admitidos no prazo máximo de 3 anos, a partir da assinatura do contrato de concessão.

De acordo com suas obrigações contratuais, a LIGHT apresentou um Programa de Metas para o triênio 1997/99, contendo, além das metas do DEC e FEC, um cronograma físico-financeiro das principais ações a serem tomadas, contemplando os 05 (cinco) conjuntos de consumidores que se encontravam com os valores de DEC e FEC fora dos limites estabelecidos pela legislação, o qual foi aprovado através do Ofício nº 376/DNAEE, de 13/10/97. Em adição ao Programa de Metas, a LIGHT foi solicitada a apresentar um diagnóstico da situação, ações de melhoria dos índices de qualidade e investimentos previstos para 1997.

- Das ações iniciadas em meados de 1996 e que continuaram durante o ano de 1997 são destacadas:
 - aumento da potência instalada em subestações existentes;
 - instalação e recuperação de linhas de transmissão, aéreas e subterrâneas;
 - instalação de suporte reativo, na transmissão e na distribuição;
 - instalação de 264,73 km de novos alimentadores de média tensão;
 - recondutoramento de 102,56 km e de 467,59 km de alimentadores de média e de baixa tensões, respectivamente; e
 - conversão da tensão de 1.755,46 km de rede.
- Além das obras realizadas até 1997, a LIGHT está elaborando um programa de investimentos para o triênio 1998/2.000, para o atendimento do mercado consumidor e da melhoria da qualidade dos serviços prestados, sendo destacados:
 - instalação de 48,56 km de linhas de transmissão aéreas e 11,2 km de subterrâneas;
 - instalação de 7 novas subestações;
 - ampliação de 17 subestações existentes;
 - mudanças de tensão de 25 kV para 34,5 kV;
 - eliminações dos transformadores de potência em níveis de risco 1 e 2;
 - instalação de 624 km de rede compacta - média tensão;
 - instalação de 150 km de rede semi-isolada e 83,2 km de rede em cabo pré-reunido;

- conversão de sistema aéreo para subterrâneo, nas regiões da Tijuca e Jardim Botânico.
- De acordo com os aspectos acima, são apresentados na tabela a seguir os investimentos, realizados e previstos, nas áreas de geração, transmissão e distribuição, no período de 1995 a 2.000, em R\$ mil.

ÁREA	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Geração	19.948	15.978	56.960			
Transmissão	20.461	42.479	87.375	90.799	67.230	56.301
Distribuição	23.528	80.189	122.360	104.251	89.325	98.186
Apoio	30.797	35.080	40.424			
Subtotal	94.734	173.726	307.119			

É importante salientar que, na distribuição de recursos para as áreas da transmissão e distribuição, os investimentos destinados à melhoria de qualidade do fornecimento de energia atingirão, no triênio 1998/2.000, R\$ 194,6 milhões, podendo ser destacadas as obras em modificações de estruturas e substituição de equipamentos em linhas, alimentadores, subestações, além dos recursos destinados a inovações tecnológicas.

A operação do sistema elétrico, em nível de transmissão e de distribuição, irá absorver um processo de automação integrado, que contempla o Centro de Operação do Sistema - COS, os Centros de Operação Regionais - COR's e os Centros de Operação da Distribuição - COD's, no sentido de otimizar a segurança operativa e de assegurar níveis de qualidade de fornecimento de energia elétrica compatíveis com o mercado consumidor.

Na área técnica também foram realizados recondutoramento de alimentadores, instalação de novos alimentadores, conversão de tensão de 6 kV para 13,8 kV e de 25 kV para 34,5 kV.

No campo da segurança do trabalho e com terceiros, a empresa vem realizando diagnósticos das condições inseguras e dos atos inseguros, estabelecendo políticas rígidas de controle ao acidente, do trabalho e com terceiros, no sentido de reverter a própria quantidade de acidentes, bem como os indicadores de taxa de frequência e taxa de gravidade.

- Nos aspectos comerciais, a LIGHT vem dando prioridade a redução das perdas técnicas e comerciais e a melhoria do atendimento do consumidor, sendo que no último deverá buscar ainda reduzir o tempo de espera na agência, seja cumprindo os prazos legais de atendimento de pedidos de ligações ou de aumento de carga. As principais medidas já tomadas visando a melhoria do atendimento do consumidor, foram:
 - implantação do sistema de senha no atendimento nas agências visando agilizar o atendimento;
 - instalação de mais de 80.000 medidores em unidades consumidoras sem medição;
 - regularização das ligações clandestinas, inclusive com financiamento do padrão e execução de redes de distribuição;
 - aquisição de novo sistema de faturamento e arrecadação;
 - recadastramento de todas as unidades consumidoras com substituição de medidores com defeito, obsoletos e com outros problemas bem como apontando os casos de suspeitos de fraude;

- combate rigoroso a fraude incluindo-se neste contexto ações para possibilitar a execução judicial do infrator;
- ações em conjunto com a RIOLUZ para efetuar um levantamento da iluminação pública do Rio de Janeiro, de forma que o faturamento seja o mais próximo do real;
- equacionamento, mediante parcelamento, dos débitos de Prefeituras Municipais.

Quanto à qualidade dos serviços prestados aos consumidores finais

- A qualidade do fornecimento de energia elétrica é regulamentada pelas Portarias DNAEE n.º 046/78, 047/78 e 004/89, que contemplam os aspectos de continuidade e de conformidade (nível de tensão), respectivamente. Em termos de continuidade, a LIGHT vem calculando os índices de duração e frequência na base da potência instalada, em desacordo com a Portaria DNAEE n.º 046/78, valores esses considerados como itens de controle da qualidade quando da elaboração do Contrato de Concessão 001/96.

Dessa forma, este procedimento de cálculo deverá ser mantido para fins de comparação com os limites estabelecidos no contrato. Porém, a partir de 1998, a LIGHT deverá calcular os índices DEC e FEC por correlação consumidor/kVA, possibilitando a comparação aos ditames da referida portaria.

- A décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão n.º 001/96, determinou que “....., a CONCESSIONÁRIA obriga-se a manter e melhorar os níveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica, tendo como referência a média verificada em cada conjunto de sua área de concessão nos últimos 5 (cinco) anos, Para aqueles conjuntos cujas médias apuradas tenham ultrapassado os limites admitidos pela legislação, a CONCESSIONÁRIA deverá apresentar ao PODER CONCEDENTE um programa de metas, visando atingir os limites admitidos no prazo máximo de 3 (três) anos, a partir da assinatura deste Contrato.”.

Na assinatura do Contrato de Concessão, em junho de 1996, 5 conjuntos de consumidores (7,12% do total de consumidores) foram considerados críticos originais, por terem suas médias de duração e frequência, no período 1991/1995, superiores aos limites de desempenho estabelecidos na Portaria DNAEE n.º 046/78. Para estes conjuntos, a LIGHT apresentou à ANEEL um Programa de Metas, objetivando atingir os limites legais de desempenho, no prazo máximo de 3 anos, conforme disposto no referido contrato. Entretanto, dos investimentos programados para esse caso, somente 58% foram realizados até outubro/97.

Para diferenciar os índices de qualidade, em termos de continuidade, são denominados de DEC e FEC os índices calculados na base de potência instalada e de DEC e FEC os índices calculados na base consumidor, incluindo os obtidos por correlação consumidor/kVA.

A análise do desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica, quanto aos índices de continuidade, para esses conjuntos foi feita então com base nas metas apresentadas pela LIGHT. Nesse caso, ao final do ano de 1996, 3 conjuntos de consumidores críticos originais (6,25% do total de consumidores) continuaram críticos, superando inclusive as próprias médias anteriores (1991/1995), todos pelo DEK.

Considerando o acumulado até o 3º trimestre de 1997, o conjunto “CAVA” apresentou desempenho incompatível com o cumprimento da meta, ou seja: o DEK atingiu 98% do limite estabelecido, apesar dos investimentos realizados neste conjunto, em particular terem atingido 173% do previsto, até aquela data;

Ainda com relação ao estabelecido na décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão n.º 001/96, excetuando-se os conjuntos críticos originais, ao final do ano de 1996, foram identificados como críticos 17 conjuntos, envolvendo 2.456.488 consumidores (87% do total), que apresentaram valores de DEK ou FEK superiores às médias, denotando uma piora na qualidade do fornecimento aos mesmos, quando comparado com a média 1991/1995.

CONJUNTOS DE CONSUMIDORES CRÍTICOS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		MÉDIAS 1991 / 1995	
		DEK	FEK	DEK	FEK
Grande Rio	1.647.557	25,25	16,82	18,03	16,51
Subterrâneo Reticulado	273.117	3,39	3,28	2,22	2,56
Subterrâneo Radial	240.855	4,97	4,26	4,25	4,09
Campo Grande	201.504	29,75	23,50	17,78	18,49
Itaguaí	14.731	50,51	31,57	16,57	19,50
Seropédica	20.178	56,13	43,19	25,89	25,69
Paracambi	16.098	47,04	21,88	26,94	17,24
Paraíba do Sul	9.075	23,68	18,72	18,18	15,22
Rio das Flores	1.720	66,66	45,01	60,50	36,90
Avelar	3.919	48,90	33,29	36,52	32,08
Vargem Alegre	5.927	58,33	35,07	35,35	30,37
Parapeuna	545	58,63	35,31	47,73	24,18
Valença	17.592	28,09	23,06	25,36	27,38
Conservatória	1.410	129,32	62,01	47,80	40,65
Santa Isabel	709	104,20	44,07	65,53	34,32
Amparo	301	237,75	108,96	73,37	33,61
Rio Claro	1.250	45,34	24,26	42,90	30,88

Neste mesmo segmento, com base nos valores acumulados até o 3º trimestre de 1997, 6 conjuntos já apresentaram superação das metas, pois ultrapassaram as médias anuais 1991/1995, representando 10,5% do total de consumidores, sinalizando que, na análise anual de 1997, os resultados deverão ser ainda mais desfavoráveis.

CONJUNTOS DE CONSUMIDORES CRÍTICOS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		MÉDIAS 1991/1995	
		DEK	FEK	DEK	FEK
Subterrâneo Reticulado	271.124	2,65	1,98	2,22	2,36
Itaguaí	23.159	26,10	35,29	16,57	19,50
Paracambi	10.937	36,32	11,44	26,94	17,24
Vargem Alegre	5.713	41,01	33,53	35,35	30,37
Parapeuna	562	63,49	23,09	47,73	24,18
Quatis	2.566	26,59	33,69	41,14	27,28

- Em termos gerais, os índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica, nos anos de 1996/1997, na área de concessão da LIGHT, quando analisado de forma individualizada por conjunto de consumidores, à luz do Contrato de Concessão n.º 001/96, podem ser considerados inadequados. Esse desempenho foi significativamente influenciado pelas condições atmosféricas adversas, em particular nos 1º e 3º trimestres/96, que apresentaram elevados índices de precipitação pluviométricos, chegando, em algumas localidades, a 100% da média histórica.
- De modo global, o histórico dos índices de continuidade (duração e frequência), calculados na base da potência instalada, são mostrados no quadro abaixo:

ANOS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997(*)
DEK	12,90	12,44	10,65	13,20	10,23	10,82	14,51	7,77

FEK	10,14	9,45	9,04	11,27	9,85	8,97	10,24	6,80
-----	-------	------	------	-------	------	------	-------	------

(*) valores acumulados até o terceiro trimestre

- Quanto à conformidade - nível de tensão, há alimentadores, primários e secundários, que apresentam níveis de tensão fora dos limites estabelecidos nas Portarias DNAEE nºs 047/78 e 04/89, sendo 21 alimentadores primários (1,4%) e 3.546 alimentadores secundários (9%), podendo provocar queimas de equipamentos e de aparelhos eletro-eletrônicos;

A empresa possui diversos procedimentos de gerenciamento dos prazos estabelecidos nos artigos 2º e 3º, e arquivo de informações conforme artigo 5º da Portaria DNAEE nº 047/87, bem como dos níveis verificados: adequado ou precário, que na realidade determinam os prazos de correção da tensão. Os recursos utilizados não são uniformes, apresentando desde programas computacionais até procedimentos manuais, com qualidade e quantidade diferenciadas de informações, o que torna de difícil constatação e conseqüentemente de gerenciamento próprio e de fiscalização;

- As perdas globais de energia elétrica evoluíram negativamente, aumentando de 10%, em 1988, até 16,7%, em 1996. A componente preponderante nesta evolução foi a das perdas comerciais, que atingiram 10,4% em 1996. Para 1997, a previsão é de reversão da tendência de alta, ficando o nível de perdas globais em 15,7%, com atuação significativa na área comercial.
- A segurança do trabalho e com terceiros registrou, no ano de 1996, 3 acidentes fatais de empregados próprios e 2 acidentes fatais com empreiteiras, além de 13 acidentes fatais com terceiros. No ano de 1997, até o mês de novembro, ocorreu 1 acidente fatal com empregado de empreiteiras e 9 acidentes fatais com terceiros.

Quanto à satisfação dos agentes e consumidores atendidos

O grau de satisfação dos agentes e consumidores atendidos pela LIGHT pôde ser medido pelas exposições feitas por ocasião da audiência pública, realizada com esse objetivo. Naquela oportunidade ficou claro a inadequacidade dos serviços prestados pela concessionária, ao tempo em que depoimentos acusaram a ocorrência de interrupções prolongadas, com ocasionamento de danos e prejuízos ao patrimônio de consumidores, difícil acesso de comunicação com a empresa e não transparência de suas ações.

Ficou também registrado o esforço da LIGHT na extensão dos serviços às comunidades de baixa renda, com a regularização de ligações e combate a perdas técnicas e comerciais de energia. Da mesma forma, foi exposta a dedicação de recursos à melhoria e a adequação dos sistemas de transmissão e distribuição, visualizando melhorias nos serviços prestados.

De forma resumida, as principais colocações feitas na audiência pública, realizada em 17.02.98, foram:

- Acusação de deterioração dos serviços prestados pela concessionária, por parte das entidades representativas de classe, fazendo ligação com a gestão privada da empresa, inclusive no que tange à sua política de distribuição de lucros e dividendos aos acionistas;

- Depoimento, por parte das comunidades de baixa renda, da melhoria dos serviços de energia elétrica a eles prestados;
- Vinculação da deterioração dos serviços prestados em função da redução e da capacidade do quadro funcional, com as demissões após a privatização (evasão de conhecimentos e experiência no sistema de distribuição);
- Reivindicação de maior transparência das ações da ANEEL e da LIGHT, em especial na questão do estabelecimento das tarifas (repasso direto dos reajustes para a tarifa dos consumidores) e dos investimentos realizados;
- Necessidade de facilitar o acesso dos consumidores ao atendimento da LIGHT e melhorar a comunicação social da empresa, com divulgação de suas ações;
- Solicitação do conhecimento dos resultados da fiscalização realizada pela ANEEL (o que foi apurado e o que foi recomendado);
- Necessidade de Identificação das causas das falhas e interrupções ocorridas e a participação das empresas nas mesmas (incluindo as supridoras);
- Necessidade de ressarcimento pela concessionária dos danos e prejuízos sofridos pelos consumidores, decorrentes da inadequacidade dos serviços de energia elétrica prestados pela LIGHT.

DETERMINAÇÕES DE AJUSTES E ADEQUAÇÕES

Em decorrência das constatações e conclusões, relatadas no item anterior, são listadas a seguir as determinações, compostas no sentido de buscar a adequabilidade dos serviços prestados pela LIGHT, em sua área de concessão, bem como sanar irregularidades quanto ao cumprimento legais, regulamentares e contratuais existentes.

1. Quanto aos aspectos técnico-operacionais

- a) Regularizar, junto aos supridos CEMIG e CATAGUASES-LEOPOLDINA, as pendências dos contratos de suprimentos e respectivos aditivos contratuais, conforme prevê a legislação vigente, objeto do Decreto n.º 774/93;
- b) Garantir a execução das obras de transmissão necessárias à adequação do sistema elétrico, de conformidade com os planos de expansão, ajustados anualmente, para o triênio 1998/2000, apresentando à ANEEL, trimestralmente, relatório técnico de acompanhamento físico-financeiro das obras em execução;
- c) Regularizar os níveis de carregamento dos componentes da rede de distribuição em situação anômala, em 1998, corrigindo também, conforme explicitado nas Portarias DNAEE nos 047/78 e 004/89, nos prazos estabelecidos, os níveis de tensão fora dos limites permitidos;
- d) Apresentar Plano de Ações, específico para a Operação da Distribuição, em termos globais (empresa), à luz da primeira subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão, detalhando:
 - filosofia operativa;
 - recursos para o atendimento de emergência;
 - recursos para a execução dos serviços de emergência;
 - recursos para o gerenciamento do sistema elétrico, envolvendo a supervisão, a análise e o controle (ações corretivas) do desempenho deste sistema;
 - recursos para o gerenciamento do processo operativo, envolvendo a supervisão, a análise e o controle da Operação da Distribuição.

2. Quanto à qualidade do fornecimento de energia elétrica

- a) Proceder com maior rigor no cumprimento das metas acordadas, para a normalização do desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica, nos conjuntos críticos originais;
- b) Apresentar Programa de Metas, no sentido de cumprir, em 1998, os termos do Contrato de Concessão, no que se refere à qualidade de fornecimento de energia, com base nas médias anuais de 1991/1995 dos 6 conjuntos de consumidores que ultrapassaram esse limite até out/97;

- c) Calcular, a partir do ano de 1998, os índices de continuidade de duas maneiras:
- em obediência ao Contrato de Concessão n.º 001/96, cláusula segunda, décima quinta subcláusula;
 - e em obediência à Portaria DNAEE n.º 046/78;
- d) Apresentar, desagregados por Gerência Regional, acrescentando os dados não fornecidos pela Gerência Litorânea, e em termos globais (empresa), os seguintes dados:
- quantidade e localização dos alimentadores, separando primários e secundários, que estejam classificados fora dos limites precários ou fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários;
 - programa de ações corretivas para a normalização dos níveis de tensão, nos prazos estabelecidos, correlacionando-o, de forma individual e global, com os alimentadores, as regiões atendidas e as regionais mencionadas;
 - relatório detalhado dos resultados alcançados, ao final da execução do Programa de Ações corretivas apresentado.

3. Quanto ao atendimento a consumidores – aspectos comerciais

- a) Melhorar e agilizar o processo de ressarcimento aos consumidores por prejuízos causados em função de perturbações no fornecimento de energia elétrica de sua responsabilidade, adotando, para isso, o rito sumário;
- b) Registrar, nas áreas de atendimento, e dar as providências cabíveis, no prazo de até 30 dias, a todas as reclamações e solicitações, conforme dispõe a décima subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão n.º 001/96 e a Portaria DNAEE n.º 466/97;
- c) Tomar providências no sentido de que as ligações e religações sejam efetuadas rigorosamente dentro dos prazos estabelecidos na legislação;
- d) Executar, prioritariamente, as obras para atendimento de consumidores cujas participações financeiras já foram pagas pelos interessados, dentro do prazo máximo de 180 dias, salvo aquelas, devidamente justificadas, que independem de ação da concessionária;
- e) Implantar a medição horária, conforme estabelece o artigo 7º, da Portaria DNAEE n.º 1.569, de 23.12.93;
- f) Efetuar a cobrança do consumo irregular, no caso de regularização de ligações clandestinas, a título de energia consumida, convertida em kWh. Para estimar a quantidade de energia a ser cobrada, poderá efetuar o levantamento com base na carga instalada na unidade consumidora, ou com base no primeiro consumo após a regularização e o tempo comprovadamente em que a mesma permaneceu ligada;
- g) Executar, nas áreas em que existem redes aéreas com previsão de rede subterrânea, o cálculo da participação dos consumidores, quando de novas ligações ou de aumento de carga, como se o consumidor fosse ligado na rede aérea ou como se a rede subterrânea prevista fosse existente.

PRINCIPAIS RECOMENDAÇÕES DE MELHORAMENTOS

Ainda, em decorrência das constatações e conclusões relatadas anteriormente, são listadas a seguir as principais recomendações e sugestões de melhoramentos e aperfeiçoamento dos serviços de energia elétrica prestados pela LIGHT.

1) Providências de Curto Prazo

1.1) Quanto aos aspectos técnico-operacionais:

- a) Viabilizar, em conjunto com FURNAS/GCOI e demais empresas da Área Rio de Janeiro, as obras já programadas, em especial quanto à compensação reativa, e efetuar estudos para a solução definitiva da qualidade do suprimento na região em referência;
- b) Reavaliar a estratégia de investimento da empresa, em 1998, buscando intensificar ações voltadas para os compromissos contratuais com a manutenção e melhoria da qualidade dos serviços concedidos;
- c) Adequar a estratégia de distribuição de lucros e dividendos frente aos compromissos de investimentos ligados à melhoria da qualidade de serviço referidos no item anterior;
- d) Agilizar a inspeção dos transformadores de potência do sistema elétrico aéreo e subterrâneo, no sentido de urgenciar a identificação dos equipamentos com alto grau de risco, providenciando a substituição e a manutenção dos transformadores de potência considerados com alto grau de risco;
- e) Apresentar relatórios semestrais civis específicos físico-financeiros, para o atendimento da demanda reprimida de manutenção preventiva, relativos aos programas emergenciais: Transformadores de Potência, Proteção Contra Incêndio de Transformadores de Potência e Transformadores de Corrente de circuitos de 13,8 kV;
- f) Reavaliar o efetivo de pessoal próprio operacional e de serviços técnicos terceirizados frente aos compromissos de resultados da qualidade do fornecimento, quanto aos aspectos de continuidade e de conformidade;
- g) Priorizar a elaboração e a implantação do processo computacional uniforme de supervisão, análise e controle das reclamações de tensão, conforme Portaria DNAEE n.º 047/78;
- h) Viabilizar os recursos necessários para a implantação do sistema de automação da transmissão e da rede de distribuição, já programada, visando a concretização deste projeto na data mais cedo possível.

1.2) Quanto aos aspectos comerciais e de atendimento aos consumidores:

- a) Implementar medidas visando a melhoria do atendimento dos consumidores, especialmente visando reduzir o tempo de espera nas agências. No que se refere ao atendimento pelo telefone 120, devem ser desenvolvidos estudos no sentido de melhorar este atendimento, seja através do aumento de troncos, do número de atendentes ou até mesmo unificando com o 196;
- b) Avaliar a oportunidade de celebrar contratos de fornecimento com todos os consumidores do Grupo A, conforme recomendado no art. 9º, da Decreto 62.724, de 17.05.68;
- c) Priorizar, para que o faturamento seja o mais realista possível, o recadastramento da iluminação pública em todos os municípios;
- d) Aperfeiçoar o sistema de leitura bimestral, no sentido de que o consumo faturado seja o mais próximo da realidade;
- e) Implantar, em 1998, o novo sistema de faturamento já adquirido;
- f) Buscar alternativas de recebimento, tais como: supermercados, farmácias etc., oferecendo maiores facilidades aos consumidores para o pagamento das contas;

2) Providências ligadas a regularização da concessão

- a) Diligenciar a aprovação do reagrupamento das concessões de distribuição, tendo em vista a necessidade de negociação com outras empresas concessionárias a regularização de diversos casos de atendimentos irregulares nas respectivas áreas de concessão;
- b) Implementar e adequar o seu parque gerador, seja na forma de construção de novos empreendimentos, repotenciação dos já existentes ou em associação com outros empreendedores, para fazer frente ao crescimento do mercado consumidor;
- c) Reativar a Usina de Lajes (Fontes Velha), tendo em vista que a sua concessão foi renovada por 30 anos, quando da privatização da LIGHT, e que a mesma consta do Programa Decenal de Expansão do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. A empresa deverá apresentar o Projeto de Recapitação no prazo de 06 meses e concluir as obras no prazo de 18 meses, após aprovação do projeto pela ANEEL;
- d) Disponibilizar, à ANEEL, os relatórios produzidos pelos grupos responsáveis pelos trabalhos contratados pela concessionária com o seu grupo controlador;
- e) Desenvolver ações conjuntas do Departamento de Contabilidade com a área jurídica do concessionário, de forma que o provisionamento das contingências judiciais reflitam, nas demonstrações financeiras, com a maior fidedignidade a totalidade das demandas consideradas de prováveis perdas;

- f) Observar rigorosamente o contido no artigo 3º, da Portaria DNAEE n.º 815, de 30.11.94, retificada pela Resolução ANEEL n.º 015, de 24.12.97, que estabelecem os prazos finais para a completa unitização e cadastramento da propriedade em serviço;
- g) Reavaliar e implementar adequada política de administração de estoques de equipamentos e de materiais, reduzindo-se ao máximo possível suas inatividades, bem como suas obsolescências ocasionadas pelos avanços tecnológicos;

INSPEÇÃO TÉCNICA E COLETA DE DADOS E INFORMAÇÕES

Período de realização:

A inspeção técnica e coleta de dados e informações foi realizada, junto às instalações da LIGHT, no período de 27.11.97 a 12.12.97, pela equipe indicada, cuja apresentação à diretoria da concessionária foi procedida pelo Ofício DNAEE nº 425, de 26.11.97.

Instauração:

A instauração da fiscalização foi estabelecida pelo Diretor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, de conformidade com o disposto no art. 3º, da Lei nº 8.897, de 13 de fevereiro de 1995. A informação de sua programação, bem como a solicitação de informações preliminares, foi repassada à LIGHT através do Ofício DNAEE nº 398, de 07.11.97.

Metodologia de inspeção:

Os exames e análises foram conduzidos objetivando avaliar os aspectos inerentes à regularidade dos serviços públicos prestados e cumprimento das cláusulas contratuais. Foram avaliados também os sistemas gerais de controle interno, sob a ótica da legislação geral e setorial do serviço público de energia elétrica.

Os procedimentos e técnicas utilizadas foram:

- a) exame físico das instalações “*in loco*”;
- b) exame de livros, documentos e registros contábeis;
- c) conferências de rotinas e memórias de cálculos;
- d) comprovação das informações prestadas;
- e) inspeções e constatações ;
- f) entrevistas internas e externas;
- g) observações gerais

Aspectos técnico-operacionais

- a). SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

A LIGHT é uma empresa essencialmente distribuidora de energia elétrica, fornecendo a seus consumidores finais, como geração própria, apenas 20% da energia requerida, cerca de 4.325 GWh, e adquirindo o complemento da energia para o atendimento ao mercado consumidor diretamente de FURNAS/ITAIPU, em torno de 17.054 GWh (80%), com base nos dados realizados até o mês de setembro/97.

De outro lado, supre a CEMIG e a CATAGUASES-LEOPOLDINA, no Município de Sumidouro, tendo sido entregue até o mês de setembro/97 os montantes de 6,33 GWh e 5,98 GWh, respectivamente.

O sistema elétrico interligado que atende a Área Rio de Janeiro/Espírito Santo possui hoje limitações de geração e transmissão, enfrentando condições inadequadas de tensão, afetando o desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica na área de atuação da LIGHT.

No sentido de regularizar a situação acima mencionada, são apresentadas, a seguir, as principais obras programadas de reforço desse sistema para o período 1997/99, o que deverá proporcionar um melhor atendimento à área da LIGHT:

- LT Angra-Rio II - 500 kV (julho/98) - FURNAS
- UNE Angra II - 1300 MW (julho/99) - NUCLEN
- UTE Campos - 480 MW (julho/99) - LIGHT/CERJ/FURNAS
- UTE Gás da Bolívia - 450 MW (julho/99) - LIGHT
- Instalação de Capacitores - 348 MVar (1997) - LIGHT/CERJ/FURNAS
- Instalação de Capacitores - 128 MVar (1998) - LIGHT/ESCELSA.

O contrato de suprimento celebrado com FURNAS, e respectivos aditivos, não apresentam qualquer pendência. Entretanto, no que diz respeito ao suprimento de energia elétrica efetuado pela LIGHT à CEMIG e à CATAGUASES-LEOPOLDINA, no município de Sumidouro, não vem sendo atendido o disposto no artigo 11, do Decreto n.º 774/93, em relação a elaboração dos contratos e respectivos aditivos, estando pendentes de encaminhamento pela LIGHT, para homologação da ANEEL, os seguintes documentos:

- a) Contrato de Suprimento e Termos Aditivos entre LIGHT e CEMIG
- b) Contrato de Suprimento e Termos Aditivos entre LIGHT e CATAGUASES-LEOPOLDINA.

DETERMINAÇÃO

Adotar as providências necessárias junto aos supridos CEMIG e CATAGUASES-LEOPOLDINA, no sentido de regularizar as pendências dos contratos de suprimentos e respectivos aditivos contratuais, conforme prevê a legislação vigente, objeto do Decreto n.º 774/93.

RECOMENDAÇÃO

No caso específico do suprimento de energia à LIGHT, efetuado pelo sistema elétrico interligado, é recomendado à empresa ações no sentido de viabilizar, em conjunto com FURNAS/GCOI e demais empresas da Área Rio de Janeiro, as obras já programadas e efetuar estudos para a solução definitiva da qualidade do suprimento na região em referência.

No que diz respeito a instalação de banco de capacitores, a LIGHT deverá tomar as providências necessárias, para que sejam instaladas as potências de 90 MVAR, em 1997, e 101,5 MVAR, em 1998.

b). SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema elétrico de potência opera com os níveis de tensão de 230 kV e 138 kV, constituído, basicamente, por linhas de transmissão aéreas e subterrâneas em 138 kV, sendo composto por 81 subestações de transmissão, perfazendo uma potência total instalada da ordem de 6.752 MVA.

De acordo com levantamento efetuado nos dados de operação das linhas de transmissão aéreas e subterrâneas, referente ao período de demanda máxima do sistema ocorrido no ano de 1997 (20.02.97), todas as linhas, em termos gerais, vêm operando dentro de limites de carregamento normais.

No caso das subestações, conforme os dados da operação do sistema elétrico para o ano de 1997, referentes à demanda máxima ocorrida, 32 (cerca de 39% do total) registraram demanda máxima superior à capacidade firme e 6 (cerca de 7,4% do total) registraram demanda máxima superior à capacidade nominal da subestação.

Os principais problemas encontrados no sistema de transmissão da LIGHT são os a seguir apresentados, de forma resumida:

- o elo subterrâneo Cordovil - Brás de Pina apresenta restrições de carregamento, sendo obrigado a operar o anel da Ilha do Governador todo seccionado, e com carregamentos elevados no Ramal Olaria
- cabos OF do trecho submarino da Ilha do Governador e Fundão apresentam corrosão da armadura e sucessivos vazamentos de óleo
- subestações de consumidores em 138 kV, alimentados em anel, interferindo na operação do Sistema Metrô - Botafogo e Supersônico (Aeroporto)
- conjuntos blindados de 15 kV, com disjuntores isolados a óleo sem peças de reposição e transformação 138/25 kV com bancos de transformadores e estrutura 25 kV obsoletos, estes localizados nas subestações de Frei Caneca, Flamengo, Padre Miguel e Jaboatão
- equipamentos obsoletos (disjuntores, seccionadores, bancos de capacitores, relés, instrumentos de medição etc.) com risco operativo, com elevadas taxas de falha e sem peças de reposição, localizados em diversas subestações do sistema
- subestações com arranjos inadequados no setor de 138 kV ou com apenas uma linha de alimentação: Meriti, Nova Iguaçu, Barra, Major Vaz, Jaboatão, Três Rios, Sapucaia, Flamengo, Inmetro, Itapeba, Piedade e Eldorado
- transformadores operando com sobrecarga, ou com risco de falha, por apresentarem diagnóstico de estado operativo anormal e sem unidades de reserva para pronta utilização;
- deficiências de conservação e inadequação de prédios e estruturas em diversas subestações, incluindo canaletas, bandejas, cabos de controle, bacias de contenção de óleo, paredes corta-fogo etc.
- deficiências em medidores eletrônicos, dificultando a obtenção de informações sobre carregamento de transformadores e circuitos de distribuição.

Como forma de eliminar os problemas mais urgentes no sistema de transmissão, bem como atender ao crescimento previsto do seu mercado, foi implementado um programa de

obras para o ano de 1997. São destacadas, a seguir, as principais obras concluídas até outubro/97 ou com conclusão prevista até o final de 1997:

- SE Mena Barreto - substituição de um transformador de 138/13,8 kV - 15/20 MVA por outro de 30/40 MVA
- SE Barra - substituição de um transformador de 138/13,8 kV - 15/20 MVA por outro de 30/40 MVA
- SE Sarapui - instalação do terceiro transformador de 138/13,8 kV - 15/20 MVA
- SE Retiro - instalação de dois transformadores de 138/13,8 kV - 15/20 MVA, com conjunto blindado de 13,8 kV com trinta e dois cubículos e seis bancos de capacitores de 3,6 MVar cada
- SE Retiro - instalação de dois circuitos aéreos de 138 kV - 7,5 km
- SE Alvorada - substituição de três transformadores de 138/13,8 kV - 15/20 MVA por outros três de 30/40 MVA
- SE Porta D'água - substituição de três transformadores de 138/13,8 kV - 15/20 MVA por outros três de 30/40 MVA
- SE Itapeba - instalação de conjunto blindado de 13,8 kV com vinte e dois cubículos
- SE Fontineli - instalação de um transformador de 15/20 MVA, conjunto blindado de 13,8 kV com dez cubículos e um banco de capacitores de 3,6 MVar
- SE Esperança - instalação de um transformador de 15/20 MVA, conjunto blindado de 13,8 kV com oito cubículos e substituição de um banco de capacitores de 4,8 MVar por outro de 3,6 MVar
- SE Queimados - substituição de um banco de transformador de 25 MVA por outro de 58 MVA e instalação de um banco de capacitores de 10,8 MVar
- LT subterrânea Cordovil - Brás de Pina - instalação de um circuito subterrâneo de 138 kV - 4,6 km
- SE Brás de Pina - instalação de uma saída de 138 kV
- SE Cordovil - instalação de uma saída de 138 kV.

Além das obras executadas e previstas para 1997, vem elaborando um programa de investimentos para a área de transmissão, no triênio 1998/2000, com vistas ao completo atendimento do seu mercado e da melhoria da qualidade dos serviços prestados.

As obras previstas são:

- construção de 11 km de circuitos aéreos e 11,2 km de circuitos subterrâneos em 138 kV para aumento da capacidade dos troncos de transmissão, além da implantação de 25,8 km de circuitos aéreos para permitir a ligação das novas subestações previstas para serem implantadas no período 1998/2000
- construção de 7 novas subestações e ampliação de 17 existentes, acrescentando 1059 MVA em transformação, com o objetivo de reduzir os riscos de cortes de carga. Além disso, será iniciada a mudança do sistema 25 kV para 34,5 kV, com a conversão de duas subestações e respectivos sistemas de distribuição
- construção de 11,7 km de circuitos aéreos na tensão de 138 kV, bem como modificações na estrutura de 138 kV de três subestações e antecipação da construção de duas novas subestações na Baixada Fluminense
- substituição de 1,5 km de circuitos de cabos submarinos na tensão de 138 kV que se encontram com problemas de corrosão e a conclusão da compactação de cerca de 10 km do Tronco Fontes - Cascadura, correspondendo a 21,6 km de circuito
- substituição dos esquemas de proteção carrier nos Troncos Fontes - Cascadura e Nilo Peçanha - Volta Redonda (138 kV) e modernização das proteções diferenciais nos anéis subterrâneos das Zonas Sul e Centro

- substituição de transformadores de corrente de saídas de distribuição e relés de sobrecorrente da proteção de retaguarda de neutro de transformadores e retirada de serviço de equipamentos obsoletos em 23 subestações
- saneamento do parque de transformadores de potência em níveis de risco 1 e 2, com priorização das unidades de 15/20 MVA e 30/40 MVA.

Do plano de investimentos do triênio 1998/2000, são destacadas as principais obras do sistema de transmissão, absolutamente necessárias na previsão do ano de 1998:

- SE Santa Cecília - instalação de um transformador de 36/50 MVA em substituição ao de 58/80 MVA e substituição de quatro disjuntores de 25 kV (abril/98)
- SE Rosali - instalação de três transformadores de 30/40 MVA, 42 cubículos de 13,8 kV e 6 bancos de capacitores de 3,6 MVar (abril/98)
- SE Rosali - instalação de dois circuitos aéreos de 138 kV - 4,4 km (abril/98)
- SE Samaritano - instalação de dois transformadores de 30/40 MVA, 44 cubículos de 13,8 kV e seis bancos de capacitores de 3,6 MVar (abril/98)
- SE Retiro - instalação de dois circuitos subterrâneos de 138 kV - 2,0 km (abril/98)
- SE Camará - instalação de dois transformadores de 30/40 MVA, 28 cubículos de 13,8 kV e quatro bancos de capacitores de 3,6 MVar (maio/98)
- SE Camará - instalação de dois circuitos aéreos de 138 kV - 1,3 km (maio/98)
- SE Washington Luiz - instalação de dois circuitos aéreos de 138 kV - 3,3 km (junho/98)
- SE Retiro - instalação do terceiro transformador de 15/20 MVA (junho/98)
- SE Nova Iguaçu - instalação de dois transformadores de 30/40 MVA em substituição aos de 15/20 MVA e substituição de três disjuntores de 25 kV (junho/98)
- SE Mena Barreto - instalação de dois transformadores de 30/40 MVA em substituição aos de 15/20 MVA (novembro/98)
- SE Cachamorra - instalação de três transformadores de 15/20 MVA, 41 cubículos de 13,8 kV e 3 bancos de capacitores de 3,6 MVar (novembro/98)
- SE Frei Caneca - instalação de quatro conjuntos blindados de 13,8 kV com 91 cubículos de 13,8 kV em substituição aos quatro conjuntos blindados de 84 cubículos (dezembro/98)
- SE Frei Caneca - instalação da nova sala de controle, com sistema digital para monitoração, supervisão e controle (dezembro/98).

Face ao baixo nível de investimentos realizados nos últimos anos, o sistema elétrico de potência apresenta deficiências, com sobrecargas localizadas, principalmente em subestações, com deterioração de equipamentos vitais sem componentes de reposição, arranjos físicos de subestações em desacordo com as normas de segurança, transformadores de potência operando com riscos elevados de falhas e dificuldades gerais de supervisão, na aquisição de dados.

Alguns destes problemas já estão sendo solucionados com a implantação do programa de obras de 1997, porém, ainda existem dificuldades a serem superadas nos próximos anos, que deverão ser eliminadas com os investimentos previstos para o período 1998/2000.

DETERMINAÇÃO

Garantir a execução das obras de transmissão necessárias à adequação do sistema elétrico, de conformidade com os planos de expansão, ajustados anualmente, para o triênio 1998/2000.

Apresentar à ANEEL, a partir de 1998, trimestralmente, relatório técnico de acompanhamento físico-financeiro das obras de transmissão previstas para o triênio 1998/2000.

b. 1). Investimentos no Sistema de Transmissão

A seguir, são apresentados os investimentos realizados no sistema de transmissão, no período 1995/1997, bem como a previsão de recursos para o período 1998/2000. No caso dos investimentos de 1997, cerca de R\$ 63,7 milhões (72%), do montante previsto, já foram realizados até o mês de outubro/97.

ANOS	1995	1996	1997	1998	1999	2000
R\$ mil	20.461	42.479	87.375	90.799	67.230	56.301

Quanto aos investimentos que vêm sendo realizados a partir de junho/96, verificou-se em 1996 a realização de 2 vezes os investimentos de 1995 e, em 1997, mais de 4 vezes o de 1995 e, como consequência, mais de 2 vezes o de 1996. Os investimentos programados para o sistema de transmissão, no triênio 1998/2000, deverão ser da ordem de R\$ 214,3 milhões, com média de R\$ 71,4 milhões/ano.

Outro ponto de grande importância a destacar na distribuição dos recursos para a área de transmissão, diz respeito ao montante destinado à melhoria da qualidade do sistema de transmissão, no triênio 1998/2000, estando previsto um dispêndio de aproximadamente R\$ 62,1 milhões, destacando-se os investimentos em modificações de estruturas e substituições de equipamentos em linhas e subestações, além dos recursos destinados a inovações tecnológicas.

b. 2). Operação do Sistema de Transmissão

A operação do sistema de transmissão está a cargo dos Centros de Operação, que são hierarquizados em relação ao sistema elétrico, em função da área de responsabilidade operativa de cada centro, quais sejam:

- Centro de Operação do Sistema - COS responsável pela gerência operativa da malha principal do sistema de transmissão, abrangendo as linhas e subestações de interligação com outras empresas, as linhas estratégicas de transmissão do sistema, as usinas geradoras e de bombeamento e as subestações terminais de troncos de transmissão
- Centro de Operação Regional - COR responsável pela gerência operativa da malha secundária do sistema de transmissão, abrangendo as linhas de transmissão não pertencentes à malha principal do sistema, as subestações transformadoras do nível de transmissão para o de distribuição.

O Centro de Operação Regional é constituído por 2 centros operativos:

- COR1 - Região Centro-Sul do Rio de Janeiro, comandando a operação em 31 subestações próprias e 4 subestações de consumidores finais
- COR2 - Regiões Norte, Oeste, Baixada e Vale do Paraíba, comandando a operação em 50 subestações próprias e 29 subestações de consumidores finais.

Possui uma Gerência de Operação do Sistema - GOS, responsável pelo planejamento operacional, supervisão, análise e controle da operação do sistema hidroenergético e da

malha principal do sistema elétrico, e da transmissão de dados entre o COS e o Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS/ELETROBRÁS.

Em decorrência das limitações da atual infra-estrutura dos Centros Operativos do sistema de transmissão, praticamente manual, a operação do sistema elétrico vem apresentando complexidade crescente, podendo ser destacados os seguintes pontos:

- perda excessiva de tempo para:
 - identificar novas configurações do sistema após desarmes automáticos
 - identificar os indicadores de atuação dos dispositivos automáticos
 - recompor o sistema após perturbações ou impedimentos programados de equipamentos
- supervisão deficiente das grandezas elétricas fundamentais, acarretando violações inevitáveis das suas faixas de controle com conseqüente redução da confiabilidade do suprimento
- dificuldades para o desenvolvimento de estudos de apoio à operação em tempo real, restringindo a evolução do processo operativo como um todo
- existência de subestações desassistidas com poucos recursos de telessupervisão e telecontrole.

Estes problemas, aliados à necessidade de redução das perdas de energia elétrica e da otimização do uso de equipamentos, tornam a automação dos procedimentos operativos dos despachos alternativa inevitável, para atendimento aos seus consumidores dentro de padrões adequados de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Face ao exposto, vem desenvolvendo com prioridade absoluta a implantação da Automação da Operação do Sistema Elétrico, destacando o Sistema de Supervisão e Controle - SSC.

A implantação deste sistema está programada para ser realizada em 2 etapas:

- a primeira, já em andamento, tem previsão de conclusão para 1998, abrangendo a automação do Centro de Operação do Sistema - COS, Centro de Operação Regional da região Centro/Sul - COR-I, Centro de Operação da Distribuição - COD da Gerência Regional Litorânea e do Centro de Atendimento da Operação - CAO da Usina de Fontes. Os três primeiros centros deverão ser abrigados no prédio da Rua Marechal Floriano (Rua Larga), em construção
- a segunda, com conclusão prevista para o ano 2000, prevê a automação do Centro de Operação Regional - COR - II, das Regiões Norte, Oeste, Baixada Fluminense e Vale do Paraíba, abrigado em Cascadura, e dos Centros de Operação da Distribuição - COD's das Gerências Regionais Norte, Oeste, Baixada Fluminense e Vale do Paraíba.

A decisão estratégica, em considerar prioritário os investimentos na automação da operação dos sistemas elétricos, deverá potencializar a melhoria dos índices de qualidade, já a partir de 1998, quando poderão ser auferidos os primeiros resultados destes investimentos.

Adicionalmente, o sistema de comunicação que atende o sistema elétrico de transmissão vem operando com algumas dificuldades, dentre as quais são destacadas:

- grande parte dos equipamentos ainda utilizam tecnologia analógica
- parte dos equipamentos com vida útil a vencer
- esgotamento de capacidade para o atendimento da demanda
- velocidade limitada de transmissão
- inexistência de Centro de Supervisão de Telecomunicações

- espectro de frequências de rádio congestionado na área LIGHT.

No sentido de dotar o sistema de comunicação com tecnologias mais avançadas, vem investindo significativamente a partir de 1997, quando estão sendo implementados alguns projetos, os quais deverão dar ao sistema de comunicação um suporte tecnológico importante. Dos projetos mencionados, são destacados:

- substituição de equipamentos obsoletos por ondas portadoras em linhas de alta tensão (Sistema Oplat)
- integração total dos órgãos operativos na região da Grande Rio (Sistema Rádio UHF)
- digitalização do sistema SHF para atender ao futuro sistema de supervisão e controle (Sistema Microondas)
- viabilização da integração de subestações e prédios para a implantação de canais operativos e administrativos (Sistema Ótico)
- disponibilização de recursos de telecomunicações para atendimento da demanda dos serviços comparativos (Sistema Telefônico)
- viabilização da integração de várias localidades ao sistema de telecomunicações, mediante enlaces de UHF multicanal (Sistema Rádio UHF)
- implantação de sistema de gerenciamento de manutenção e atualização dos recursos de informática necessários às atividades do órgão (Sistema de Informatização).

Para o período 1998/2000, estão programados novos investimentos, para dar continuidade na execução dos projetos que estão em andamento, além de viabilizar novos projetos na área, tais como: prover o COS, COR's, COD's de concentradores digitais de canais de comunicação e recursos para viabilizar a integração dos serviços 196 e 120, e do Sistema de Comunicação Móvel Digital.

A operação da transmissão apresenta dificuldades de ação, motivadas, principalmente, nos aspectos da supervisão, pela falta de medição apropriada, para a aquisição rápida e confiável das grandezas elétricas em tempo real, análise sistemática das eventuais causas de desligamentos intempestivos e sobretudo pela lentidão no controle, tornando elevados os tempos de recomposição do sistema, mesmo para os padrões nacionais.

Agravando, ainda mais, a situação operativa, as condições de comunicação ainda são consideradas inadequadas, não só pela tecnologia obsoleta, mas, também, pelo esgotamento da vida útil de alguns componentes, exaustão da capacidade operativa e congestionamento do espectro de frequências próprias.

RECOMENDAÇÃO

Realizar ações efetivas no sentido de garantir o cumprimento dos cronogramas apresentados, quanto à automação da operação, consubstanciada no projeto do Sistema de Supervisão e Controle.

Encaminhar à ANEEL, a partir de 1998, trimestralmente, relatório técnico de acompanhamento físico-financeiro da implantação da automação da operação do sistema elétrico e da implantação dos projetos da área de telecomunicação.

b. 3). Manutenção do Sistema de Transmissão

O Departamento de Manutenção do Sistema de Transmissão tem sob sua responsabilidade a manutenção preditiva, preventiva e corretiva dos equipamentos de subestações, linhas de transmissão, proteção e medição operativa.

Atualmente, a estrutura organizacional da manutenção está dividida em:

- Manutenção Eletromecânica e Civil de subestações, mediante a regionalização dos serviços prestados, com recursos próprios ou de terceiros
- Manutenção da Proteção de Subestações, que é responsável pela manutenção da proteção e da medição operativa nas subestações, mediante a regionalização dos serviços prestados, com recursos próprios ou de terceiros
- Manutenção de Linhas de Transmissão, que é responsável pela manutenção das linhas de transmissão aéreas e subterrâneas e pela conservação e segurança das faixas de transmissão, mediante a regionalização dos serviços prestados, com recursos próprios ou de terceiros.

A inspeção de subestações e de linhas de transmissão é efetuada por processos visual e instrumental, mediante a utilização de equipamento de termovisão, com auxílio de helicópteros.

No sistema subterrâneo, a inspeção diária é realizada visualmente, no percurso das rotas dos circuitos de alta tensão, e de forma periódica nos poços de inspeção e nas câmaras transformadoras.

O Plano de Manutenção preventiva de 1997 atingiu, até o 3º trimestre, os percentuais de 96,1%, 84,6% e 95,8%, respectivamente, para a manutenção eletromecânica e civil de subestações, manutenção da proteção de subestações e manutenção de linhas de transmissão, estando prevista a execução de todos os serviços programados de manutenção, até o final do ano de 1997.

Encontra-se em execução um plano de substituição e de manutenção de transformadores de potência, em caráter de urgência, baseado em resultados de ensaios de análise de gases dissolvidos no óleo isolante, que classificam estes equipamentos por grau de risco.

Estão sendo substituídos 6 unidades de 15/20 MVA, de um total de 111 unidades instaladas, e 13 unidades de 30/40 MVA, de um total de 61 instalados no sistema.

Está em desenvolvimento o Sistema Gerencial, de forma integrada, que deverá contemplar, além do módulo de gerência de manutenção, os módulos de finanças, contabilidade e materiais.

A manutenção da transmissão é efetuada de forma descentralizada, agilizando o atendimento das chamadas, e de forma especializada, dando qualidade na prestação dos serviços utilizando recursos próprios e de terceiros.

RECOMENDAÇÃO

Agilizar a inspeção dos transformadores de potência do sistema elétrico aéreo e subterrâneo, no sentido de urgenciar a identificação dos equipamentos com alto grau de risco.

Agilizar a substituição e a manutenção dos transformadores considerados com alto grau de risco.

Apresentar relatórios semestrais civis específicos físico-financeiros, para o atendimento da demanda reprimida de manutenção preventiva, relativos aos programas emergenciais. Transformadores de Potência, Proteção Contra Incêndio de Transformadores de Potência e Transformadores de Corrente de circuitos de 13,8 kV.

c). SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição é constituído por 111 subestações 25-34,5 kV/13,8-6 kV, 54 subestações 138 kV/13,8 kV, 10 subestações 138 kV/25-34,5 kV e 13 subestações 138 kV/13,8-25 - 34,5 kV, totalizando 188 subestações, com 1001 alimentadores aéreos de média tensão, totalizando 15.682 km, 512 alimentadores subterrâneos, totalizando 2.491 km, energizando 49.303 postos aéreos de transformação de média para baixa tensão, perfazendo 3036,8 MVA instalados e 4.796 postos subterrâneos de transformação de média para baixa tensão, perfazendo 2148,7 MVA instalados, e 28.137 km de rede aérea de baixa tensão e 1.866 km de rede subterrânea de baixa tensão.

As tensões de fornecimento apresentam os níveis de 6 kV, 13,8 kV, 25 kV e 34,5 kV para a média tensão e 220/127 V para a baixa tensão.

O atendimento dos serviços do sistema de distribuição é regionalizado, sendo organizado em 5 Gerências Regionais: Litorânea, Norte, Oeste, Baixa Fluminense e Vale do Paraíba.

c. 1). Planejamento da Distribuição

O planejamento da distribuição vinha sendo praticado de forma centralizada, abrangendo parte do sistema elétrico, que compreendia os níveis de média e de baixa tensões, nos aspectos de crescimento de mercado, qualidade de serviço e adequação tecnológica.

A partir da privatização, o setor foi reestruturado para atender todo o sistema elétrico, desde os pontos de entrega em nível de suprimento e das transformações elevatórias da geração própria, até os pontos de entrega de energia elétrica aos consumidores finais.

Adicionalmente, as ações de planejamento foram sendo descentralizadas, assumindo, assim, as Gerências Regionais as atribuições gerais de estudos e de projetos de proteção, regulação de tensão, perdas de energia e de melhoria de qualidade.

O processo de planejamento da distribuição pode ser apresentado pelas seguintes etapas:

- diagnóstico das condições operativas da rede, dos níveis de carregamento dos alimentadores e dos índices de qualidade
- previsão da evolução das demandas e do mercado e definição das metas de melhorias dos índices de qualidade
- estudos técnicos econômicos de alternativas para a evolução das instalações
- planejamento da evolução das subestações e de circuitos primários
- plano básico da distribuição
- plano de metas e de ações
- acompanhamento da execução do programa de obras.

O planejamento da distribuição é fortemente influenciado pelo nível de qualidade do fornecimento de energia elétrica, o que é muito importante para a empresa e para os consumidores.

A gestão da qualidade é apresentada de forma integrada, envolvendo órgãos centralizados e descentralizados.

Assim, está implantado um órgão centralizado, cuja atribuição principal é a de supervisionar, analisar e controlar o nível de desempenho da qualidade, em nível de empresa, e o atendimento técnico a grandes consumidores, e 5 órgãos descentralizados, nas Gerências Regionais, realizando o gerenciamento da qualidade e o atendimento técnico aos consumidores.

No início de 1997, foi criado o Grupo de Análise e Acompanhamento da Qualidade, com reuniões regulares e periódicas, no sentido de efetuar a supervisão, reunindo os dados relativos a qualidade, a análise, comparando o desempenho com as metas e os padrões legais, e o controle, identificando as causas, dificuldades e problemas, oferecendo soluções e estabelecendo ações de curto e médio prazos.

A gestão da qualidade é responsável pelo gerenciamento da continuidade e da conformidade, consubstanciadas mediante as Portarias DNAEE n.º 046/78, 047/78 e 004/89, além de outros indicadores de gestão, no sentido de orientar as tomadas de decisão.

A conformidade está recebendo atenção especial, face às demandas do mercado consumidor, com a instalação do laboratório de energia dotado de equipamentos de última geração e de pessoal capacitado para realizar medições de perturbações transitórias, inclusive harmônicos. Este laboratório tem prestado auxílio a grandes consumidores.

Convém ressaltar, dentro do escopo da qualidade do fornecimento de energia elétrica, a iniciativa em participar, de forma atuante, da fase experimental de implantação da Portaria DNAEE n.º 163/93, da Qualidade de Fornecimento de Energia Elétrica, evoluindo e inovando na avaliação dos atributos de continuidade e de conformidade, nos níveis de suprimento e de fornecimento de energia.

Os dados relativos ao desempenho do sistema distribuidor apresentam, no ano de 1997:

- Nível de Carregamento (NC) de Alimentadores Primários - MT

NC < 75%	75% < NC < 100%	100% < NC < 110%	110% < NC < 120%	120% < NC < 150%
76,7%	20%	3%	0,2%	0,1%

- Nível de Carregamento (NC) de Alimentadores Secundários - BT

NC < 75%	75% < NC < 100%	100% < NC < 110%	110% < NC < 120%	120% < NC < 150%	NC > 150%
70%	15%	5%	4%	4%	2%

- Nível de Carregamento de Transformadores Aéreos - MT/BT

NC < 75%	75% < NC < 100%	100% < NC < 110%	110% < NC < 120%	120% < NC < 150%	NC > 150%
19.775 (46%)	7.736 (18%)	4.135 (10%)	3.241 (7%)	5.000 (12%)	3.200 (7%)

- Nível de Queda de Tensão - MT e BT

Alimentadores Primários - MT	Alimentadores Secundários - BT
------------------------------	--------------------------------

Adequados	Fora dos Limites	Adequados	Fora dos Limites
98,6%	1,4%	91%	9%

- Taxa de Falha de Transformadores da Distribuição

Transformadores Aéreos			Transformadores Subterrâneos		
1995	1996	1997*	1995	1996	1997**
5,06%	6,34%	2,39%	1,13%	1,70%	1,88%

* até abril; ** até setembro

- Transformadores de Distribuição em Estoque

Aéreo					Subterrâneo
Nível de Tensão (kV)					
13	6/13	6	7,62	7,62/5,7	99
1207	33	20	158	16	
Total			1434		

Ref.: outubro/97

A realização das principais obras, do ano de 1997, está apresentada no quadro a seguir:

Total da LIGHT	Novos Alimentadores MT (km)	Recondutoramento		Conversão de Tensão
		MT(km)	BT (km)	MT (km)
	264,73	102,56	467,59	1.755,46

Para atender os índices de qualidade do fornecimento estabelecidos no Contrato de Concessão, está previsto no próximo triênio a realização de investimentos de R\$ 55.777 mil. Os projetos pertencentes a este segmento, basicamente, referem-se a:

- instalação de 624 km de rede compacta ("spacer-cable"), 150 km de rede semi isolada e 83,2 km de rede em cabo pré-reunido
- antecipação para 1999, da conversão do sistema de 25 kV para 34,5 kV, na região Oeste do Município do Rio de Janeiro, implicando em adaptações nas subestações de 15 consumidores, na construção de 3 km de rede aérea na tensão de 34,5 kV e em alterações em 3 subestações MT/MT
- antecipação da construção de 7 novas subestações para reduzir o número de interrupções nas áreas rurais
- conversão do sistema aéreo, que alimenta parte das regiões da Tijuca e Jardim Botânico para subterrâneo, visando alcançar índices de qualidade melhores do que os constantes no Contrato de Concessão. Este projeto implicará na construção de 13,5 km de dutos, 310 caixas de inspeção, 13 câmaras, 35 MVA em transformadores, 20 km de cabos primários e 23 km de cabos secundários, além da retirada da rede aérea da região convertida.

Neste cenário, estará sendo direcionada, no próximo triênio, a importância de R\$ 34.432 mil referentes a renovação de equipamentos e das redes que alcançaram o fim de vida útil ou se tornaram obsoletos. Nos projetos pertencentes a este item, destacam-se a substituição de transformadores aéreos e subterrâneos (760 MVA), religadores, seccionadores e reguladores de tensão, no total de 858 peças.

O sistema de Automação da Rede e Distribuição prevê investimentos de R\$ 23.508 mil, assim distribuídos:

- Rede Aérea, que prevê investimentos de R\$ 20.025 mil, consistindo na instalação de cerca de 1269 pontos de supervisão e controle de rede, constituídos de chaves seccionadoras motorizadas, respectivas unidades remotas e comunicação via rádio, telecomandadas, a partir de 1998, pelo COD da Regional Litorânea e, a partir do ano

2000, pelos COD's das Regionais Oeste, Baixada, Norte e Vale do Paraíba; a implantação do controle remoto móvel de religadores em cerca de 247 religadores das subestações rurais e a implantação de cerca de 28 equipamentos de transferência automática nas subestações

- Rede Subterrânea, que prevê investimentos de R\$ 3.483 mil, envolvendo a implantação, até 1998, em uma primeira etapa, de um sistema de alarme remoto para câmaras subterrâneas, abrangendo a supervisão de 50 câmaras do sistema reticulado Network II, alimentados pela subestação Santo Antônio, no centro da cidade. Após 1998, sua expansão para mais 500 câmaras.

No sentido de otimizar o processo de planejamento, está implementando novos sistemas, a partir de 1998, quais sejam:

- SISPAI - Sistema de Planejamento Agregado de Investimentos

Trata-se de um processo voltado ao planejamento de médio e longo prazos, considerando os aspectos de incertezas e critérios de priorização de obras, em função dos níveis de qualidade requeridos e da disponibilidade de recursos.

O importante do processo, que oferece na realidade um plano de investimentos, é a possibilidade da resposta rápida às questões do impacto do corte de investimentos na qualidade do fornecimento de energia elétrica, bem como do volume de investimentos necessários em subestações, redes urbanas e rurais, para garantir o nível requerido de qualidade do serviço.

- SAME - Sistema de Análise e Medição de Grandezas Elétricas

Pode ser interpretado como um plano de instalação de equipamentos de medição eletrônica, com memória de massa, nos transformadores e nas saídas dos alimentadores primários, no sentido de coletar, armazenar, transmitir remotamente e analisar as grandezas elétricas medidas.

A implantação está programada para um período de 3 anos, a partir da definição do "software", que já está sendo desenvolvido em parceria externa.

- SISPLAN - Sistema de Planejamento

Está sendo desenvolvido pela LIGHT, no sentido de otimizar a exploração, de curto, médio e longo prazos, do sistema distribuidor, levando em consideração a rentabilidade.

O processo está sendo implantado, na forma de projeto piloto, contemplando a região da Barra da Tijuca, devendo ser concluído no primeiro semestre/98.

DETERMINAÇÃO

Tomar as providências necessárias para a regularização efetiva dos níveis de carregamento dos componentes da rede de distribuição em situação anômala.

Corrigir, conforme explicitado nas Portarias DNAEE n^{OS} 047/78 e 004/89, nos prazos estabelecidos, os níveis de tensão fora dos limites permitidos.

RECOMENDAÇÃO

Tomar as providências no sentido de viabilizar os recursos necessários para a implantação do sistema de automação da rede de distribuição, já programado, visando a concretização deste projeto antes do prazo previsto.

c. 2). Investimentos no Sistema de Distribuição

São apresentados, a seguir, os investimentos realizados no sistema de distribuição, no período 1995/1997, bem como a previsão de recursos para o período 1998/2000. No caso dos investimentos de 1997, cerca de R\$ 93,7 milhões (76,0%) já foram realizados até o mês de outubro/97.

ANOS	1995	1996	1997	1998	1999	2000
R\$ mil	23.528	80.189	122.360	104.251	89.325	98.186

Quanto aos investimentos que vêm sendo realizados a partir de junho/96, verificou-se, já no ano de 1996, a realização de quase 4 vezes os investimentos de 1995, e em 1997, mais de 5 vezes o de 1995 e 50% maior que o de 1996, reafirmando a preocupação da empresa quanto à recuperação de seu sistema elétrico distribuidor.

Esta preocupação fica ainda mais concreta, com a constatação de que os investimentos programados, para o sistema de distribuição, no triênio 1998/2000, deverão ser de cerca de R\$ 291,76 milhões, com uma média de R\$ 97,25 milhões ao ano.

Outro ponto de grande importância a destacar, na destinação dos recursos para a área de distribuição, diz respeito ao expressivo montante de recursos reservados à melhoria da qualidade do sistema de distribuição, no triênio 1998/2000, estando previstos cerca de R\$ 132,5 milhões, sendo destacados os investimentos em modificações de estruturas e substituições de equipamentos em redes e postos de transformação, além de recursos destinados às inovações tecnológicas.

c. 3). Engenharia da Distribuição

A Engenharia da Distribuição foi amplamente reformulada, aumentando significativamente sua abrangência no sistema elétrico, atuando desde os pontos de entrega em nível de suprimento e das transformações elevatórias da geração própria, até os pontos de entrega de energia elétrica aos consumidores finais, estando o escopo centrado em:

- padronização de materiais, equipamentos e ferramentas
- padronização de atividades e de procedimentos
- novas tecnologias.

A ênfase da engenharia é a supervisão, análise e o controle do desempenho dos componentes do sistema elétrico, no sentido da excelência da qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Após a privatização, a estratégia inicial foi baseada na eliminação da demanda reprimida da manutenção preventiva, que vem originando desligamentos e interrupções intempestivas, afetando, de forma significativa, o nível de qualidade do fornecimento de energia, sendo propostos os seguintes planos emergenciais:

c. 4). Transformadores de Potência

Recuperação da capacidade de transformação, deteriorada nos últimos anos por restrições orçamentárias, priorizando as ações de manutenção, de reforma e de substituição no critério de risco de falha, com as premissas básicas:

- substituição de todos os transformadores de risco 1
- substituição de transformadores de risco 2, quando instalados na mesma subestação, sendo priorizada as substituições nos históricos e nas inspeções dos equipamentos.

O plano envolve 19 subestações, com 31 transformadores de potência, no horizonte de 5 anos, prevendo investimentos da ordem de R\$ 10,8 milhões no período de 1997/2001.

c. 5). Proteção Contra Incêndio de Transformadores de Potência

Adequação das subestações às normas de proteção contra incêndio de transformadores de potência, envolvendo a implantação de paredes corta-fogo, bacias coletoras de óleo e caixas separadoras de óleo.

O plano envolve 37 subestações, além das já contempladas no Plano de Obras (9), até o ano 2.000, envolvendo os investimentos da ordem de R\$ 3,6 milhões no período 1998/2000.

c. 6). Substituição de Transformadores de Corrente de Circuitos de 13,8 kV

Substituição de TC's instalados em cubículos blindados de alimentadores, cujo índice de falha prejudica significativamente a qualidade do fornecimento de energia elétrica, em determinadas subestações do sistema.

O plano envolve 10 subestações, com a previsão de substituição de 595 equipamentos, prevendo investimentos de R\$ 226 mil, no ano de 1998.

c. 7). Novas Tecnologias

Optando pela inovação, vêm promovendo um salto tecnológico, no sentido de atualizar o seu sistema elétrico e direcioná-lo na vanguarda da excelência.

Desse modo, está desenvolvendo ações efetivas, com investimentos significativos, traduzidos nas técnicas a seguir apresentadas.

- compactação de redes de 13,8 kV - padronizadas para áreas densamente arborizadas, no sentido da minimização das interrupções de energia por ação de agentes externos
- transformadores de distribuição auto-protegidos - já incorporam dispositivos de proteção, primária e secundária, a fim de eliminar a queima destes equipamentos por sobrecarga
- pára-raios ZnO - 10 kA - equipamentos de maior grau de confiabilidade, aumentando significativamente a proteção dos principais componentes das redes primárias
- chaveamento tripolar a vácuo/gás - tecnologia de maior confiabilidade, otimizando e flexibilizando a operação dos circuitos de média tensão

- Indicadores de defeitos, aéreos e submersíveis - auxiliam na localização de falhas na rede primária, reduzindo os tempos de restabelecimento do fornecimento de energia
- emendas de transição pré-moldadas - reduzem o tempo de execução de emendas entre cabos antigos e de cabos com tecnologia moderna, nos circuitos de média e de baixa tensões
- barramento pedestal - permite a realização de manobras do sistema subterrâneo, reduzindo os tempos de operação.

Além das inovações apresentadas, vem desenvolvendo estudos com projetos experimentais, a seguir relacionados.

- compactação de redes de 34,5 kV - instalação de 50 km de redes cobertas, com características similares às de 13,8 kV
- proteção secundária para transformadores convencionais - dispositivos de proteção, no sentido de eliminar a queima de transformadores convencionais, por sobrecarga, que representam 90% do sistema de distribuição
- padronização de redes de baixa tensão multiplexadas - substituição dos atuais cabos singelos por redes multiplexadas, de maior confiabilidade
- Instalação antifurto - configuração de rede para regiões com elevado risco de furto de energia, no sentido de minimizar as perdas comerciais e de aumentar o grau de segurança com terceiros.

c. 8). Operação da Distribuição

A Operação da Distribuição é efetuada mediante 7 Centros de Operação da Distribuição regionalizados, subordinados diretamente às Gerências Regionais. As Regionais Norte, Litorânea, Baixada Fluminense e Oeste possuem um COD cada uma, enquanto que a Regional Vale do Paraíba possui 3 COD's: Volta Redonda, Três Rios e Barra do Pirai.

A desagregação maior da Regional do Vale do Paraíba, em 3 COD's, tem como principal fator as deficiências de comunicações entre os consumidores e as Centrais de Atendimento e entre os COD's e as turmas de manutenção de emergência.

A filosofia operativa da LIGHT é impar, quando comparada com as demais concessionárias.

A supervisão da operação, que é o conhecimento pleno do estado operativo do sistema de distribuição, convive com processos diferenciados, que não otimizam a análise e o controle do sistema em referência, estratificando-o em sistemas de baixa tensão e de média tensão, com comandos distintos.

O acesso dos consumidores é difícil e, em algumas regiões, pela não instalação do telefone de código nacional tridígito 196, o consumidor é obrigado até mesmo a se deslocar a um setor de atendimento, para ter solucionado o seu problema de restabelecimento do fornecimento de energia.

Em termos de filosofia funcional, a quantidade dos COD's é elevada, principalmente no caso da Regional Vale do Paraíba. Nas demais, a situação pode ser considerada satisfatória no que se refere a volume de serviços.

Entretanto, a situação dos COD's das Regionais Litorânea e Norte, que operam uma região eletricamente isolada (ilha elétrica), é preocupante no aspecto de otimização de

recursos (economia de escala) e principalmente no aspecto de segurança operativa, por haver 2 comandos sobre o mesmo sistema elétrico. Isto se considerarmos apenas a média tensão. Adicionando a baixa tensão o caso se agrava.

Hoje, apesar de comandos diferenciados, a situação de insegurança operativa é razoavelmente contornada, pela proximidade física dos 2 COD's e pelo grau de profissionalismo dos seus responsáveis. Porém, com a separação física, já programada, a situação de insegurança operativa tende a se agravar, pela quantidade de agentes de controle, sobre uma mesma região elétrica.

Os recursos operativos não estão proporcionalmente distribuídos. Enquanto alguns COD's são contemplados com equipamentos dos mais modernos, outros não conseguem nem o mínimo grau de comunicação.

O gerenciamento da operação da distribuição também é deficiente em alguns COD's. Os índices de atendimento telefônico, de atendimento às ocorrências, volume envolvido, compatibilização dos recursos disponíveis etc. são satisfatórios e até bons em alguns COD's, enquanto que em outros COD's são inexistentes.

Um índice significativo, o Tempo Médio de Atendimento - TMA, apresenta valores anuais que variam de 50 até 90 min., alguns declarando que só consideravam a média tensão e outros que não apuravam o índice TMA.

O diagnóstico apresentado é do conhecimento da atual administração, que não está medindo esforços no sentido de normalizar e de regularizar a operação do sistema elétrico, incluindo a Operação da Distribuição.

A Operação da Distribuição está inserida no projeto global, de forma integrada, com os Despachos de Carga, do Centro de Operação do Sistema - COS, compartilhando informações do sistema distribuidor e gerenciando o seu próprio processo operativo, com o horizonte de implantação para o ano 2.000.

Desse modo, estão sendo desenvolvidos projetos no sentido abordado, que pode ser apresentado na forma sintética a seguir:

- Gerência de Redes - construção de base de dados geo-referenciada do sistema elétrico
- Automação da Operação do Sistema Elétrico - contempla a automação dos procedimentos operativos, no sentido da supervisão, análise e controle do sistema elétrico e do gerenciamento do próprio processo
- Sistema de Telecomunicações - abrange todos os setores da empresa e, em especial, os setores operativos, dotando-os dos mais modernos meios de comunicação, destacando:
 - Subsistema Rádio SHF de Alta Capacidade
 - Subsistema Rádio UHF Multinacional
 - Subsistema de Ondas Portadoras em Linha de Alta Tensão (OPLAT)
 - Subsistema Rádio VHF.

O horizonte da implantação completa é o ano 2.000.

DETERMINAÇÃO

Apresentar Plano de Ações, específico para a operação da distribuição, em termos globais (empresa), à luz da primeira subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão, detalhando:

- filosofia operativa
- recursos para o atendimento de emergência
- recursos para a execução dos serviços de emergência
- recursos para o gerenciamento do sistema elétrico, envolvendo a supervisão, a análise e o controle (ações corretivas) do desempenho deste sistema
- recursos para o gerenciamento do processo operativo, envolvendo a supervisão, a análise e o controle da operação da distribuição.

c. 9). Manutenção da Distribuição

A manutenção da distribuição é praticada por 5 Gerências Regionais: Litorânea, Norte, Oeste, Baixada Fluminense e Vale da Paraíba, mediante 33 Supervisões de Rede, para a área de concessão.

As Supervisões de Rede são responsáveis também pelas atividades de construção, operação, atendimento emergencial e atendimento às novas ligações, incluindo a suspensão de fornecimento.

A filosofia de manutenção adotada é a tradicional: Corretiva e Preventiva. A manutenção corretiva prevê atividades de atendimento às ocorrências emergenciais de todo o sistema aéreo e subterrâneo da rede de distribuição, incluindo os atendimentos das reclamações dos consumidores. No caso da manutenção preventiva, há priorização de programas especiais que, circunstancialmente, visam dotar a rede de tecnologia moderna, mediante a substituição em massa de alguns acessórios da rede. Trata-se do revigoramento do sistema.

O programa de Manutenção Preventiva é amplo, prevendo as seguintes atividades:

- programas sistemáticos de inspeção de rede, alguns deles decorrentes da análise do desempenho realizado. As inspeções são também realizadas por turmas de linha viva
- substituição de acessórios, estruturas e equipamentos, utilizando também a tecnologia de serviços com linha energizada
- inspeção e manutenção de câmaras transformadoras subterrâneas, incluindo as estruturas civis
- manutenção ou substituição sistemática de equipamentos elétricos (transformadores, chaves etc.) em câmaras subterrâneas.

As inspeções da rede aérea são realizadas por procedimentos visuais e sistemáticos.

O processo visual identifica as anormalidades para a programação dos serviços e o processo sistemático prevê a visita, poste a poste, de turmas de linha viva, que identifica e corrige as anormalidades encontradas, sem desligamentos da rede de distribuição.

Inicialmente, são priorizadas as redes que apresentaram desempenho aquém das metas/expectativas e/ou com periodicidade compreendida entre 6 meses e 1 ano.

Os equipamentos e ferramentas utilizadas são de tecnologia para serviços em rede energizada (linha viva): cesta aérea, binóculos etc.

As inspeções da rede subterrânea são realizadas de forma periódica nas câmaras transformadoras, em períodos quinzenais ou mensais, dependendo de suas condições e localização.

As principais deficiências e/ou dificuldades são: regiões densamente arborizadas, grande incidência de pipas na rede, conscientização ecológica exagerada, restrições dos fiscalizadores de trânsito, formalidades exageradas na obtenção de licenças, pressão elevada do lençol freático na rede subterrânea, infiltração de esgotos e de gases dos sistemas de outros concessionários, subsolo congestionado etc.

RECOMENDAÇÃO

Agilizar o processo de implantação integrada do gerenciamento da manutenção preventiva e corretiva nas Gerências Regionais.

Modernizar as inspeções de redes e de equipamentos, principalmente as instrumentais, no sentido de otimizar o desempenho do sistema de distribuição.

Adequar os recursos humanos e materiais necessários para a manutenção, compatibilizando e priorizando as ações de emergência, preventiva, corretiva, medições gráficas etc.

Adequar a aquisição e a distribuição dos materiais e equipamentos necessários à manutenção, no sentido de estarem disponíveis nos locais e oportunidades adequados.

Adequar as normas internas, relativas ao processo de manutenção, inclusive a de emergência, à nova realidade da busca da excelência da qualidade do fornecimento de energia.

d). QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

d. 1). Continuidade

Desde 1978, o desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica vem sendo supervisionado, analisado e controlado mediante a aplicação da Portaria DNAEE n.º 046, de 17.04.78, que define os índices de qualidade de duração e de frequência de interrupções do fornecimento.

No Contrato de Concessão n.º 001/96, limites dos índices de qualidade de duração e frequência foram definidos, considerando a média de desempenho dos últimos 5 anos (1991/1995) de cada conjunto de consumidores, conforme a décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, descritos no anexo IV, do referido Contrato de Concessão.

Foi definida, também, na mesma subcláusula, a flexibilização dos prazos de normalização do fornecimento, relativamente aos índices de duração e frequência, para os conjuntos cujas médias dos últimos 5 anos (1991/1995) tinham ultrapassado os limites admitidos pela legislação vigente, denominados Conjuntos Críticos Originais.

Para estes Conjuntos Críticos Originais, a LIGHT apresentou, ao Órgão Regulador, um Programa de Metas, discriminando as ações, investimentos e objetivos, para que, no prazo máximo de 3 anos (1997/1999), a condição de normalidade fosse restabelecida.

É neste contexto que foram desenvolvidas as análises de desempenho necessárias, nos aspectos apresentados no:

- Contrato de Concessão - Conjuntos Críticos Originais; e
- Contrato de Concessão - Médias de 1991/1995;

De acordo com a décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão, a LIGHT obriga-se a manter e melhorar os níveis de continuidade do fornecimento de energia elétrica, tendo como referência a média verificada em cada conjunto de consumidores de sua área de concessão, no período 1991/1995.

Da comparação, em junho/96, da média de desempenho dos últimos 5 anos (1991/1995) dos conjuntos de consumidores com os valores limites da Portaria DNAEE n.º 046/78, para cada tipo de conjunto, resultou a situação apresentada na tabela a seguir:

CONJUNTOS CRÍTICOS ORIGINAIS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	MÉDIAS – 1991/1995		Port. 046/78	
		DEK	FEK	DEC	FEC
Arrozal	1.698	70,72	58,00	70	70
Cava	85.277	36,07	24,70	30	45
Lidice	1.246	83,71	56,63	70	70
Miguel Pereira	11.081	68,62	81,97	50	60
Queimados	75.229	43,24	35,23	30	45

Parecer:

Cinco conjuntos de consumidores foram considerados Críticos Originais, sendo 4 pela duração e 1 pela duração e frequência simultaneamente. O número de consumidores pertencentes a estes Conjuntos Críticos Originais foi de 174.531, no primeiro caso e de 11.081 no segundo.

Na época, este desempenho inadequado representava, em termos de consumidores críticos, cerca de 6,70% para a duração e 0,42% para a duração e frequência simultaneamente, quando comparado com o total de consumidores.

Conforme definido no Contrato de Concessão, décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, a LIGHT apresentou um Programa de Metas no sentido de regularizar o desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica, no atributo continuidade, com o horizonte de 3 anos, a partir de 1997, apresentado na tabela a seguir.

CONJUNTOS CRÍTICOS ORIGINAIS	VALORES MÁXIMOS ESPERADOS (METAS)					
	1997		1998		1999	
	DEC	FEC	DEC	FEC	DEC	FEC
Arrozal	70,00		70,00		70,00	
Cava	36,07		32,00		30,00	
Lidice	83,71		70,00		70,00	
Miguel Pereira	68,62	81,97	50,00	60,00	50,00	60,00
Queimados	43,24		35,00		30,00	

O volume de investimentos envolvidos representa, para o triênio 1997/1999, o montante de R\$ 6.581 mil, assim discriminado:

CONJUNTOS CRÍTICOS ORIGINAIS	1997		1998		1999		TOTAL	
	P	R	P	R	P	R	P	R
Arrozal	173,5	50,20	32,3				205,8	50,20

Cava	482,0	834,70	223,0		675,0		1.380,0	834,70
Lídice	86,8	68,30					86,8	68,30
Miguel Pereira	1.014,9	650,60					1.014,9	650,60
Queimados	3.334,0	1.367,20	335,0		225,0		3.892,0	1.367,20
Total	5.091,2	2.971,00	590,3		900,0		6.581,5	2.971,00

P - Previsto R - Realizado (até outubro/97)

Parecer:

Apesar dos investimentos realizados no conjunto “Cava” serem de ordem de 173% do previsto, dos investimentos globais, para os 5 Conjuntos Críticos Originais, previstos no Programa de Metas para 1997, somente 58% foram realizados até outubro/97.

d.1.1). Análise de Desempenho dos Conjuntos Críticos Originais, relativamente às médias 1991/1995

Para diferenciar os índices de qualidade, em termos de continuidade, são denominados de DEK e FEK os índices calculados na base de potência instalada e de DEC e FEC os índices calculados na base consumidor, incluindo os obtidos por correlação consumidor/kVA.

Ano de 1996

CONJUNTOS CRÍTICOS ORIGINAIS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		MÉDIAS 1991/1995	
		DEK	FEK	DEK	FEK
Arrozal	1744	51,68	39,71	70,72	58,00
Cava	87.339	40,12	22,38	36,07	24,70
Lídice	1381	94,70	34,19	83,71	56,63
Miguel Pereira	11.560	63,70	63,54	68,62	81,97
Queimados	77.075	56,04	28,64	43,24	35,23

Parecer:

Três conjuntos de consumidores Críticos Originais continuaram críticos em 1996, superando as próprias médias anteriores (1991/1995), todos pelo DEK.

O número de consumidores considerados críticos é 165.795 consumidores.

O desempenho inadequado representa 6,25% dos consumidores existentes.

Ano de 1997 (acumulado até o 3º trimestre) relativamente às metas apresentadas ou às médias 1991/1995

CONJUNTOS CRÍTICOS ORIGINAIS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		METAS OU MÉDIAS 1991/1995	
		DEK	FEK	DEK	FEK
Arrozal	1.848	20,87	18,16	70,00	58,00
Cava	91.000	35,33	19,97	36,07	24,70
Lídice	1.102	29,38	10,25	83,71	56,63
Miguel Pereira	12.718	27,09	24,26	68,62	81,97
Queimados	82.445	21,26	17,18	43,24	35,23

Parecer:

O conjunto de consumidores “Cava” apresenta apenas, até o período do 3º trimestre, acumulado, um desempenho que atinge:

- DEK = 97,95% da meta estabelecida para 1997
- FEK = 80,85% da média 1991/1995.

Ressalte-se que o investimento realizado até outubro/97, para a melhoria da qualidade de fornecimento no conjunto de consumidores "Cava" foi significativamente maior, chegando a 173% do previsto para 1997, indicando que a tendência de desempenho é realmente positiva.

DETERMINAÇÃO

Proceder com maior rigor no cumprimento das metas acordadas, para a normalização do desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica, nos Conjuntos Críticos Originais.

d.1.2). Análise de Desempenho dos Conjuntos de Consumidores, relativamente às médias 1991/1995, exceto os Conjuntos Críticos Originais.

Ano de 1996.

CONJUNTOS DE CONSUMIDORES CRÍTICOS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		MÉDIAS 1991 / 1995	
		DEK	FEK	DEK	FEK
Grande Rio	1.647.557	25,25	16,82	18,03	16,51
Subterrâneo Reticulado	273.117	3,39	3,28	2,22	2,56
Subterrâneo Radial	240.855	4,97	4,26	4,25	4,09
Campo Grande	201.504	29,75	23,50	17,78	18,49
Itaguaí	14.731	50,51	31,57	16,57	19,50
Seropédica	20.178	56,13	43,19	25,89	25,69
Paracambi	16.098	47,04	21,88	26,94	17,24
Paraíba do Sul	9.075	23,68	18,72	18,18	15,22
Rio das Flores	1.720	66,66	45,01	60,50	36,90
Avelar	3.919	48,90	33,29	36,52	32,08
Vargem Alegre	5.927	58,33	35,07	35,35	30,37
Parapeuna	545	58,63	35,31	47,73	24,18
Valença	17.592	28,09	23,06	25,36	27,38
Conservatória	1.410	129,32	62,01	47,80	40,65
Santa Isabel	709	104,20	44,07	65,53	34,32
Amparo	301	237,75	108,96	73,37	33,61
Rio Claro	1.250	45,34	24,26	42,90	30,88

Parecer:

Dezessete conjuntos de consumidores foram considerados críticos em 1996, quando comparados com as médias 1991/1995, sendo 2 pelo DEC e 15 pelo DEC e FEC.

O número de consumidores pertencentes a estes conjuntos críticos é de 18.842 pelo DEC e 2.437.646 pelo DEC e FEC.

O desempenho inadequado representa, em termos de consumidores críticos, cerca de 0,66% para o DEC e 86% para o DEC e FEC, quando comparados com o total de consumidores.

Não estão sendo considerados os consumidores pertencentes aos Conjuntos Críticos Originais.

Ano de 1997 (acumulados até o 3º trimestre)

CONJUNTOS DE CONSUMIDORES CRÍTICOS	NÚMERO DE CONSUMIDORES	VALORES VERIFICADOS		MÉDIAS 1991/1995	
		DEC	FEC	DEC	FEC
Subterrâneo Reticulado	271.124	2,65	1,98	2,22	2,36
Itaguaí	23.159	26,10	35,29	16,57	19,50
Paracambi	10.937	36,32	11,44	26,94	17,24
Vargem Alegre	5.713	41,01	33,53	35,35	30,37
Parapeuna	562	63,49	23,09	47,73	24,18
Quatis	2.566	26,59	33,69	41,14	27,28

Parecer:

Seis conjuntos de consumidores foram considerados críticos, quando comparados com as médias - 1991/1995, sendo 3 pelo DEC, 1 pelo FECE e 2 pelo DEC e FEC.

O número de consumidores pertencentes a estes conjuntos críticos é de 282.623 pelo DEC, 2.566 pelo DEC e 28.872 pelo DEC e FEC.

O desempenho inadequado representa, em termos de consumidores críticos, 9,4% para o DEC, 0,1% para o FEC e 1% para o DEC e FEC, quando comparados com o total de consumidores.

Não estão sendo considerados os Conjuntos Críticos Originais.

A análise foi efetuada sendo comparado o desempenho dos conjuntos, acumulado até o 3º trimestre, com as médias anuais 1991/1995, sinalizando que na análise anual, de 1997, os resultados deverão ser ainda mais desfavoráveis.

DETERMINAÇÃO

Apresentar Programa de Metas com as ações e recursos envolvidos, no sentido de cumprir o Contrato Concessão, na qualidade de fornecimento de energia, com base nas médias anuais de 1991/1995 dos conjuntos de consumidores, para os 6 conjuntos a seguir discriminados, com previsão de normalização em 1998: Subterrâneo Reticulado, Itaguaí, Paracambi, Vargem Alegre, Parapeuna e Quatis.

d.1.3). Análise de Desempenho dos Conjuntos de Consumidores, relativamente a Portaria DNAEE n.º 046/78

A análise do desempenho da qualidade do fornecimento de energia elétrica, à luz da Portaria DNAEE nº 046/78, tornou-se sem significado, por diferirem as bases de cálculo, sendo considerada a potência instalada no cálculo efetuado pela concessionária e considerada a base consumidor nos cálculos e nos limites padrões da referida portaria.

d.1.4). Histórico do Desempenho Global, no Período de 1990 a 1997

De modo global, o histórico dos índices de continuidade (duração e frequência), calculados na base da potência instalada, são mostrados no quadro abaixo, não possibilitando uma análise conclusiva a respeito da qualidade dos serviços prestados neste tema, por terem base de cálculo distinto dos limites estabelecidos em portaria:

ANOS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997(*)
DEK	12,90	12,44	10,65	13,20	10,23	10,82	14,51	7,77
FEK	10,14	9,45	9,04	11,27	9,85	8,97	10,24	6,80

(*) valores acumulados até o terceiro trimestre

Em termos gerais, os índices de continuidade do fornecimento de energia elétrica, nos anos de 1996/1997, na área de concessão da LIGHT, quando analisado de forma individualizada por conjunto de consumidores, à luz do Contrato de Concessão nº 001/96, podem ser considerados inadequados. Esse desempenho foi significativamente influenciado pelas condições atmosféricas adversas, em particular nos 1º e 3º trimestre/96, que apresentaram elevados índices de precipitação pluviométricos, chegando, em algumas localidades, a 100% da média histórica.

A empresa vem calculando os índices de duração e frequência, desde a implantação da Portaria DNAEE n.º 046/78, utilizando como base de cálculo a potência instalada no sistema elétrico e a potência instalada envolvida nas interrupções. Esta alternativa de cálculo foi permitida, em caráter precário, pelo órgão do Poder Concedente, para a LIGHT, que abrangia, também o Estado de São Paulo.

A adequação à referida portaria deverá ser observado pela empresa. Porém, face à décima quinta subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão, que considerou itens de controle baseados em índices de qualidade de duração e frequência, considerando a média do desempenho dos anos de 1991 a 1995, calculados na base de potência instalada, torna-se necessária a apuração dos índices da mesma forma, como realizados nos anos de 1996 e 1997.

Entretanto, é imperiosa e urgente a implantação da legalidade, devendo ser calculados os índices DEC e FEC, utilizando, no mínimo, a alternativa de correlação entre o número de consumidores e a potência instalada, conforme parágrafo 1º, do artigo 1º, da Portaria DNAEE n.º 046/78, já para o ano de 1998, conforme apresentado a seguir.

Para apuração dos índices de continuidade DEC e FEC, poderá ser utilizada, como alternativa, o critério de correlação entre o número de consumidores alimentados em baixa tensão e a potência instalada (Pinst) no conjunto considerado, em kVA, excluindo, deste cálculo, as cargas dos consumidores da zona rural e dos consumidores alimentados em tensão primária de distribuição.

O número de consumidores atingidos por uma determinada interrupção [Ca(i)] deverá ser calculado por:

$$Ca(i) = (Pa(i) * \frac{Cbt}{Pinst}) + Czir + Ctpd$$

Sendo:

Ca (i) = número de consumidores do conjunto considerado, atingidos na interrupção (i);

Pa (i) = potência interrompida na interrupção (i);

Cbt = número de consumidores alimentados em baixa tensão (BT) do conjunto considerado, exceto os da zona rural;

Pinst = potência total instalada no conjunto considerado;

Czir = número de consumidores da zona rural atingidos na interrupção (i);

Ctpd = número de consumidores alimentados em tensão primária de distribuição atingidos na interrupção (i).

DETERMINAÇÃO

A partir do ano de 1998, os índices DEC e FEC deverão ser calculados em obediência ao Contrato de Concessão n.º 001/96, cláusula segunda, décima quinta subcláusula, e à Portaria DNAEE n.º 046/78, conforme a seguir:

A - Base Potência Instalada (Contrato de Concessão)

$$a) \text{ DEC} = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) * t(i)}{P_{inst}}$$

$$b) \text{ FEC} = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i)}{P_{inst}}$$

B - Base Consumidor (correlação Consumidor/kVA)

$$a) \text{ DEC} = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) * t(i)}{C_s}$$

$$b) \text{ FEC} = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{C_s}$$

Onde:

Pa(i) = potência interrompida na interrupção (i);

t(i) = tempo de duração da interrupção (i), em horas;

Pinst = potência total instalada no conjunto considerado;

$$Ca(i) = (Pa(i) * \frac{C_{bt}}{P_{inst}}) + C_{zr} + C_{tpd}$$

Cbt= número de consumidores alimentados em baixa tensão (BT) do conjunto considerado, exceto os da zona rural;

Czr = número de consumidores da zona rural atingidos na interrupção (i);

Ctpd=número de consumidores alimentados em tensão primária de distribuição atingidos na interrupção (i);

Cs = número total de consumidores do conjunto considerado.

d. 2). Conformidade**d.2.1). Correção dos Níveis de Tensão**

Dos relatórios gerenciais de desempenho, foram extraídos os dados apresentados a seguir, referentes aos níveis de tensão.

Regionais	Número de Alimentadores Primários		Número de Alimentadores Secundários (220 / 127 V)	
	Adequados	Fora dos Limites	Adequados	Fora de Limites
Baixada	195		8.510	2.990
Litorânea	622			
Norte	282		8.556	216
Oeste	145	21	9.782	189
Vale do Paraíba	264		9187	151
Total	1.508	21	36.035	3.546

Os níveis de tensão são classificados por seus limites de variação, conforme estabelecido nas Portarias DNAEE n.º 047/78 e 004/89, em limites adequados e limites precários.

A correção dos níveis de tensão, especificamente para os casos apresentados, deverão obedecer os prazos mencionados a seguir:

- 90 dias para os alimentadores, primários e secundários, cujos níveis de tensão estejam fora dos limites precários
- 360 dias para os alimentadores, primários e secundários, cujos níveis de tensão estejam fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários.

d.2.2). Gerenciamento das Reclamações de Tensão

A empresa possui diversos procedimentos de gerenciamento dos prazos estabelecidos nos artigos 2º e 3º, e arquivo de informações conforme artigo 5º, da Portaria DNAEE n.º 047/78, bem como dos níveis verificados: adequado ou precário, que na realidade determinam os prazos de correção da tensão.

Os recursos utilizados não são uniformes, apresentando desde programas computacionais até procedimentos manuais, com qualidade e quantidade de informações diferenciados.

De qualquer forma, apesar das dificuldades, vem atendendo os dispositivos da legislação vigente, quanto aos prazos a serem cumpridos, porém de difícil constatação e conseqüentemente de gerenciamento próprio e de fiscalização.

No sentido de otimizar o processo, deverá implantar um novo sistema computacional uniforme, onde serão contempladas todas as exigências da Portaria DNAEE n.º 047/78.

DETERMINAÇÃO

Apresentar, desagregados por Gerência Regional, acrescentando os dados não fornecidos pela Gerência Litorânea, e em termos globais (empresa), os seguintes dados:

- quantidade e localização dos alimentadores, separando primários e secundários, que estejam classificados fora dos limites precários ou fora dos limites adequados, porém dentro dos limites precários
- programa de ações corretivas para a normalização dos níveis de tensão, nos prazos estabelecidos, correlacionando-o, de forma individual e global, com os alimentadores, as regiões atendidas e as Regionais mencionadas
- relatório detalhado dos resultados alcançados, ao final da execução do Programa de Ações Corretivas apresentado.

Priorizar a elaboração e a implantação do processo computacional uniforme de supervisão, análise e controle das reclamações de tensão, conforme Portaria DNAEE n.º 047/78.

d. 3). Perdas de Energia Elétrica

O controle das perdas de energia elétrica, técnicas e comerciais, recebe tratamento especial e diferenciado, em nível de Assessoria da Presidência.

A evolução das perdas de energia, no período 1988/1997, é apresentada no quadro a seguir, sendo que os valores de 1997 representam o acumulado até o mês de outubro, com previsão de fechar o ano com 15,7% de perdas globais.

Perdas(%)	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Técnicas	5,8	5,8	6,0	6,8	6,9	7,0	6,9	5,9	6,3	6,4
Comerciais	4,2	4,6	4,6	5,7	5,9	7,2	8,4	9,8	10,4	9,7
Totais	10,0	10,4	10,6	12,5	12,8	14,2	15,3	15,7	16,7	16,1

Estes resultados indicam um crescimento dos níveis de perdas de energia, no período de 1988/1996, como resultado de administrações passadas descompromissadas com a eficiência.

No sentido da maior produtividade no fornecimento de energia, a LIGHT apresenta metas ousadas de redução de perdas, para o período 1998/2001, com os valores globais em torno de:

Anos	1998	1999	2.000	2.001
Perdas(%)	15,0	12,2	10,2	8,3

As ações desenvolvidas pela nova administração, no sentido de diminuir o elevado nível de perdas de energia, apresentam, inicialmente, um caráter predominantemente da área comercial, com a regularização de consumidores ligados sem medidores e a recuperação de consumidores ligados à revelia, com a implantação de redes modernas de distribuição, que dificultam de forma significativa a ligação clandestina.

Na área técnica, estão sendo desenvolvidas ações em nível de distribuição, no sentido de minimizar as perdas técnicas, orientadas no conceito de carregamento econômico das redes e dos equipamentos, quais sejam:

- instalação de 264,73 km de novos alimentadores
- recondutoramento de 102,56 km de alimentadores de média tensão e 467,59 km de alimentadores de baixa tensão
- conversão de tensão de 1755,46 km de rede, sendo:

- **de 6 kV para 13,8 kV**

O sistema de 6 kV é proveniente de subestações do sistema de distribuição supridas por transformadores ligados em delta - delta. Está situado apenas na região do Vale do Paraíba e vem sendo convertido gradativamente desde 1989 para 13,8 kV. As causas principais que motivaram a execução desta medida foram a segurança da população, a qualidade do fornecimento e a utilização de uma tensão padronizada pela legislação vigente.

O aspecto de segurança foi melhorado, pois com o aterramento das subestações foi possível a instalação de proteção contra sobrecorrente mais eficaz na ocorrência de condutor partido. A qualidade foi melhorada pela troca da rede velha e pelo aumento da regulação de tensão.

Atualmente, já foram convertidas as regiões de Volta Redonda, Barra Mansa, Rio Claro, Pirai, Barra do Pirai, Paracambi, Três Rios e Vassouras. Para o ano de 1998, estão previstas as regiões de Paraíba do Sul, São Paulo de Frontim e Mendes.

- **de 25 kV para 34,5 kV**

O sistema de 25 kV é proveniente de subestações de 138 kV supridas por transformadores conectados em delta - delta e aterrado por intermédio de transformadores de aterramento. São linhas de grande extensão que suprem subestações em áreas de baixa densidade de carga e consumidores pontuais, com carga superior a 3 MVA, aproximadamente.

A conversão para 34,5 kV irá proporcionar melhor regulação de tensão e redução de perdas técnicas, além da utilização de uma tensão padronizada pela legislação vigente.

O início da conversão está previsto para 1998, com a construção de 2 novas subestações na Região Oeste: Santíssimo e Seropédica, num total de 200 MVA.

Está prevista a conversão de todo o sistema até o ano 2004.

d. 4). Segurança do Trabalho e com Terceiros

Apresenta uma política efetiva de segurança no trabalho, no sentido de fixar princípios básicos, conceitos e diretrizes relativos à segurança dos empregados e prestadores de serviço em todas as atividades empresariais.

Os princípios básicos da política de segurança são: educação, responsabilidade, condições de trabalho, planejamento, organização, comprometimento e determinação.

Foi criado o Comitê Permanente de Prevenção de Acidentes, que conta com a participação de representantes das seguintes entidades: Sindicato dos Trabalhadores das Indústrias Urbanas do Rio de Janeiro, Associação dos Técnicos da LIGHT, Associação dos Empregados da LIGHT e Sindicato dos Engenheiros do Estado do Rio de Janeiro, objetivando acompanhar o desenvolvimento da Política de Segurança e Saúde.

A política de segurança é divulgada a todos os empregados, de forma personalizada.

A seguir, são apresentadas informações da segurança do trabalho, de empregados e dos empreiteiros, e com terceiros:

ACIDENTES TÍPICOS										
ANOS	EMPREGADOS DA LIGHT				EMPREITEIROS			COM TERCEIROS		
	GRAVE	FATAL	TAXA FREQ.	TAXA GRAV.	NÃO GRAVE	GRAVE	FATAL	NÃO GRAVE	GRAVE	FATAL
1994	04	01	9,75	407						
1995	06	01	10,3	460						
1996	09	03	9,48	1264	17	02	02	27	10	13
1997	21	00	7,60	196	22	29	01	11	13	09

1997: até novembro

d.4.1). Acidentes Típicos com Empregados .

O aumento significativo do número de acidentes graves foi motivado pela nova supervisão e classificação dos acidentes, dentro do novo modelo empresarial, que passou a receber um tratamento mais rigoroso no registro das ocorrências e a considerar novos critérios para os acidentes graves.

Os critérios estabelecem que a nova classificação dos acidentes não somente avaliariam a extensão das lesões causadas, mas também a presença de fatores com potencial para provocá-los. Desse modo, as ações de controle destes acidentes foram incrementadas aos níveis dos acidentes fatais.

O número de acidentes fatais foi significativo em 1996. Já 1997 não apresentou, até o mês de novembro, nenhum caso.

Os acidentes de 1996 foram provocados por atos inseguros dos próprios acidentados ou de outros empregados. As ações de controle foram de imediato avaliadas e implantadas.

A taxa de freqüência vem decaindo desde 1995 e a tendência deverá ser acentuada, pelo incremento das ações de controle implantadas.

A taxa de gravidade de 1996 foi consideravelmente elevada, pela ocorrência dos 3 acidentes fatais já analisados.

A taxa de gravidade diminuiu em 1997 (até novembro) e a tendência deverá acompanhar a da taxa de freqüência, pelos mesmos motivos apresentados.

d.4.2). Acidentes Típicos com Empreiteiros

A análise da evolução e da classificação dos acidentes do trabalho, em firmas empreiteiras, poderia ser apresentada com similaridade ao argumentado na análise dos acidentes de seus empregados.

Adicionalmente, cumpre mencionar o aumento significativo da terceirização dos serviços, com a conseqüente elevação da exposição ao risco.

No sentido de gerenciar esta nova situação, está implantando novas medidas para o efetivo controle do risco, destacando:

- revisão das cláusulas contratuais relativas à segurança e saúde no trabalho, de forma a exigir o rigoroso cumprimento da Portaria n.º 3.214, do Ministério do Trabalho
- fiscalização intensiva das atividades das empresas contratadas, em especial no cumprimento das normas de segurança
- atribuição de grau máximo na avaliação do desempenho das empreiteiras
- participação dos empregados das contratadas nas palestras das campanhas internas de prevenção de acidentes.

d.4.3). Acidentes Típicos com Terceiros

Apesar deste tipo de acidente ter como principais causas o emprego de métodos e procedimentos potencialmente perigosos praticados por terceiros, a LIGHT vem desenvolvendo campanhas educativas junto à população, relativas a Prevenção de Acidentes de origem elétrica na rede de distribuição. As principais causas dos acidentes com terceiros têm sido as seguintes:

- montagem de andaime tubular metálico para manutenção de fachada de edificações
- montagem de letreiros invadindo a distância de segurança das redes elétricas
- construções de edificações dentro da faixa de domínio das redes de distribuição.

Foi criada uma coletânea de ilustrações com os procedimentos perigosos registrados nos acidentes com terceiros dos últimos 12 meses, que vem sendo distribuída gratuitamente para a população.

Está sendo elaborado um plano para intensificar a fiscalização das redes de distribuição, objetivando detectar irregularidades que possam colocar em risco a integridade física de terceiros, visando agilizar a regularização das anormalidades encontradas.

d.4.4). Metas Relativas à Prevenção de Acidentes

Reduzir os índices de acidentes aos níveis praticados nas empresas do setor elétrico nacional.

Em uma segunda fase, equiparar a segurança da LIGHT às empresas internacionais, que apresentem o melhor desempenho na prevenção de acidentes.

Atendimento a consumidores - aspectos comerciais

a). ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Para o atendimento de sua área de concessão, a LIGHT se divide em 5 regionais, conforme quadro a seguir:

GERÊNCIA REGIONAL					
	LITORÂNEA	NORTE	OESTE	BAIXADA	V. PARAÍBA
M U N I C I P I O S	Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Belford Roxo	Além Paraíba
			Itaguaí	Duque de Caxias	Barra do Pirai
			Seropédica	Japerí	Barra Mansa
			Rio claro	Nilópolis	Belmiro Braga
			Pirai	Nova Iguaçu	Carmo
				Queimados	Com.Levy Gasparian
				S.João de Meriti	Chiador
					EngºPaulo de Frontin
					Mendes
					Miguel Pereira
					Paracambi
					Paraíba do Sul
					Pati do Alferes
					Pinheiral
					Pirai
				Quatis	
				Rio Claro	
				Rio das Flores	
				Rio Preto	
				Santana do Deserto	

				Sapucaia
				Simão Pereira
				Três Rios
				Valença
				Vassouras
				Volta Redonda

a). NÚMERO DE CONSUMIDORES

Em setembro/97, atendia o total de 2.776.477 consumidores, em 29 Municípios, no total de 38 localidades, distribuídos nas seguintes classes:

Classe	N.º de Consumidores	Participação (%)
Residencial	2.362.459	85,088
Residencial Baixa-Renda	165.643	5,966
Comercial	218.814	7,881
Industrial	16.961	0,611
Iluminação Pública	48	0,002
Poder Público	7.151	0,258
Serviço Público	719	0,026
Rural	4.335	0,156
Consumo Próprio	347	0,012
Total	2.776.477	100,00

Conforme demonstrado, verifica-se que a classe residencial predomina sobre o total de consumidores atendidos, correspondendo a 91%.

Os fornecimentos aos consumidores são administrados pelas Gerências Regionais, conforme quadro apresentado anteriormente.

b). VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Em setembro/97, realizou a venda de 1.869.905.000 kWh e 3.785.152 kW, correspondendo a um faturamento bruto de R\$ 170.640 mil, o que equivale a uma tarifa média de fornecimento de R\$ 91,25/MWh.

c). DÉBITO DE CONSUMIDORES

Em novembro/97, apresentou o seguinte quadro de débitos de consumidores, tanto do Grupo A, como do Grupo B:

Classe	Número de Débitos Vencidos	Valor do Débito (R\$)
Residencial	1.847.770	50.317.024,84
Industrial	7.901	5.520.022,35
Comercial	91.407	26.666.241,15
Rural	1.320	94.047,39
Serviço Público	138	338.785,10
Poder Público	10.412	2.555.238,07
Iluminação Pública	142	1.768.297,62
Total	1.965.090	87.259.656,52

A grande parte dos débitos são classificados como incobráveis (vencidos há mais de 1 ano), correspondendo a R\$ 48.220 mil.

Os dados apresentados referem-se aos débitos acumulados, cujo total pendente correspondeu a aproximadamente 51% do faturamento do mês de setembro/97.

Ressaltamos que a empresa está implementando ações no sentido de receber os débitos vencidos.

d). MAIORES DÉBITOS

Adiante, apresentamos um demonstrativo dos 20 consumidores com maiores débitos financeiros e os 20 maiores débitos em quantidade de contas:

Vinte Maiores Débitos Financeiros

ITEM	NOME DO CONSUMIDOR	TOTAL DO DÉBITO - R\$-
01	MAM - Museu de Arte Moderna	359.823,56
02	MAM - Museu de Arte Moderna	332.833,66
03	MAM - Museu de Arte Moderna	297.553,19
04	Mega Supermercados Ltda.	174.953,26
05	MAM - Museu de Arte Moderna	49.120,20
06	Mipani Panif Com e Industria Ltda	34.612,46
07	Up e Down Repr Imp Ltda	34.045,24
08	Padaria Wanda Ltda	33.943,14
09	C S Rep Croacia	32.387,07
10	Manuel de Assunção	31.212,29
11	João Batista S Ferreira	28.114,71
12	Supermercados Cid Grande	25.587,31
13	MAM - Museu de Arte Moderna	24.047,86
14	Cond Resid Villa Venesia	22.199,10
15	Gordon Comestíveis S/A	21.713,15
16	Conf Tijuca Uruguai	20.899,32
17	Clinica Amendoeiras Ltda	20.681,15
18	Est Dasorte Ind Com Roupa	20.601,08
19	Termas Sol Ipanema	19.919,86
20	Pedro Gomes S eto	17.989,10

Vinte Maiores Débitos em Quantidade de Contas

ITEM	NOME DO CONSUMIDOR	QUANTIDADE DE CONTAS
01	MAM - Museu de Arte Moderna	71
02	MAM - Museu de Arte Moderna	66
03	MAM - Museu de Arte Moderna	63
04	MAM - Museu de Arte Moderna	63
05	MAM - Museu de Arte Moderna	62
06	Manuel de Assunção	14
07	Mipani Panif Com e Industria Ltda	13
08	Supermercados Cid Grande	13
09	Up e Down Repr Imp Ltda	12
10	João Batista S Ferreira	09
11	Padaria Wanda Ltda	08
12	Est Dasorte Ind Com Roupa	07
13	C S Rep Croacia	06
14	Gordon Comestíveis S/A	06
15	Conf Tijuca Uruguai	06
16	Mega Supermercados Ltda.	04
17	Termas Sol Ipanema	04
18	Clinica Amendoeiras Ltda	03
19	Cond Resid Villa Venesia	02
20	Pedro Gomes S Neto	02

e). ATENDIMENTO A PEDIDO DE LIGAÇÃO DE CONSUMIDORES, RELIGAÇÃO E OUTROS SERVIÇOS

Conforme acompanhamento da LIGHT, no mês de outubro/97 foram efetuadas, fora do prazo legal, 335 ligações, correspondendo a 4,3% do total de ligações realizadas no mês.

Segundo justificativa apresentada, tal atraso vem ocorrendo em função do elevado número de pedidos de ligações novas, em razão do recadastramento que está sendo realizado em toda zona de concessão.

Observamos que nas áreas de atendimento não estão sendo registradas todas as solicitações e reclamações, bem como os dados do consumidor, para fins estatísticos, conforme determina a décima subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão.

As duas agências visitadas (Rua Larga e Méier) apresentavam longas filas. Na Rua Larga, no momento da visita, o tempo de espera era próximo de 1 hora. Entretanto, convém salientar que a LIGHT já adotou algumas medidas para a melhoria do atendimento, como o sistema de senha. O atendimento por telefone, que abrange toda a área de concessão, apresenta também deficiência, pois, permanentemente, existe consumidor na espera, o que sugere que muitos outros abandonem a ligação.

Conforme documentação apresentada, existem cerca de 461 obras cuja participação financeira já foi paga pelo interessado e não foi realizada. Foi constatado que pelo menos duas obras foram pagas em 1994 e até o momento não foram executadas.

RECOMENDAÇÃO

Deverão ser estudadas outras medidas visando a melhoria do atendimento nas agências, especialmente para reduzir o tempo de espera dos consumidores.

Quanto ao atendimento por telefone, deverão ser aprofundados os estudos no sentido de verificar a necessidade de melhorar o sistema, ampliando os troncos e o número de atendentes.

Recomenda-se, também, objetivando melhorar o atendimento, que seja ampliado o horário de funcionamento das agências, pois, atualmente, como verificado na Rua Larga, no Centro, o atendimento é das 8:45 às 16:45 horas, e sua ampliação possibilitará maior facilidade aos consumidores.

DETERMINAÇÃO

Tomar providências no sentido de que todas as solicitações e reclamações dos consumidores sejam registradas e tomadas as providências cabíveis, no prazo de até 30 dias, constando obrigatoriamente as informações estabelecidas na décima subcláusula, da cláusula segunda, do Contrato de Concessão.

Os prazos de atendimento a pedidos de ligação e religação devem ser atendidos dentro do prazo estabelecido na legislação em vigor.

As obras para atendimento de pedidos de ligação ou de aumento de carga, cuja participação financeira já foi paga pelo interessado, deverão ser executadas com prioridade, dentro do prazo máximo de 180 dias todas as obras pendentes deverão estar

concluídas, salvo aquelas, devidamente justificadas, que independem de ação da concessionária.

f). CONTRATOS DE FORNECIMENTO

Os contratos realizados com consumidores horosazonais estão atendendo ao disposto pela legislação vigente. Para consumidores do Grupo A convencional, não vem sendo realizados os respectivos contratos.

RECOMENDAÇÃO

Para a garantia de eventuais investimentos realizados e de compra de energia para o atendimento, celebrar contratos com os consumidores do Grupo A que estão na tarifa convencional, especialmente para os maiores, devendo, também, orientá-los quanto à melhor opção tarifária.

g). ILUMIAÇÃO PÚBLICA

Para solucionar os débitos existentes com Municípios, a LIGHT efetuou parcelamentos em até 36 meses, com taxa de financiamento de mercado. Com o intuito de evitar que ocorram novos débitos, a Concessionária vem auxiliando as Prefeituras no sentido de implantar, para 1998, convênios para cobrança da taxa de iluminação pública que teria um valor único, não superior a R\$ 3,00, apesar de conhecer todos os problemas legais que poderão advir com a implantação.

A LIGHT executava a manutenção da iluminação pública, mas como a remuneração por este serviço, no entendimento da empresa, não cobria os custos, a partir de agora esse serviço está sendo transferido para a Prefeitura, pois na sua grande maioria o referido sistema é propriedade das Prefeituras. No Rio de Janeiro, possuía 40.000 pontos e, através de acordo com a RIOLUZ, os transferiu mediante comodato, para o Município.

Uma outra dificuldade encontrada foi quanto ao recadastramento da iluminação pública no Rio de Janeiro, para fins de faturamento. Através de recente convênio celebrado com a RIOLUZ, o recadastramento será efetuado em 1998 e os custos serão divididos entre as duas empresas.

RECOMENDAÇÃO

Que seja dada prioridade no recadastramento de iluminação pública em todos os Municípios da área de concessão, e adotadas medidas para mantê-lo atualizado, para que os valores faturados sejam os mais realistas possíveis.

h). MEDIÇÃO

Em julho/97, apresentou o seguinte quadro de consumidores cadastrados sem medição:

TIPO	REGIONAL					Total
	LITORÂNEA	NORTE	OESTE	BAIXADA	V. PARAIBA	
Favelas	1.023	1.024		1		2.048
B. Renda	1	178		669	1	849

Outros	24	13	3	86	70	196
Total	1.048	1.215	3	756	71	3.093

Se somadas à quantidade de unidades consumidoras para as quais a legislação vigente não exige a instalação de medidores, apresenta um total de 7.357 unidades sem medição. Em visita realizada no laboratório de medição, foi constatado que vem sendo desenvolvido um bom trabalho de recuperação de medidores.

RECOMENDAÇÃO

Dar continuidade ao programa de eliminação de unidades consumidoras sem medição e substituição dos medidores obsoletos e com defeitos.

i). LEITURA

O serviço de leitura de medidores relativo a unidades consumidoras de baixa tensão é terceirizado e realizado através de coletores.

A LIGHT foi autorizada a proceder a leitura bimestral das unidades consumidoras, com faturamento mensal, por um período de 180 dias, através da Portaria DNAEE n.º 249, de 29.06.95, tendo o procedimento sido prorrogado por igual período, através das Portarias DNAEE n.º 081, de 19.03.96, e Portaria DNAEE n.º 437, de 04.12.96.

Como o procedimento vinha apresentando reclamações por parte de consumidores, os quais afirmavam desconhecimento da sistemática, foram solicitadas as formas de divulgação utilizadas à época da implantação. O material apresentado atende satisfatoriamente ao disposto nas Portarias citadas.

Devido ao sistema de leitura bimestral que vinha efetuando até o mês de dezembro/96, foi constatado que a maioria das reclamações dos consumidores era devido ao consumo de energia. Isto porque, no mês que deveria ser lido, por não ter acesso ao medidor (casa fechada), não era realizada a leitura e as eventuais diferenças em relação ao real ficavam acumuladas por 4 meses, ou mais. Para estes casos, em que sistematicamente não tinha acesso para realizar a leitura, fez comunicação aos consumidores, tendo obtido bons resultados pois, em cerca de 85% dos casos, já foi possível realizar a leitura no mês subsequente.

Ainda sobre a leitura bimestral, um caso de reclamação à esta ANEEL, efetuada pelo consumidor residencial Paulo Rodarte Faria Machado, foi verificado pela equipe, tendo sido constatado que ocorreu um desvio devido ao fato de a sazonalidade utilizada no processo não prever a eventual ocorrência de consumo menor quando da passagem de inverno para verão, gerando, como no presente caso, um pagamento antecipado pelo consumidor. Ainda que o valor a maior seja compensado nas faturas posteriores, o reclamante se sentiu lesado por ter pago a conta antecipadamente.

Vale ressaltar, ainda, que a LIGHT solicitou a implantação definitiva do sistema através do Ofício P-261, de 29.10.97, tendo o Órgão Regulador requisitado informações mais detalhadas sobre o processo, para decidir sobre uma possível autorização. Durante a fiscalização, foi observado que a Concessionária considera que a maioria das reclamações de consumidores, cerca de 1.790 para o mês de setembro/97, são resultantes do procedimento de leitura bimestral.

RECOMENDAÇÃO

Adotar medidas preventivas visando corrigir as falhas detectadas na leitura bimestral, caso esta venha a ser autorizada pela ANEEL em caráter permanente.

j). FATURAMENTO E ARRECADAÇÃO

A arrecadação é feita através dos bancos, de caixa rápida e pela ECT. Os bancos enviam os dados para a baixa das contas no dia posterior ao do pagamento pelo consumidor. No entanto, a Concessionária reconhece que cortes indevidos podem acontecer por atraso do envio dos canhotos de quitação, pelos bancos.

Ressaltamos que a LIGHT adquiriu um novo sistema informatizado de faturamento, que encontra-se em fase de testes e simulações, devendo estar definitivamente implantado até novembro/98.

RECOMENDAÇÃO

Avaliar o credenciamento de outros agentes para receberem os pagamentos das contas de energia elétrica, tais como: farmácias, supermercados etc., com o objetivo de oferecer mais comodidade aos seus consumidores e atuar de forma permanente junto aos bancos, buscando uma qualidade maior desse serviço, objetivando ampliar a confiabilidade das informações e possibilitar a suspensão do fornecimento de unidades consumidoras que realmente estejam inadimplentes.

k). FATOR DE POTÊNCIA

Está ainda em fase de implantação a medição horária do fator de potência para as unidades consumidoras atendidas em 138 kV, com previsão de implementação para as unidades atendidas em 25 kV e 13,8 kV para dezembro/97 e julho/99, respectivamente. O faturamento das unidades consumidoras do Grupo A, onde ainda não foi implantado equipamento para medição horária, continua sendo realizado pela média mensal.

DETERMINAÇÃO

Considerando que a medição horária deveria ter sido implantada desde março/96, conforme estabelece o artigo 7º, da Portaria DNAEE n.º 1.569, de 23.12.93, deverá agilizar o procedimento, uma vez que o faturamento pela média mensal contraria a legislação, além de resultar em perdas de receitas.

l). FRAUDE DE ENERGIA ELÉTRICA

Está realizando um cadastramento geral dos consumidores ligados e nesta oportunidade são detectados casos de auto-ligação, ligação clandestina e suspeita de fraude, além de proceder as substituições de medidores parados, obsoletos e sem selos de lacre.

Os níveis de fraude são bastante elevados. As equipes de cadastramento, ao constatarem qualquer suspeita de fraude, enviam o caso para ser verificado pelos fiscais da empresa. No entanto, face ao grande número de suspeitas levantadas, principalmente

do cadastramento, a equipe de inspeção não está conseguindo acompanhar todas as ocorrências.

Para alguns casos de fraude, vem efetuando o devido registro policial para enquadramento na área judicial e, se possível, até a prisão do infrator, dando divulgação do fato para que isso sirva de exemplo e venha inibir a fraude.

Nos processos de fraude analisados, a legislação vem sendo cumprida.

RECOMENDAÇÃO

Considerando que a fiscalização da LIGHT não está conseguindo acompanhar os casos levantados de suspeitas de fraudes pelas equipes de cadastramento, recomendamos que sejam estudadas medidas no sentido de que, a constatação da fraude verificada no cadastramento, seja checada com a maior brevidade possível pela equipe responsável, para que os casos que efetivamente confirmem a fraude não perdurem por muito tempo, evitando, inclusive, a descaracterização do delito.

m). LIGAÇÕES CLANDESTINAS

Com o objetivo de reduzir o número de ligações clandestinas onde não existe rede de energia, especialmente em favelas, vem executando a extensão da rede e nos casos em que o interessado não implantou o padrão para receber o medidor, ela mesma executa mediante acordo com o consumidor, parcelando os custos em até 24 vezes.

No que se refere a cobrança do consumo irregular, está pretendendo celebrar acordo com o consumidor para cobrar um valor único de R\$ 100,00. No entanto, ainda estão definindo a forma da cobrança, uma vez que o Governo do Estado pretende cobrar multa pelo atraso no recolhimento do ICMS sobre a energia consumida irregularmente no passado.

DETERMINAÇÃO

A cobrança do consumo irregular deverá ser efetuada a título de energia consumida e por essa razão deve ser convertida em kWh. Para estimar a quantidade de energia a ser cobrada, poderá efetuar o levantamento com base na carga instalada na unidade consumidora, ou com base no primeiro consumo após a regularização e o tempo comprovadamente em que a mesma permaneceu ligada, de forma a evitar uma cobrança a maior.

n). PARTICIPAÇÃO FINANCEIRA

Foi constatado na Regional Litorânea que para o cálculo da participação financeira, em áreas com redes aéreas, com previsão de rede subterrânea, são considerados para efeito de orçamento da obra todos os custos necessários para implantar a rede subterrânea até a unidade consumidora, quando uma das alternativas corretas seria conforme o disposto na instrução normativa da LIGHT INO n.º 028/93, item 3.3.4.4, ou seja, o custo da obra a ser considerado seria como se a unidade consumidora fosse ligada na rede aérea. Com este procedimento incorreto, a LIGHT estaria ampliando sua rede subterrânea com recursos de consumidores que solicitam novas ligações ou aqueles já ligados que pleiteiam aumento de carga. Uma outra alternativa, seria considerar a rede subterrânea

prevista como existente e, a partir desta, efetuar o cálculo das obras que seriam necessárias, especificamente, para atender a nova carga.

DETERMINAÇÃO

Nas áreas em que existe rede aérea com previsão de ser subterrânea, deverá ser considerado, para fins de cálculo da participação financeira de consumidores, nos casos de novas ligações ou novos pedidos de aumento de carga, o custo da obra como se a ligação fosse efetuada na rede aérea ou como se a rede subterrânea prevista fosse existente.

o).SUSPENSÃO DO FORNECIMENTO (CORTE)

A Concessionária possui um banco de dados com informações das contas vencidas há mais de 10 dias e que permite selecionar o corte por regional, por valor e por tempo do débito, adequando às possibilidades de corte e religação da equipe disponível, que pode ser própria ou terceirizada. Esse sistema informatizado, possibilita emitir uma listagem das unidades consumidoras que deverão sofrer a suspensão do fornecimento, e caso o procedimento não seja efetuado no mesmo dia, por qualquer razão, faz novamente uma conferência para confirmar se o débito não foi quitado no período, de forma a evitar suspensão indevida. Conforme informações dos técnicos, evita-se também a efetivação do corte quando da existência de pessoas doentes etc. na unidade consumidora.

Para a execução do procedimento, possui 5 seções responsáveis, localizadas no Jardim Botânico, Barra, Botafogo, Tijuca e São Cristóvão.

RECOMENDAÇÃO

Continuar aplicando o critério de suspensão do fornecimento, como forma de inibir a inadimplência e evitar o acúmulo e respectivo aumento de débitos.

p).CONSELHO DE CONSUMIDORES

No dia 03.12.97, a Equipe de Fiscalização, das áreas técnica e comercial da ANEEL, efetuaram visita ao Conselho de Consumidores, objetivando conhecer seus trabalhos, bem como para informar sobre as atividades de fiscalização que estava em andamento na Concessionária.

Participaram da reunião o Dr. Jorge Tadeu Ferreira, Coordenador do Conselho e representante da Federação do Comércio Varejista, Dr. Álvaro Luiz Bocayúva Catão, representante da Federação das Indústrias do Rio de Janeiro, Dra. Nadir Figueredo, Assistente da Diretoria de Distribuição e Sra. Eliana Dias Campos, Secretária Executiva do Conselho.

No transcorrer da reunião, os técnicos da equipe de fiscalização efetuaram uma breve exposição sobre o andamento dos trabalhos, informando ao conselho as etapas e o roteiro da fiscalização, dando ênfase ao problema da qualidade do fornecimento de energia, que parecia ser a grande preocupação dos representantes dos consumidores, naquele conselho.

Na ocasião, foram também discutidos vários assuntos de interesse do Conselho, ligados ao fornecimento de energia, atendimento aos consumidores, DEC e FEC, consumidores residenciais baixa renda, dentre outros.

A Secretária Executiva do conselho fez uma breve explanação sobre as ações empreendidas desde sua criação, distribuindo documentos que atestam o intenso trabalho dos conselheiros, bem como os resultados conseguidos junto à direção em benefício dos consumidores.

Por fim, o Coordenador do Conselho agradeceu a oportunidade, informando que a última reunião do ano do Conselho seria realizada em 12.12.97. A equipe de fiscalização terminou a reunião com uma ótima impressão do Conselho de Consumidores, pela sua intensa e permanente atuação, cumprindo seus objetivos

q).PROGRAMA DE EFICIENTIZAÇÃO

Está procedendo um levantamento da curva típica de carga de consumidores, tanto do Grupo A como do Grupo B, objetivando a implantação de tarifa binômia. Está implementando a implantação de 1.000 gerenciadores de demanda, dos quais 500 já estão instalados, e já solicitou um desconto de 20% sobre a tarifa ao órgão do Poder Concedente. Encontra-se em fase inicial um programa de facilidade de compra de geladeiras eficientes com selo do PROCEL, objetivando a redução de consumo energia elétrica. A equipe foi informada que já foram cumpridos cerca de 50% do Programa de Investimentos, o que atende o disposto no Contrato de Concessão, considerando que o mesmo foi assinado em julho/96, estando portanto no meio do período anual de investimentos.

Recursos Hídricos

Foi estabelecido o prazo até 31.01.98, em comum com a LIGHT, para o fornecimento das informações técnicas, bem como das informações solicitadas após a inspeção, conforme adiante:.

a). UHE Santa Branca

- informações e dados sobre o transporte de sedimentos e assoreamento do reservatório: a LIGHT vai informar sobre programa de monitoramento
- informações e dados sobre a avaliação ambiental do empreendimento. A LIGHT fornecerá um relatório da avaliação ambiental realizada.

b). UHE Pereira Passos

- o reservatório da UHE Pereira Passos - Reservatório Ponte Coberta - apresenta sinais de assoreamento advindos de ações externas. Encontra-se em desenvolvimento um programa de reflorestamento às margens do reservatório.

- informações e dados sobre programa de monitoramento em relação ao transporte de sedimentos e assoreamento do reservatório.

c). UHE Fontes Nova

- informações e dados sobre um aparente ressalto no canal de fuga que estaria condicionando perda de queda.
- foram discutidas as perdas de queda originadas pelo atendimento da calha da CEDAE. Foi sugerida uma análise de comparação entre o preço da energia gerada em Pereira Passos pela água da calha e o custo do tratamento químico de uma vazão equivalente de água do rio Paraíba do Sul.

d). UHE Santana / Vigário

- o reservatório de Santana apresenta grandes sinais de assoreamento e quantidade considerável de plantas aquáticas. Encontra-se em desenvolvimentos estudos/pesquisas sobre as plantas aquáticas a fim de solucionar o problema
- informações e dados sobre programa de monitoramento e outros estudos a respeito do transporte de sedimentos, assoreamento e plantas aquáticas.
- o trecho a jusante da Barragem de Santana, no rio Pirai, Município de Barra do Pirai, apresenta expressiva ocupação irregular de moradias e outros usos indevidos na calha do rio, trazendo como consequência a limitação nas descargas d'água desta barragem por alguns períodos, dificultando a operação do vertedouro de Santana, quando da ocorrência de cheias mais elevadas, visto que o mesmo fica impossibilitado de verter as vazões necessárias sem causar grandes inundações à jusante, com enormes prejuízos à população ribeirinha a cada cheia do rio Pirai.
- solicitação de documentação sobre os acordos com a Prefeitura de Barra do Pirai e a preparação de documento sobre o problema, com vistas à uma abertura da discussão do assunto com entidades envolvidas.
- solicitação de documento sobre as intervenções previstas para Santana quanto ao controle de cheias.

e). Conclusão

Do resultado da fiscalização, concluímos pelo bom desempenho na otimização dos recursos hídricos na geração de energia elétrica, preocupação com as medidas conservacionistas das áreas dos reservatórios, tais como: proteção dos taludes e reflorestamento, e disposição para cooperar na mitigação de impactos ambientais causados aos empreendimentos ou dele originados, em cooperação com outros órgãos envolvidos.

Constatamos ainda, as suas preocupações quanto ao abastecimento de água do Rio de Janeiro, desejando forte empenho da ANEEL, Governo do Estado, da CEDAE e demais interessados na solução desta questão.

Legislação e acompanhamento do Contrato de Concessão

a). ÁREA DE GERAÇÃO

a. 1). *Informativos gerais*

O parque gerador é formado por usinas hidrelétricas de médio porte e de médio tempo de operação, conforme mostra a tabela seguinte:

Usinas	Rio	Potência Instalada (MW)	Finalidade da Usina	Início de Operação	Município/ Estado
Santa Cecília	Paraíba-Piraí	32,0	Recalque-15m	1952	Barra do Piraí/RJ
Vigário	Paraíba-Piraí	88,0	Recalque-35m	1952	Piraí/RJ
Fontes Nova	Paraíba-Piraí	132,0	Geração	1940	Piraí/RJ
Nilo Peçanha	Paraíba-Piraí	380,0	Geração	1953	Piraí/RJ
Pereira Passos	Ribeirão Lajes	100,0	Geração	1962	Piraí/RJ
Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	164,0	Geração	1924	Carmo/RJ
Santa Branca	Paraíba do Sul	57,2	Geração	Em obra	Santa Branca/SP
Lajes (F. Velha)	Paraíba-Piraí	60,0	Geração	Repotenciação	Piraí/RJ

O parque gerador foi desenvolvido em três etapas principais.

I) a primeira, datada do início do século, constituiu no represamento do Ribeirão das Lajes, para alimentar a usina de Fontes Velha, que entrou em operação em 1908 e possui 6 unidades geradoras, totalizando 56 MW. Ainda nesta fase, a capacidade do reservatório de Lajes foi aumentada com o alteamento da barragem e diques secundários e adicionando a contribuição do rio da Vargem. Estas obras permitiram a ampliação da capacidade de geração com a construção da usina de Fontes Nova, que entrou em operação em 1940, acrescentando mais 132 MW ao complexo.

II) a segunda etapa ocorreu no início dos anos 50 com a construção do desvio do rio Paraíba do Sul. Através das estações de bombeamento de Santa Cecília e Vigário, foi formado o reservatório de Vigário que viabilizou a construção da usina Nilo Peçanha que acrescentou mais 380 MW.

III) a terceira etapa, no início da década de 1960, compreendeu a construção da usina Pereira Passos com 100 MW, a jusante de Nilo Peçanha e Fontes Nova.

O parque gerador atual se completa com a usina de Ilha dos Pombos com capacidade de 164 MW, construída no rio Paraíba do Sul, a jusante de Santa Cecília e que teve suas unidades instaladas entre 1924 e 1949. A usina encontra-se em processo de reforma completa, que deverá estender-se ao longo de 1998, envolvendo casa de força e barragem.

Ao final de 1998, o parque gerador começará a receber a contribuição das unidades geradoras que irão compor a usina de Santa Branca, em construção no rio Paraíba do Sul, no Município de Santa Branca, com potência de 57,20 MW.

Destacamos que a usina Fontes Velha, presentemente, encontra-se desativada por razões de segurança operacional de seus condutos forçados e que as usinas de Fontes Nova, Nilo Peçanha e Pereira Passos encontram em operação normal e já começaram a passar por reformas. Estas reformas objetivam, principalmente, maximizar a disponibilidade das unidades através de sistemas auxiliares e de controle de última geração.

Os investimentos na geração estão sendo feitos através da construção da usina de Santa Branca, com custo previsto de R\$ 43.807 mil, da recapacitação da usina de Ilha dos Pombos com custo previsto de R\$ 99.000 mil e do início da recapacitação da usina de Santa Cecília.

a. 2). Inspeção nas usinas hidrelétricas

Usina: Santa Cecília
Rio: Paraíba do Sul -Piraí
Entrada em operação: 1952

Potência: 32 MW
Situação: Operação

A unidade de Santa Cecília foge aos padrões normais das usinas convencionais, pois a mesma atua como estação de bombeamento das águas do rio Paraíba do Sul para o reservatório de Santana, sendo as águas recalçadas a uma altura de 17 m, ocasionando a transposição das águas da bacia do rio Paraíba do Sul para o rio Piraí. Para quem não conhece o sistema, basta imaginar uma usina convencional em que a água faz o percurso ao contrário entrando pelo canal de fuga e saindo pela tomada d' água; esta usina ao invés de gerar energia a mesma consome energia para que seus motores acionem as bombas de recalque.

O arranjo da usina é composto por um canal de fuga por onde a água é captada e bombeada por 4 unidades do tipo Francis, de fabricação da Allischalmers, de 8 MW de potência cada uma, e conduzidas por 4 condutos forçados que lançam as águas no reservatório de Santana. Os motores geradores são de fabricação da Canadian General Electric com potência de 9,20 MVA cada e tensão de 6,60 MVA. A vazão máxima recalçada por estas unidades é de 160,80m³/s.

A condição de operação de seus equipamentos é boa, e considerando o longo tempo de operação, observa-se sob todos os aspectos um excelente estado de manutenção e conservação das estruturas.

Como parte do programa de investimentos, encontra-se em fase de execução a recuperação das estruturas da barragem e pintura da casa de força.

Como previsão futura, com o objetivo de incrementar a geração, bem como ampliar a capacidade de abastecimento da cidade do Rio de Janeiro, através da CEDAE, aumentando as vazões do rio Guandú, deverá ser instalada a quinta unidade em Santa Cecília. Para viabilizar as pretensões da LIGHT e da CEDAE, encontra-se em análise na ANEEL um pedido para que seja autorizada a redução da vazão mínima remanescente no rio Paraíba do Sul, de 71 m³/s para 60 m³/s.

Usina: Vigário
Rio: Paraíba do Sul-Piraí
Entrada em operação: 1952

Potência: 88 MW
Situação: Operação

A unidade de Vigário foge aos padrões normais das usinas convencionais, pois a mesma atua como estação de bombeamento das águas do reservatório de Santana para o reservatório de Vigário, sendo as águas recalçadas a uma altura de 37,50 m, ocasionando a transposição das águas da bacia do rio Piraí para o Ribeirão das Lajes.

O arranjo da usina é composto por um canal de fuga por onde a água é captada e bombeada por 4 unidades do tipo Francis, de fabricação da Allischalmers, de 22 MW de potência cada, e conduzidas por 4 condutos forçados que lançam as águas em um túnel escavado na rocha, que por sua vez lança as águas no reservatório de Santana. Os motores geradores são de fabricação da Canadian General Electric, com potência de 23,90 MVA cada e tensão de 6,60 MVA. A vazão máxima recalçada é de 188,80m³/s. A usina finaliza o processo de transposição de águas das bacias 58 para a 59.

Vale salientar que a usina é dotada de equipamento mecânico para limpeza das grades, devido a alta incidência de plantas aquáticas no reservatório, desenvolvidas pelo alto grau de poluição das águas provenientes do rio Paraíba do Sul.

A condição de operação de seus equipamentos é boa, e considerando o longo tempo de operação da usina, observa-se sob todos os aspectos um excelente estado de manutenção e conservação das estruturas.

Como previsão futura, com o objetivo de incrementar a geração, bem como ampliar a capacidade de abastecimento da cidade do Rio de Janeiro, através da CEDAE, aumentando as vazões do rio Guandú, deverá ser instalada a quinta unidade em Vigário. Para viabilizar as pretensões da LIGHT e da CEDAE, encontra-se em análise na ANEEL um pedido para que seja autorizada a redução da vazão mínima remanescente no rio Paraíba do Sul de 71 m³/s para 60 m³/s.

Usina: Fontes Nova
Rio: Reservatório de Lajes/Vigário
Entrada em operação: 1940

Potência: 132 MW
Situação: Operação

A usina Fontes Velha é de 1908 e encontra-se desativada desde 1989. A usina de Fontes Nova entrou em operação em 1940, e sua casa de força é uma ampliação da casa de força da usina de Fontes Velha. Por isso, as denominações Fontes Nova e Fontes Velha.

A casa de força abriga 3 grupos geradores, sendo do tipo Francis, com potência unitária de 44,00 MW, tendo seus inícios de operação ocorrido nos seguintes anos: 1940, 1942 e 1947. Os geradores tem potências de 50 MVA e tensão de 6,60 kV.

Vale ressaltar que Fontes Nova opera a unidade 1 com águas provenientes do reservatório de Lajes, e as unidades 2 e 3, com as águas do reservatório de Vigário. A vazão das águas turbinadas pela unidade 1 é de 17m³/s, que abastece a calha da CEDAE, que requer uma vazão de 5,5 m³/s, sendo o excedente lançado no canal de fuga para o Ribeirão das Lajes.

A parte eletromecânica está sendo modernizada com quadros de comando de última geração, prevendo no futuro uma operação integrada das usinas da LIGHT, através de um centro de operação na usina de Lajes, que será a reativação de Fontes Velha.

A condição de operação de seus equipamentos é boa, e considerando o longo tempo de operação da usina, observa-se sob todos os aspectos um bom estado de manutenção e conservação das estruturas.

Usina: Nilo Peçanha
Rio: Paraíba-Piraí - Reservatório Vigário

Potência: 380 MW
Situação: Operação

Entrada em operação: 1953

A casa de força é do tipo subterrânea, escavada na rocha, sendo o acesso ao seu interior feito por um túnel, igualmente, escavado na rocha, abrigando em seu interior 6 unidades geradoras, do tipo Francis, sendo 2 de potência 48 MW, instaladas em 1953, e 4 de potência 71 MW, instaladas em 1954.

A usina é movida praticamente pelas águas provenientes do rio Paraíba do Sul, visto a vazão máxima turbinada de Santa Cecília ser de 160,80 m³/s, e a vazão máxima turbinada em Nilo Peçanha ser de 154,00 m³/s.

O sistema de adução é composto por um canal de adução aberto que parte do reservatório de Vigário, até a tomada d'água, de onde partem os condutos de baixa, em tubulação enterrada, com 300 m de extensão. A partir daí seguem os condutos de alta em aço, numa extensão de 400 m, perfazendo uma queda total de 309,10 m.

A sala de comando da usina é externa à casa de força, ficando junto a sala de controle da usina de Fontes Nova. O mesmo ocorre com a subestação que está em área externa, compreendida entre a montanha rochosa e a casa de força da usina Fontes Velha.

A condição de operação de seus equipamentos é boa, e considerando o longo tempo de operação da usina, observa-se sob todos os aspectos um bom estado de manutenção e conservação das estruturas.

Existe a previsão de ampliação desta usina, construindo-se Nilo Peçanha II, o que seria possível com a implantação da 5ª unidade de Santa Cecília. Nesta ampliação, estaria prevista a implantação de 3 unidades geradoras de 40 MW, totalizando uma potência de 120 MW.

Usina: Pereira Passos
Rio: Ribeirão das Lajes

Potência: 100 MW
Situação: Operação

Entrada em operação: 1962

A usina hidrelétrica de Pereira Passos foi inaugurada em 1962, com potência total instalada de 100 MW, em 2 grupos geradores, do tipo Francis de 50 MW cada, com uma queda líquida máxima de 37,20 m e com a vazão máxima turbinada de 340 m³ /s. Os geradores tem potências de 55 MVA e tensão de 11,50 kV.

Esta usina é a última do complexo da LIGHT, situada no Ribeirão das Lajes, recebendo as águas já desviadas dos rios Paraíba do Sul e Pirai.

O arranjo da usina é do tipo convencional, composto de: uma barragem de terra, com extensão de 230 m e altura máxima de 55 m, um canal adutor com comprimento de 140 m e estrutura com 25 m de base por 17,60 m de altura, uma tubulação forçada com dois condutos de aço, com diâmetro de 6 m, possuindo a extensão de 73 m cada, e de um vertedouro com 18,30 m de extensão, com duas comportas do tipo vagão que cai numa caixa de dissipação e escoar por um túnel escavado em rocha que lança as águas junto ao canal de fuga da usina.

A condição de operação de seus equipamentos é boa, e considerando o longo tempo de operação da usina, observa-se sob todos os aspectos um bom estado de manutenção e conservação das estruturas.

Existe a previsão de implantação, imediatamente a jusante de Pereira passos, da UHE Paracambi. É o último aproveitamento do desvio Paraíba-Piraí, dentro do complexo de Lajes, situando-se no ribeirão das Lajes.

Usina: Ilha dos Pombos
Rio: Paraíba do Sul
Entrada em operação: 1924

Potência: 164 MW
Situação: Operação

A usina hidrelétrica de Ilha dos Pombos foi inaugurada em 1924, com potência total instalada de 164 MW, em 5 grupos geradores, sendo as duas primeiras unidades de 26 MW, a terceira de 29 MW, a quarta de 39 MW e a quinta de 44 MW, todas do tipo Francis, com uma queda líquida máxima de 31,70 m e vazão máxima turbinada de 705 m³ /s. As turbinas foram instaladas segundo seguinte cronograma: primeira e segunda unidades em 1924, a terceira em 1927, a quarta em 1937 e a quinta em 1949.

A usina está fora do complexo de Lajes, situada no rio Paraíba do Sul, no Município de Além Paraíba-MG, na divisa dos Estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro, a jusante da usina de Santa Cecília

A usina está passando por uma reforma que teve início em julho/97 e tem a previsão de término para novembro/99. Os gastos previstos estão orçados em R\$ 30.000 mil na barragem e R\$ 69.000 mil na casa de força, perfazendo um investimento total de R\$ 99.000 mil. As obras permitirão a elevação da energia firme de 68 MW para 90 MW, bem como sua modernização.

A reforma da barragem está em andamento, estando sendo reformadas e modernizadas todas as estruturas dos vertedouros, que estão sendo alteadas em 1 m; foi também construída uma central de comando para que todas as estruturas sejam operadas pela casa de força, que se encontra a uma distância aproximada de 3 km da barragem. Está sendo construída, ainda, uma escada de peixes, para permitir que os mesmos transponham a barragem no período de desova.

Na casa de força, as estruturas que se encontram submersas já foram recuperadas, como as estruturas do canal de fuga, por exemplo. Os equipamentos como turbinas, geradores e principalmente os quadros de comando serão recapacitados, modernizados e substituídos para colocar a usina em condições compatíveis com as condições atuais de atendimento ao mercado da LIGHT.

Usina: Santa Branca
Rio: Paraíba do Sul

Potência: 57,2 MW
Situação: Construção

O aproveitamento de Santa Branca foi concebido com dupla finalidade. regularização das vazões do curso d'água e geração de energia elétrica. Está situado no trecho superior do rio Paraíba do Sul, logo a jusante dos reservatórios de Paraibuna e Paraitinga da CESP, próximo a cidade de Santa Branca, no Estado de São Paulo. Executadas no final da década de 1950, as obras civis e hidráulicas foram desenvolvidas de modo a permitir, em

uma primeira etapa, a implantação da barragem e do reservatório e, posteriormente, a construção da usina.

As obras existentes permitiram a criação de um reservatório com capacidade de armazenamento de 434 milhões de metros cúbicos; de uma barragem constituída por um maciço de terra homogêneo, com altura máxima de 50 m e comprimento de 320 m; de um vertedouro de superfície dotado de soleira em perfil "Creager", controlado por duas comportas segmento de 18,30 m de largura e 6,37 m de altura, tendo a jusante um canal de descarga que deságua na bacia de dissipação; de um túnel em conduto forçado escavado em rocha, tendo em seu trecho inicial 180 m de extensão e 8 m de diâmetro revestido em concreto e em seu trecho final 120 m de extensão e 7,68 m de diâmetro blindado em aço; na extremidade de montante possui uma tomada d'água do tipo torre e na de jusante este se bifurca em duas derivações, uma alimentando um conjunto de três válvulas pelas quais é feita a descarga das vazões afluentes, e a outra foi prevista para alimentação dos futuros grupos geradores da usina.

As obras de motorização de Santa Branca teve início em 24.04.97 e está previsto o início da geração da 1ª unidade para 06.01.99. Além da construção da casa de força, está previsto a construção da subestação e a recuperação do concreto da tomada d'água

A potência total instalada será de 57,20 MW, em 2 grupos geradores, do tipo Kaplan, de 28,60 MW cada, com uma queda líquida máxima de 44 m e vazão máxima turbinada de 138 m³/s. Os geradores tem potências de 59 MVA e tensão de 13,80 kV.

Os custos previstos para implantação da usina estão assim distribuídos: realizados de 1994 a 1997, R\$14.159 mil; a realizar para 1998/1999, R\$ 29.648 mil, perfazendo o total de R\$ 43.807 mil. Nestes custos estão inclusos apenas a casa de força, a subestação e a recuperação da tomada d'água.

Usina: Lajes (Fontes Velha)
Rio: Paraíba do Sul-Piraí

Potência: 60 MW
Situação: Repotenciação

A usina hidrelétrica de Fontes Velha, com potência de 56 MW, foi construída em 1908 e desativada em 1989. Está prevista a reativação desta usina, que deverá se constituir na futura UHE Lajes.

A calha da CEDAE era abastecida pelas águas turbinadas na usina de Fontes Velha, provenientes do reservatório de Lajes, mas com a desativação da mesma fez-se uma adaptação na unidade A de Fontes Nova para que o atendimento à calha não fosse interrompido, fato que levou a referida unidade a situações operacionais inadequadas em ocasiões de baixa hidraulicidade, pois a vazão turbinada por essa unidade é de 17 m³/s, enquanto a requerida pela calha é de 5,50 m³/s.

Em vista do exposto, é considerado provisório e emergencial o deslocamento da referida unidade A. A LIGHT, para garantir a continuidade do abastecimento da calha da CEDAE e otimizar a operação do reservatório de Lajes, passou a estudar a UHE Lajes com nova motorização.

A potência unitária das turbinas da UHE Lajes foi escolhida de modo conveniente para atender a vazão de 5,50 m³/s, da calha da CEDAE através de uma das unidades, e as outras duas unidades serão abastecidas com a água proveniente do reservatório de Vigário, o que confere maior flexibilidade ao despacho da usina. Por essa razão foi

selecionado arranjo físico com 3 unidades com potência unitária de 20 MW, perfazendo a potência instalada de 60 MW.

RECOMENDAÇÃO

Promover, no parque gerador hídrico existente, as necessárias reformas e recapitações, haja vista o benefício para as regiões elétricas onde os empreendimentos se localizam.

Aumentar os investimentos na área de geração, visto a geração própria representar apenas 20% da energia necessária ao atendimento de mercado.

Reativar a Usina de Lajes (Fontes Velha), tendo em vista que a sua concessão foi renovada por 30 anos, quando da privatização da LIGHT, e que a mesma consta do Programa Decenal de Expansão do GCPS – Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos. A empresa deverá apresentar o Projeto de Recapitação no prazo de 06 meses e concluir as obras no prazo de 18 meses, após aprovação do projeto pela ANEEL;

b). ÁREA DE DISTRIBUIÇÃO

b. 1). Aspectos jurídicos relativos às concessões e autorizações da LIGHT

É titular das concessões de distribuição de energia elétrica em 29 Municípios do Estado do Rio de Janeiro, outorgadas pelo Decreto s/n.º, de 28.05.96, e conforme estabelece a letra b, da cláusula primeira, do Contrato de Concessão. A exploração dos serviços de distribuição constitui concessão individualizada para cada uma das localidades relacionadas, para todos os efeitos contratuais e legais.

b. 2). Área de concessão de distribuição

A área de distribuição é subdividida em gerências regionais de operação, estruturadas de acordo com as características geo-econômicas e de mercado dos Municípios atendidos, conforme abaixo:

- **Gerência Regional Vale do Paraíba**

Composta pelos Municípios de Barra do Piraí, Barra Mansa, Carmo (somente o Distrito Sede), Comendador Levy Gasparian, Engenheiro Paulo de Frontin, Mendes, Miguel Pereira, Paracambi, Paraíba do Sul (exceto o Distrito de Inconfidência), Pati dos Alferes, Pinheiral, Piraí, Rio Claro, Rio das Flores, Quatis, Sapucaia, Três Rios, Valença, Vassouras e Volta Redonda.

- **Gerência Regional Oeste**

Composta pelos Municípios de Itaguaí, Seropédica e parte oeste do Município do Rio de Janeiro.

- **Gerência Regional Baixada Fluminense**

Composta pelos Municípios de Belford Roxo, Duque de Caxias, Japeri, Nilópolis, Nova Iguaçu, Queimados e São João de Meriti.

- **Gerência Regional Norte**

Composta pela parte norte do Município do Rio de Janeiro.

- **Gerência Regional Litorânea**

Composta pela parte litorânea do Município do Rio de Janeiro.

Os dados acima foram extraídos do Mapa do Sistema de Transmissão - Área de Concessão (junho/97), fornecido pelo Departamento de Planejamento do Sistema - DTP / Divisão de Planejamento da Transmissão - DTPT.

b. 3). Área de concessão – atendimento realizado pela LIGHT / outros concessionários

Nos Municípios de Carmo, Duque de Caxias, Paraíba do Sul e Três Rios, no Estado do Rio de Janeiro, o atendimento é realizado, concomitantemente, pela LIGHT, CERJ e CAT-LEO. Visando verificar e regularizar a situação da área de atuação de cada um dos agentes acima, procedeu-se a visita nos Municípios acima relacionados.

b.3.1). Visita ao Município de Duque de Caxias

Foi realizada visita de inspeção à localidade de Jardim Gramacho. Na localidade, a LIGHT vem atendendo a cerca de 400 consumidores, tipicamente de baixa renda, em área de concessão da CERJ. Segundo informações da LIGHT, o avanço na área da CERJ deu-se devido a expansão do bairro, que faz parte do Distrito Sede de Caxias, para além da área da LIGHT (adentrando o distrito de Campos Elyseos, área de concessão da CERJ) e por pedido de ligações de consumidores da CERJ, não havendo, até o momento, nenhuma reclamação por parte daquela concessionária.

Foi realizada ainda, visita à Sede da Estação de Rádio da Marinha, localizada no Posto de Transmissão Sarapuí, na Rodovia Washington Luiz, km 7,5, onde a LIGHT atende a referida unidade através de sua Estação Consumidora n.º 1003, com tensão de 13,8 kV e carga de 710 kVA, também no Distrito de Campos Elyseos, área de concessão da CERJ.

- **Situação Legal do Município de Duque de Caxias**

O Decreto s/nº, de 28.05.96 outorga à LIGHT concessão para distribuir energia elétrica somente para os Distritos Sede e Xerém.

O Decreto s/nº, de 04.12.96 outorga à CERJ concessão para distribuir energia elétrica somente nos Distritos de Campos Elyseos e Imbariê.

Tendo sido constatado, tanto na inspeção realizada na CERJ, como na realizada na LIGHT, que essas áreas estão sendo atendidas de forma irregular, sugere-se que a ANEEL, juntamente com os agentes envolvidos, proceda aos ajustes necessários para a efetiva delimitação e regularização da titularidade das mesmas.

b.3.2). Visita aos Municípios de Paraíba do Sul e Três Rios

Verificamos que há na região um intrincado trecho de redes superpostas, da LIGHT e da CERJ. Segundo informações obtidas, o fato deve-se à penetração de ambas as empresas em área distinta da sua concessão devido a solicitação de ligações por consumidores localizados mais próximos da linha de transmissão, independente de pertencer a área concedida à LIGHT ou à CERJ.

Em Paraíba do Sul, a CERJ atende a Sede do Distrito de Inconfidência, também conhecido como Sebollas. O restante do Distrito e do Município é atendido pela LIGHT.

- **Situação legal do Município de Paraíba do Sul**

O Decreto s/n.º, de 04.12.96, outorga concessão à CERJ para distribuição de energia elétrica, somente para o Distrito de Inconfidência.

O Decreto s/n.º, de 28.05.96, outorga concessão à LIGHT para distribuir energia elétrica para todo o Município de Paraíba do Sul.

Considerando que a LIGHT atende praticamente todo o Município de Paraíba do Sul e que há pretensão em atender a totalidade dos consumidores daquela área, faz-se necessário o devido ajuste com a CERJ quanto à incorporação e a regularização da área.

Em Três Rios, a CERJ atua no Distrito de Bemposta, através de suas linhas de distribuição provenientes do Município de Areal. O Distrito sedia olarias e indústrias de laticínio.

- **Situação legal do Município de Três Rios**

O Decreto s/n.º, de 04.12.96, outorga concessão à CERJ para distribuir energia elétrica, somente para o Distrito de Bemposta.

O Decreto s/n.º, de 28.05.96, outorga concessão à LIGHT para distribuir energia elétrica para todo o Município de Três Rios.

A exemplo da situação verificada em Paraíba do Sul, sugere-se que a LIGHT, juntamente com a CERJ, envie esforços no sentido de regularizar a situação na área em questão.

As áreas deverão ser melhor detalhadas para regularização das permutas de áreas distintas das já autorizadas pelo então DNAEE, atual ANEEL. Cabe ressaltar, que foi constatada inconsistência no Decreto s/n.º, de 28.05.96, que outorga concessão à LIGHT para todo o Município de Paraíba do Sul e de Três Rios, sem levar em consideração as áreas atendidas pela CERJ nos respectivos Municípios, conforme verificado.

Não houve visita de inspeção ao Município de Carmo. Segundo informações dos agentes atuantes naquele Município, CERJ e LIGHT, não há qualquer discrepância entre os dois

concessionários. O que ocorre é que, embora a LIGHT só tenha a concessão para o Distrito Sede, atua na quase totalidade do Município, distribuindo, aproximadamente, 96,7% da energia consumida. Como ocorre nos outros Municípios, a situação de permuta de área de atendimento entre CERJ e LIGHT deverá ser regularizada junto a ANEEL.

b.3.3). Localidades Atendidas em Áreas de Outros Concessionários

A LIGHT atende a consumidores, localizados nas áreas de concessão da Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina - CFLCL e da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, nos municípios de Além Paraíba (CFLCL); Belmiro Braga, Chiador, Santana do Deserto, Simão Pereira e Rio Preto (CEMIG). Esta situação deverá ser regularizada, como atendimento a título precário, nos termos da legislação em vigor.

b. 4). Localidades atendidas pela CERJ em área de concessão da LIGHT

A CERJ atende a consumidores pertencentes a área de concessão da LIGHT, nas seguintes localidades:

- . Hermogênio Silva, no Município de Três Rios
- . Serra do Capim e Estação Santa Cruz, no Município de Sapucaia
- . Serra do Piloto, no Município de Rio Claro.

Esta situação deverá ser regularizada, conforme o item anterior.

b. 5). Situação das cooperativas de eletrificação rural

Segundo levantamentos obtidos junto ao Departamento de Grandes Clientes, da Diretoria Comercial, não há permissionários atuando na área de concessão da LIGHT.

b. 6). Processos dependentes de providências da ANEEL

A LIGHT encaminhou, ao então DNAEE, a correspondência DT-29, de 27.11.97, solicitando o cancelamento dos Processos n.º 48000.00132/92-02 e 48000.00036/92-11, referentes a Subestação Transformadora de Distribuição Tanque e seu Ramal Alimentador, no Bairro de Jacarepaguá, no Município do Rio de Janeiro, alegando que as instalações serão substituídas por outras, em melhor localização e de maior adequação às necessidades daquela região.

O Processo n.º 48100.001373/96-30 - RASE ROSALI, está aguardando edição do Ato de Constituição e Servidão Administrativa. A ANEEL enviou Ofício à LIGHT exigindo novo cálculo de largura da faixa, o que está sendo providenciado pela empresa.

O Processo n.º 48100.000998/97-93 - RASE WASHINGTON LUIZ, está aguardando aprovação de projeto.

O Processo n.º 48100.1070/97-99 - DESVINCULAÇÃO DE IMÓVEL. Pela Portaria DNAEE n.º 471, de 13.11.97, foi autorizado à LIGHT desvincular um imóvel com área total de 8.182,90 m², localizado na rua Henrique Mindlin, na Barra da Tijuca, no Município do Rio

de Janeiro. Houve incorreção nas dimensões do terreno, na Portaria. A LIGHT solicitará a devida retificação da Portaria.

b. 7). Serviços Contratados entre a LIGHT e seus Controladores

O controle acionário da LIGHT foi adquirido por um consórcio de 5 sociedades: BNDESPAR, EDF INTERNACIONAL S/A, HOUSTON INDUSTRIES ENERGY - CAYMAN INC., AES CORAL REEF INC. e COMPANHIA SIDERÚRGICA NACIONAL. Sendo a LIGHT uma empresa industrial, decidiram os seus controladores celebrar, com a sua controlada, um contrato de prestação de serviços onde, cada uma das quatro sociedades integrantes do consórcio e que desenvolvem atividades industriais (EDF, HIE, AES e CSN), pudesse contribuir com a sua experiência e competência nas diferentes áreas de atividades tais como: gestão, finanças, contabilidade, jurídica, técnica, comercial, recursos humanos e outras.

Tratou-se de uma modalidade de contrato de consultoria celebrado com os novos controladores que, após assumirem o controle da empresa, decidiram repensá-la empresarialmente, tendo em vista a sua transição para um novo contexto, assegurando-se de que tal transição fosse realizada com eficácia, rapidez e segurança, durante uma primeira fase, por eles denominada de "Take-Over".

O contrato de gestão visou, fundamentalmente, definir o campo de intervenção e as estratégias a serem implementadas para a realização das diversas ações necessárias para que os objetivos estabelecidos no "Take-Over" fossem atingidos.

Os objetivos estabelecidos naquele contrato, bem como as cláusulas firmadas, não apresentam quaisquer incompatibilidades com relação aos termos do Contrato de Concessão, firmado entre a LIGHT e a União. Vale, entretanto, ressaltar a necessidade de disponibilizar para o Órgão Regulador, com a maior brevidade, os relatórios produzidos pelos grupos responsáveis pelos trabalhos contratados.

b. 8). Processo de reagrupamento das concessões

Apresentou a proposta de reagrupamento das suas concessões de distribuição, dentro do prazo preconizado pela cláusula quarta, do Contrato de Concessão. A proposta consistia na manutenção do "status-quo" vigente, ou seja, as concessões de distribuição de energia elétrica permaneceriam sendo consideradas para cada uma das localidades, de "per si", como consta do Contrato de Concessão.

A análise procedida pela Área de Concessões obedeceu a uma ótica diferente daquela dispensada às empresas cuja proposta de reagrupamento era parte integrante do requerimento de prorrogação das concessões (inciso II, do Art. 4º, da Portaria DNAEE n.º 091, de 10.04.96), pois a LIGHT, com suas concessões recém outorgadas (Decreto s/n.º, de 28.05.96), o fez tendo em conta, basicamente, a racionalidade operacional e econômica.

Na ocasião, entendemos que a proposta carecia de uma melhor fundamentação para respaldar a alternativa escolhida, tendo em conta, principalmente, aspectos eletrográficos e de mercado.

Assim, em reunião realizada em 28.11.97, no DNAEE, o representante da LIGHT acatou as ponderações da área de concessão da ANEEL, em face de novos elementos aventados por ocasião da visita de fiscalização àquela empresa, sendo aduzida a proposta de reagrupamento, a ponderação seguinte, objeto do Ofício LIGHT P-302, de 12.12.97, cujos termos são transcritos adiante:

“A proposta de manutenção do grupamento por Município, como hoje estabelecido, facilitaria futuras transações de segmentos da área de concessão com outras concessionárias. Como se sabe, as áreas das concessionárias do Estado do Rio de Janeiro estão hoje divididas em 5 partes, sugerindo a eventualidade de uma reorganização de todas as concessões da região, de forma a que se viesse a atingir uma racionalidade operacional e econômica. Tal reorganização poderia também dirimir as divergências hoje existentes, como já é do conhecimento da ANEEL.”

RECOMENDAÇÃO

Faz-se urgente a aprovação do reagrupamento das concessões de distribuição da LIGHT tendo em vista a necessidade da empresa negociar, com a CERJ, a solução para os diversos casos de atendimento irregular nas respectivas áreas de concessão.

É indispensável a interveniência da ANEEL nos entendimentos entre as duas concessionárias para a regularização dos atendimentos nas suas respectivas áreas de atuação e, para tanto, ambas precisarão ter claramente definidas as suas áreas de concessão, já reagrupadas.

Avaliação Empresarial, Contábil e Aspectos Societários

a). AVALIAÇÃO EMPRESARIAL E SOCIETÁRIA

a. 1). Plano Estratégico para 1998/2000

No plano estratégico, estabelecido pela concessionária para o período de 1998/2000, estão contempladas as seguintes apresenta metas:

- qualidade do produto (Contrato de Concessão)
- atingir margens e assegurar mercado, satisfazer a demanda de energia e buscar abastecimento competitivo
- atingir o melhor nível de desempenho (custos x procedimentos) e tornar-se uma das empresas líderes do mercado. Para tanto, a companhia deverá garantir aos clientes a qualidade de serviço definida no Contrato de Concessão, buscando a melhor performance do mercado, maximizar o retorno do investimento para os acionistas, desenvolver os recursos humanos de acordo com as melhores práticas do mercado, bem como assegurar o melhor relacionamento com a sociedade e as autoridades e implementação de ações de preservação ambiental.

a. 2). Programa de Investimentos

Os investimentos efetuados para a melhoria do sistema, nos exercícios de 1996 e 1997, atingiram o total de R\$ 173.726 mil e R\$ 214.663 mil, respectivamente, e a previsão para novembro e dezembro/97, soma R\$ 92.456 mil, conforme a seguir demonstrado:

Discriminação	1996	1997	Previsto Nov-Dez/97	Soma - R\$ mil
Geração	15.978	36.861	20.099	72.938
Transmissão	42.479	63.757	23.618	129.854
Distribuição	80.189	93.665	28.695	202.549
Serviços de Apoio	35.080	20.380	20.044	75.504
Total	173.726	214.663	92.456	480.845

Para dar seqüência ao programa de investimentos, ainda para o exercício de 1998 está orçado a aplicação de recursos no valor de R\$ 325.609 mil, adiante demonstrados:

Discriminação	Previsto p/1998 - R\$ mil
Geração	78.975
Distribuição	226.000
Administração/Finanças e Presidência	20.634
Total	325.609

Compondo os valores realizados para o exercício de 1997 (incluindo nov-dez/97), com os previstos para 1998, constatamos um acréscimo de 6,02%.

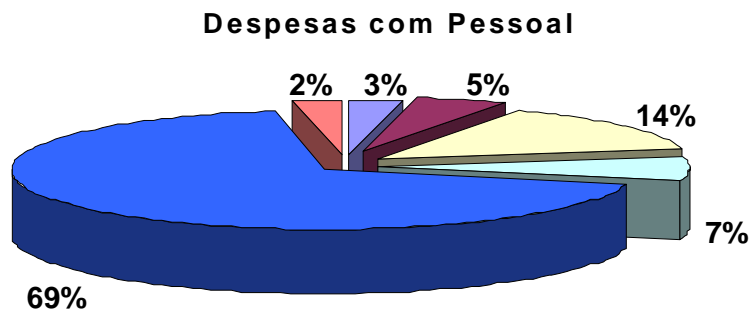
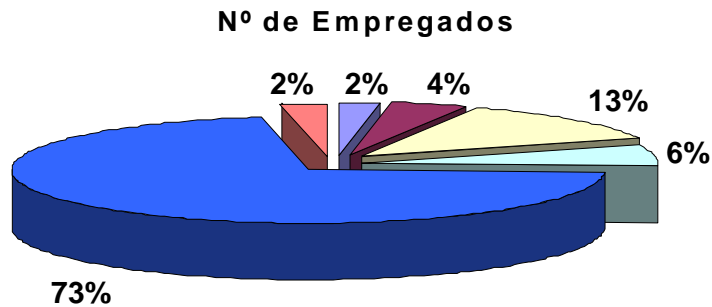
Observa-se também, que do total previsto para o exercício de 1998, 69,40% está concentrado nas Atividades de Distribuição, 24,26% na Geração e o restante 6,34% na Administração, Finanças e Presidência.

a. 3). Quadro de pessoal

Em maio/96, as despesas com pessoal (salários, encargos, provisões e contribuição à Fundação BRASLIGHT) totalizaram R\$ 37.137 mil, com o quadro próprio de 11.019 empregados, com a média de remuneração da ordem de R\$ 3.370,00.

No mês de setembro/96, período que registrou a grande concentração de desligamentos do quadro de pessoal, decorrente do Programa de Demissão Incentivada - PDI, o quantitativo de pessoal próprio foi reduzido para 6.948 empregados, resultando na baixa do quadro efetivo na ordem de 37%, importando em dispêndios no valor de R\$ 27.111 mil, cuja rubrica representou, também, em redução de cerca de 26% dos gastos com custo de pessoal. Somente a rubrica de custeio com o PDI, no referido mês, importou na quantia global de R\$ 79.481 mil.

Como extensão das análises, observou-se que em outubro/97 o quadro de pessoal indicava a existência de 6.769 empregados e custeio global de R\$ 26.403 mil, fato que revela que a política administrativa adotada para a redução do quadro de pessoal alcançou apenas as metas inerentes a redução de seus quantitativos sem, em



Presidência	D.E. Finanças	D.E. Administração
D.E. Geração	D.E. Distribuição	QSP/Braslight

contrapartida, revelar sinais quanto à diminuição, nas mesmas bases percentuais, dos valores de desembolsos financeiros, que, em relação ao período anterior da privatização, decresceu apenas 29% da folha de salários e encargos.

À guisa de ilustração, é apresentado adiante os demonstrativos da posição atualizada em outubro/97 do quadro de pessoal, por diretorias e as respectivas despesas globais:

A relação do número de empregados por número de consumidores cadastrados saltou de 238 (base maio/96) para 411 (base outubro/97), com

crescimento de 72%, colocando o concessionário acima da média registrada pelas demais empresas do setor público de eletricidade, da ordem de 1 empregado para cada 250 consumidores, aproximadamente, fato que influencia os índices de qualidade de atendimento aos consumidores.

RECOMENDAÇÃO

Reavaliar o efetivo de pessoal próprio operacional e de serviços técnicos terceirizados frente aos compromissos de resultados da qualidade do fornecimento, quanto aos aspectos de continuidade e de conformidade;

a. 4). Desativações técnico-operacionais de bens e instalações

As 10 maiores desativações ocorridas no período de junho/96 a outubro/97, atingiram o valor líquido de R\$ 5.011 mil, das quais 91,36% relativas a baixas físicas e contábeis da frota de veículos.

As baixas de veículos decorre da adoção de medidas de redução de custos com a sua manutenção, objetivando ampliar a terceirização com a finalidade de melhoria da qualidade do atendimento de consumidores.

a. 5). *Imobilizado em curso/obras em andamento*

Para atender ao Plano de Obras para o exercício de 1997, encontram-se em andamento os projetos a seguir discriminados, cuja execução absorveu, até outubro/97, recursos da ordem de R\$ 7.986 mil.

Projetos	Valor - R\$ mil
Compactação Fontes Cascadura	6.131
Retiro	1.111
Brás de Pina	432
Sapucaia	136
Ilha dos Pombos	69
Cascadura	80
Queimados	27
Total	7.986

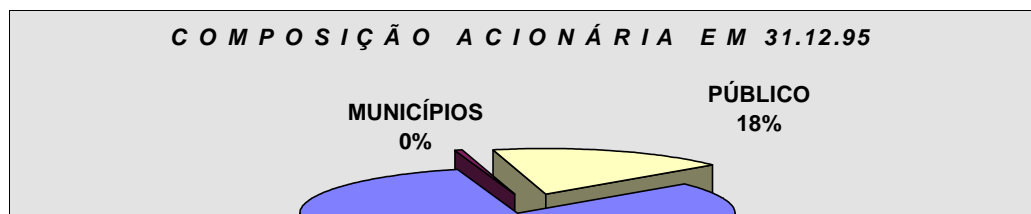
a. 6). *Composição Acionária*

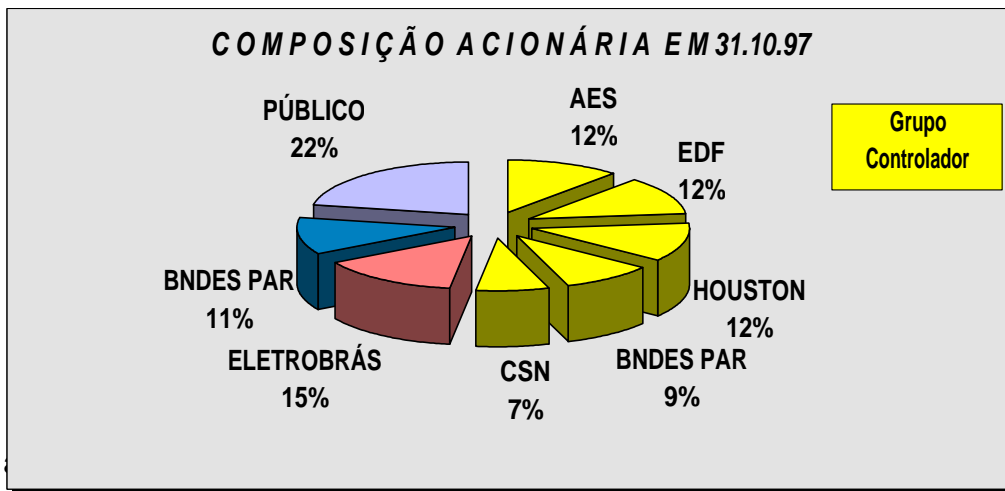
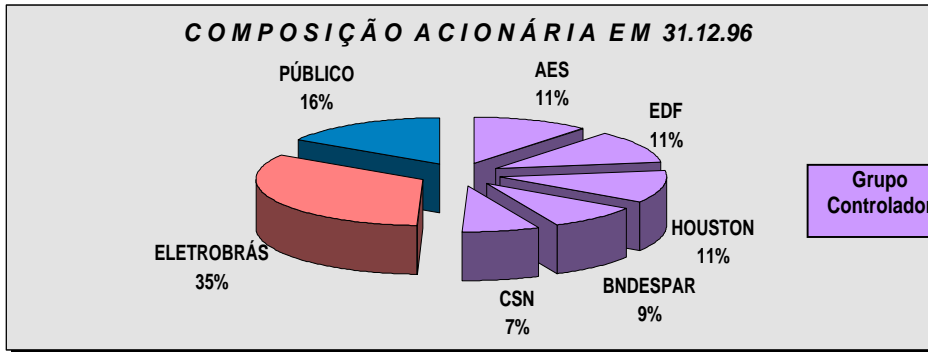
COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31.12.95			
ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS	PATRIMÔNIO LÍQUIDO R\$ mil	PARTICIPAÇÃO (%)
ELETOBRÁS	8.480.196.384	5.503.638	81,61
MUNICÍPIOS	49.941.347	32.730	0,48
PÚBLICO	1.860.708.964	1.207.820	17,91
TOTAL	10.390.846.695	6.743.828	100,00

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31.12.96			
ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS	PATRIMÔNIO LÍQUIDO R\$ mil	PARTICIPAÇÃO (%)
Grupo Controlador	5.240.699.998	1.172.000	50,44
AES CORAL REEF INC.	1.179.000.000	263.723	11,35
EDF INTERNATIONAL S.A.	1.179.000.000	263.723	11,35
HOUSTON INDUSTRIES ENERGY	1.179.000.000	263.723	11,35
BNDES PARTICIPAÇÕES	949.999.998	212.373	9,14
CSN	753.700.000	168.458	7,25
Outros	5.150.146.697	1.151.552	49,56
ELETOBRÁS	3.481.127.729	778.390	33,50
PÚBLICO	1.669.018.968	373.162	16,06
TOTAL	10.390.846.695	2.323.552	100,00

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA EM 31.10.97			
ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS	PATRIMÔNIO LÍQUIDO R\$ mil	PARTICIPAÇÃO (%)
Grupo Controlador	5.240.699.998	1.106.018	50,44
AES CORAL REEF INC.	1.179.000.000	248.876	11,35
EDF INTERNATIONAL S.A.	1.179.000.000	248.876	11,35
HOUSTON INDUSTRIES ENERGY	1.179.000.000	248.876	11,35
BNDES PARTICIPAÇÕES	949.999.998	200.416	9,14
CSN	753.700.000	158.974	7,25
Outros	5.150.146.697	1.086.722	49,56
ELETOBRÁS	1.471.934.280	310.711	14,17
BNDES PARTICIPAÇÕES	1.148.799.221	313.343	14,29
PÚBLICO	2.193.413.196	462.668	21,10
TOTAL	10.390.846.695	2.192.740	100,00

Adiante, apresentamos as representações gráficas demonstrando os momentos das mudanças de controle acionário, verificadas após o processo de privatização:





A Assembléia Geral Extraordinária de 29.01.96, aprovou a cisão parcial do patrimônio da LIGHT, para ser retirada a participação que detinha no capital social da Eletropaulo, assim como os demais direitos, créditos e obrigações, que foram transferidos para uma nova companhia denominada LIGHT Participações S.A. - LIGHTPAR, tomando-se por base os saldos contábeis existentes em 31.12.95.

Descrição	LIGHT		LIGHT Após a Cisão
	Antes da Cisão	Lightpar	
CIRCULANTE	872.304	495.846	376.458
REALIZÁVEL LONGO PRAZO	593.116	107.137	485.979
PERMANENTE	6.472.196	3.148.798	3.323.398
Investimentos	3.189.415	3.148.798	40.617
Imobilizado	3.282.781	0	3.282.781
TOTAL DO ATIVO	7.937.616	3.751.781	4.185.835
CIRCULANTE	331.297	6.278	325.019
EXIGÍVEL LONGO PRAZO	860.555	0	860.555
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	6.745.764	3.745.503	3.000.261
Capital Social	1.183.067	656.839	526.228

Reservas de Capital	4.494.157	2.283.872	2.210.285
Reservas de Reavaliação	479.451	479.451	0
Reservas de Lucros	502.276	319.217	183.059
Lucros Acumulados	84.877	6.124	78.753
Rec. Dest. Aumento Capital	1.936	0	1.936
Total do Passivo	7.937.616	3.751.781	4.185.835

b). AVALIAÇÃO CONTÁBIL

b. 1). Ativo imobilizado empregado na exploração do serviço concedido

Em 30.09.97, constatamos a existência do saldo contábil líquido de R\$ 364.440 mil, referente a bens e instalações existentes em 31.12.84, registrados no sistema extrapatrimonial, até a presente data não unitizados e cadastrados, contrariando o disposto na Portaria DNAEE n.º 815, de 30.11.94, além de não atender ao constante na quarta subcláusula, da cláusula quarta, do Contrato de Concessão, que estabelece a obrigatoriedade de manter organizado e cadastrado o acervo físico empregado na exploração do serviço concedido.

RECOMENDAÇÃO

Unitizar e cadastrar os bens e instalações em serviço, observando rigorosamente os prazos fixados na Portaria DNAEE n.º 815, de 30.11.94, retificada pela Resolução ANEEL n.º 015, de 24.12.97.

b. 2). Almoxarifados

Em 30.09.97, verificamos a existência de elevado quantitativo de equipamentos e materiais de manutenção depositados em estoque, sem movimentação há prolongado tempo, revelando, em casos específicos de equipamentos elétricos, suas inatividades por prazos superiores a 10 anos, fato evidencia deficiências no gerenciamento do sistema de suprimento e de administração de materiais.

RECOMENDAÇÃO

Reavaliar e implementar adequada política de suprimento e de administração de estoques, reduzindo ao máximo possível os períodos de suas inatividades, bem como as obsolescências de equipamentos elétricos decorrentes, principalmente, dos avanços tecnológicos.

b. 3). Contencioso geral

O Departamento de Contabilidade mantém provisionado, para cobrir prováveis perdas de ações cíveis e trabalhistas, o valor de R\$ 151.881 mil, sendo R\$ 14.291 mil registrado no curto prazo e R\$ 137.590 mil no longo prazo.

b. 4). Contencioso geral

O Departamento de Contabilidade mantém provisionado, para cobrir prováveis perdas de ações cíveis e trabalhistas, o valor de R\$ 151.881 mil, sendo R\$ 14.291 mil registrado no curto prazo e R\$ 137.590 mil no longo prazo.

Ressaltamos que, embora existissem diversas ações judiciais de natureza trabalhista contra a concessionária, antes da privatização não havia nenhum valor provisionado para cobrir aquelas prováveis perdas.

Em maio/96, o quantitativo de reclamantes das referidas ações atingiu o total de 6.162, reduzindo-se, em outubro/97, para 5.094. O decréscimo verificado, de 1.068 ações, deve-se ao fato da empresa vir efetuando, na grande maioria das vezes, acordos bilaterais, prática que tem levado à redução do volume de dispêndios financeiros para a liquidação dos débitos decorrentes.

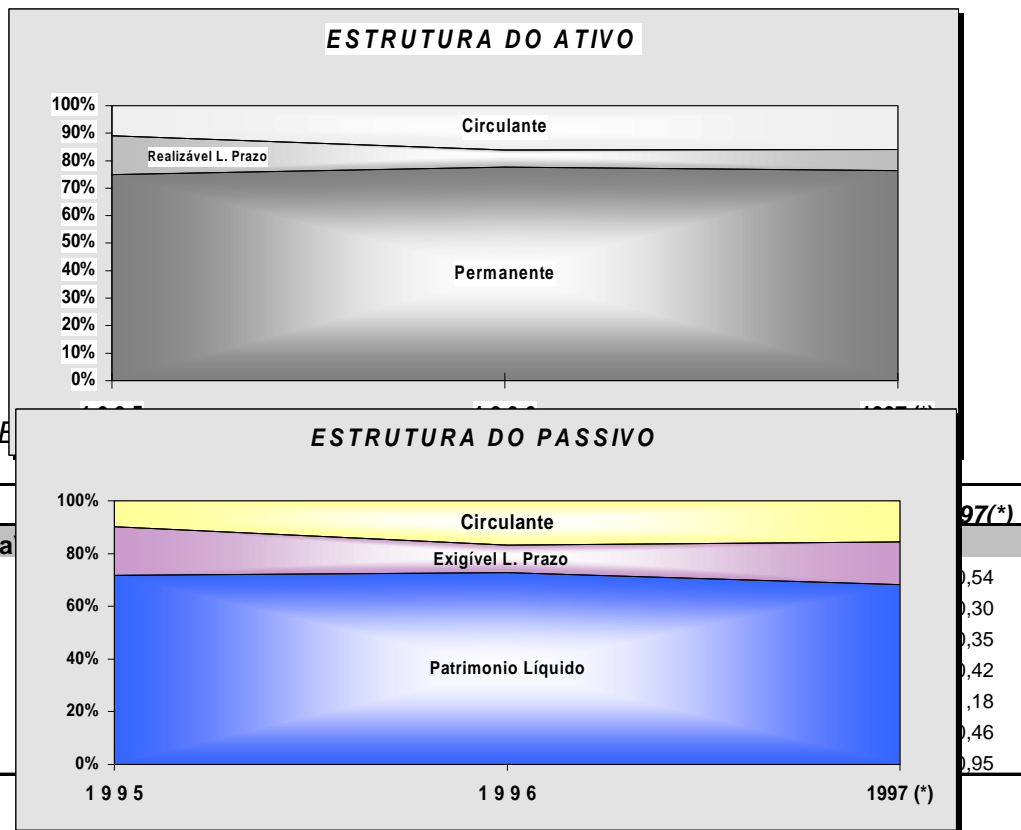
RECOMENDAÇÃO

Desenvolver ações conjuntas do Departamento de Contabilidade com a área jurídica, de forma que as provisões das contingências passivas, oriundas de interpelações judiciais impetradas por terceiros, reflitam, nas demonstrações financeiras, com a maior fidedignidade, a totalidade das demandas consideradas de prováveis perdas para o concessionário.

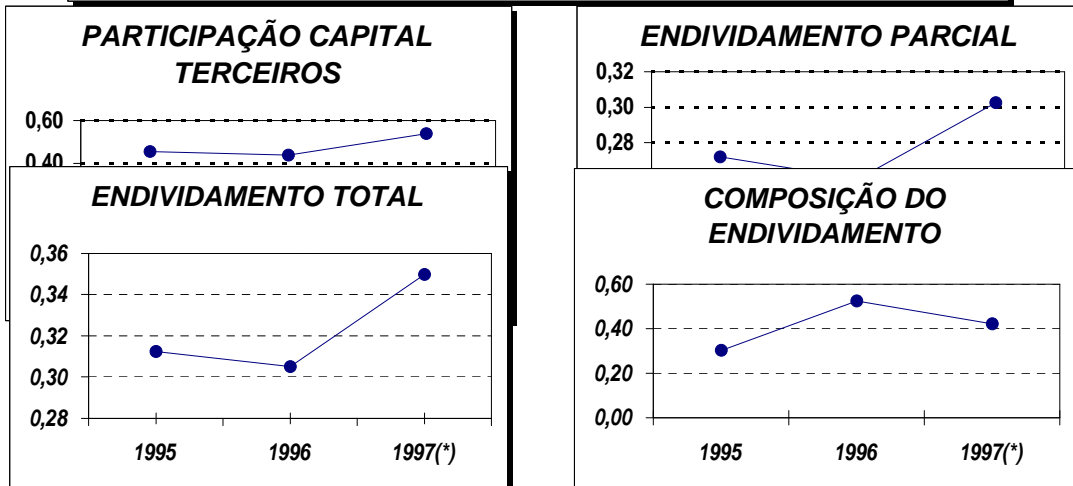
c). ANÁLISES DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

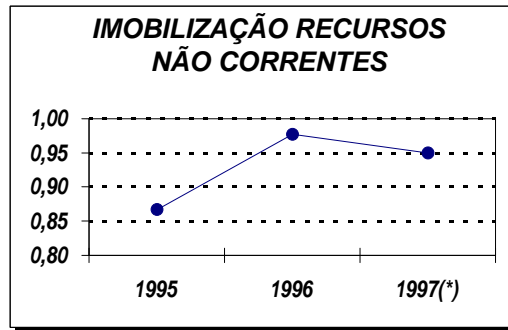
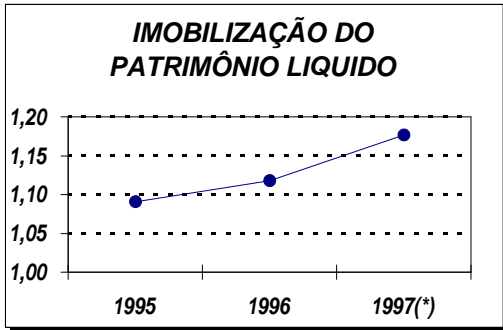
c. 1). Estrutura patrimonial

Em 31.10.97, a estrutura do patrimônio apresentava a seguinte configuração:

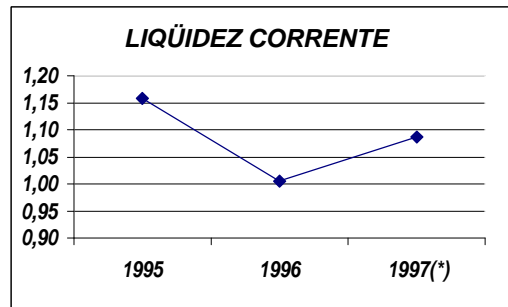
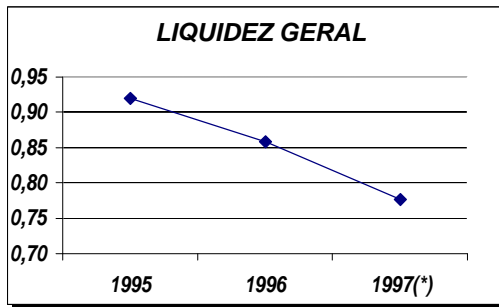


c. 2). E

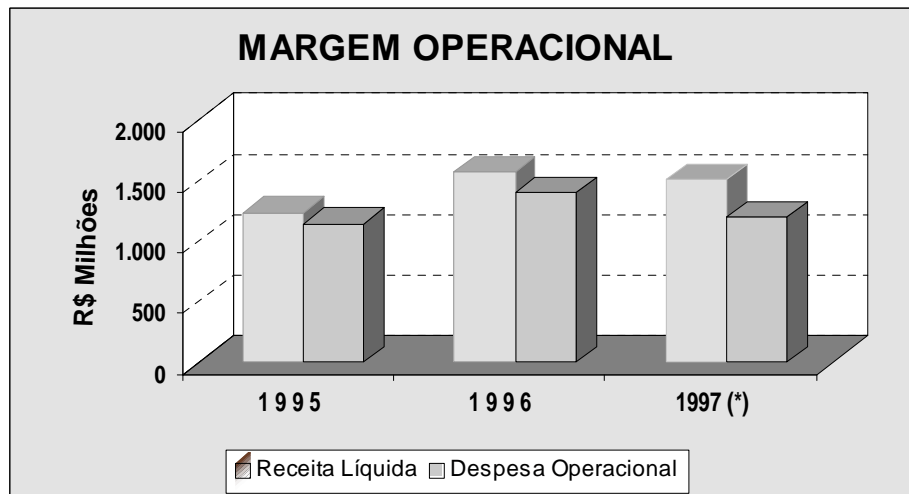




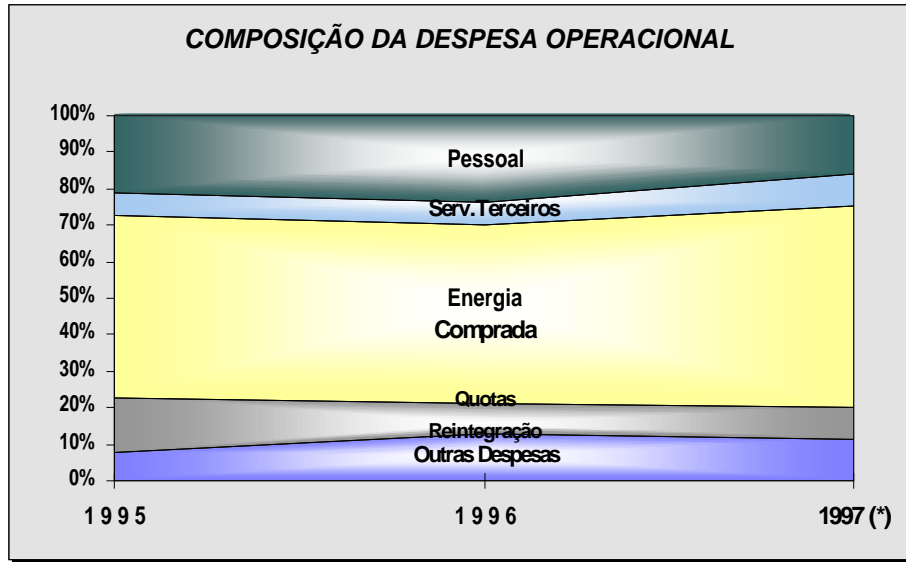
c. 3). Indicadores de liquidez



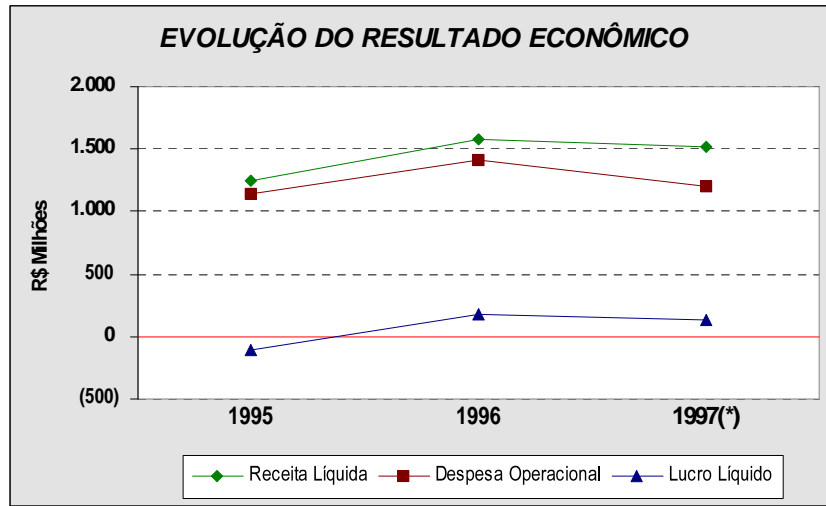
c. 4). Margem Operacional



c. 5). *Composição da despesa operacional*



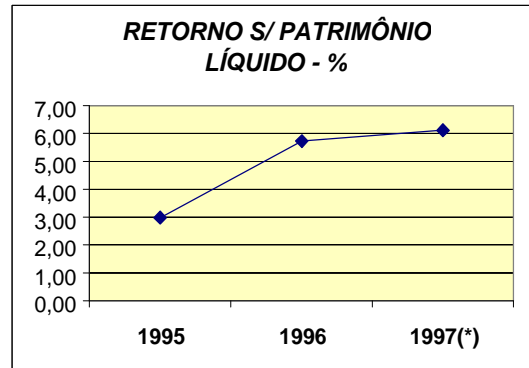
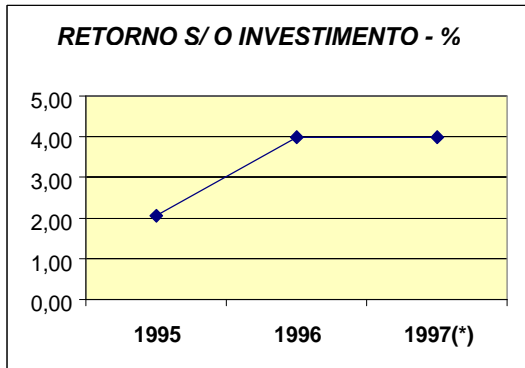
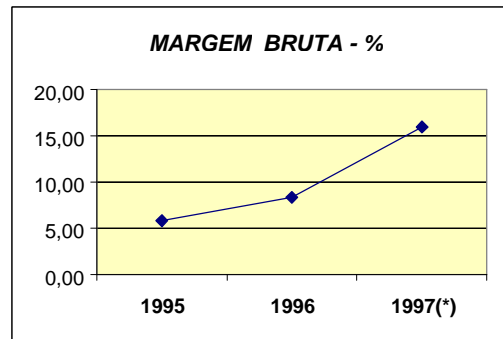
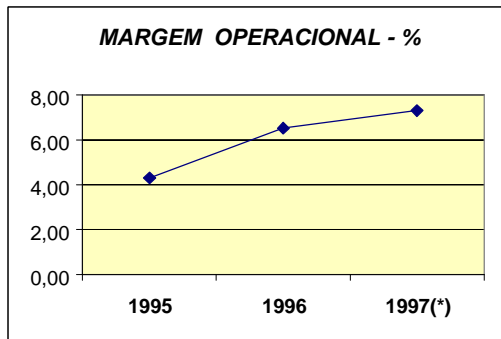
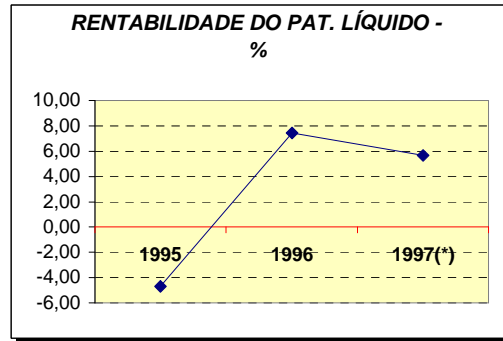
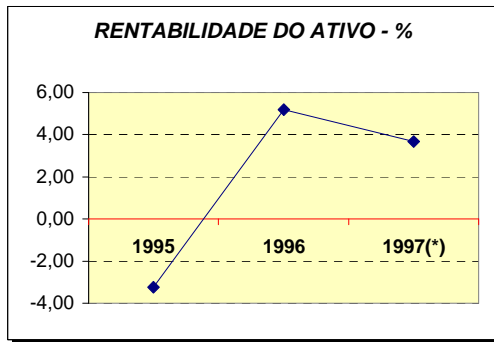
c. 6). *Evolução do Resultado Econômico*



(*) Dados realizados até o mês de Outubro/97

c. 7). *Indicadores de Rentabilidade*

Índice/Exercício	Fórmula	1995	1996	1997(*)
c) Rentabilidade (%)				
1. Rentabilidade do Ativo	LL/AT	-3,23	5,18	3,69
2. Rentabilidade do Patrimônio Líquido	LL/PL	-4,70	7,45	5,67
3. Margem Operacional	LO/RB	4,31	6,53	7,30
4. Margem Líquida	LL/RB	-6,78	8,49	6,76
5. Retorno sobre Investimento	RO/AT	2,05	3,98	3,98
6. Retorno sobre o Patrimônio Líquido	RO/PL	2,98	5,73	6,12
7. Margem Bruta	LB/RB	5,82	8,33	15,96



Desempenho Econômico-Financeiro

a). BALANÇO ENERGÉTICO

Em 1996, gerou 17,5% de suas necessidades de energia, adquirindo de FURNAS e ITAIPU 82,5% de seus requisitos.

O preço médio da energia comprada em 1996, R\$ 32,13/MWh, ajustado a seu índice de perdas, equivale a R\$ 38,57/MWh, o que corresponde a uma margem de comercialização de R\$ 38,20/MWh (R\$ 76,77 menos R\$ 38,57), ou seja, 99%.

Os dados do primeiro semestre/97, abaixo retratados, já permitem visualizar uma margem de comercialização da ordem de 105%, como resultado do crescimento do preço médio da energia vendida (11,4%) em percentual maior que o preço médio da energia comprada (9%) e da redução do nível de perdas.

Disponibilidades e Requisitos

1996	GWh	%	Receita/Despesa R\$ mil(*)	Preço Médio R\$/MWh
Geração Própria	4.562	17,5		
Energia Comprada	21.477	82,5	690.214	32,13
Disponibilidade Total	26.039	100,0		
Energia Vendida	21.689	83,3	1.665.019 (**)	76,77
Perdas e Diferenças	4.350	16,7		
Requisito Total	26.039	100,0		
1997 (até outubro)	GWh	%	Receita/Despesa R\$ mil (*)	Preço Médio R\$/MWh
Geração Própria	3.370	15,0		
Energia Comprada	19.096	85,0	668.898	36,03
Disponibilidade Total	22.466	100,0		
Energia Vendida	18.816	83,8	1.608.602(**)	85,49
Perdas	3.650	16,1		
Requisito Total	22.466	100,0		

(*) Valores correntes (**) Somente receita tarifária

Em 1996, o índice de perdas atingiu 16,7% do requisito total, com ligeira melhoria em 1997 (16,1%). O nível de perdas cresceu continuamente de 1992 (12,8%) a 1996 (16,7%), voltando a declinar no corrente exercício em função da política de redução de perdas adotada. Observa-se também, uma redução da participação da geração própria na energia requerida em 1997.

Os reajustes tarifários concedidos promoveram uma variação do preço médio da energia vendida de R\$ 76,77/MWh para R\$ 85,49/MWh (até outubro/97). As projeções para dezembro/97 permitem estimar que o preço médio atinja R\$ 86,94/MWh, o que representaria uma variação da ordem de 13,25% sobre o mesmo período do exercício anterior.

b). MERCADO E RECEITA

Em dezembro/96 possuía 2.764.416 consumidores, passando para 2.779.716 em outubro/97, dos quais 91% da classe residencial.

O mercado, essencialmente urbano, concentra na classe industrial 37,8% e na residencial 30,2% do consumo. A estrutura do mercado e da receita é apresentada no quadro seguinte:

Consumidor	Mercado 1995	GWh 1996	Partic. % 1996	Receita(*) 1996	Particip. %	Receita(*) Até Out/97	Particip. %
Residencial	6.200	6.551	30,2	753.631	45,3	729.568	45,4
Industrial	8.239	8.195	37,8	371.137	22,3	346.961	21,6
Comercial	4.163	4.327	20,0	383.568	23,0	378.616	23,5
Demais	2.560	2.616	12,0	156.683	9,4	153.457	9,5
Total	21.162	21.689	100,0	1.665.019	100,0	1.608.602	100,0

(*) Receita líquida em R\$ mil (sem ICMS). Inclui consumo próprio.

Em outubro/97, as ligações sem medição envolviam 7.357 consumidores, apenas 0,26% do total de consumidores, assim formados:

Instalações consumidoras com Ligação Direta por falta de medidores	3.093
(+) Ligações Diretas Permanentes (LDP)	4.264
Total	7.357

O número de LDP cresceu de 4.146, em 02.10.97, para 4.264, em 01.11.97.

c). RECEITA E DESPESA DO SERVIÇO

Adiante, demonstramos o desempenho real da receita e das despesas operacionais ao longo dos 3 últimos anos. Para tanto, os dados de 1995 e 1996 foram corrigidos para preços de 31.12.96 pelo IGP-M. A análise do período referido revela uma concessionária economicamente rentável.

DISCRIMINAÇÃO	1995	1996	Até Out/97
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	1.537.946	1.674.252	1.517.777
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal e Encargos	293.709	345.321	191.361
Material	25.221	17.189	11.215
Serviços de Terceiros	84.930	90.839	106.415
Reintegração	203.723	120.622	101.057
Despesas Gerais e Outras **	94.770	54.733	29.901
Energia Comprada	673.476	708.282	668.898
Total	1.375.829	1.336.986	1.108.847
Rédito Operacional	162.117	337.266	408.930
(+)Quotas de Reintegração	203.723	120.622	101.057
(=)Geração Operacional de Recursos Mercado (GWh)	365.840	457.888	509.987
	21.162	21.689	18.816
DISCRIMINAÇÃO	1995 - R\$/MWh	1996-R\$/MWh	Até Out/97
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	72,67	77,19	80,66
DESPESAS OPERACIONAIS			
Pessoal e Encargos	13,88	15,92	10,16
Material	1,19	0,79	0,60
Serviços de Terceiros	4,01	4,19	5,66
Reintegração	9,63	5,56	5,37
Despesas Gerais e Outras	4,48	2,52	1,59
Energia Comprada	31,82	32,66	35,55
Total	65,01	61,64	58,93
Rédito Operacional	7,66	15,55	21,73
(+) Quotas de Reintegração	9,62	5,56	5,37
(=)Geração Operacional de Recursos	17,29	21,1	27,10

(*) 1995/1996 - capacidade aquisitiva constante (IGPM). (**) Excluídos 84.782 de provisões em 1996

Para efeito das análises, foram desconsideradas as provisões para litígios e contingências, contabilizadas em 1996 e 1997, por constituírem provisionamento sem representar dispêndio no exercício. Estas despesas, quando efetivadas, serão contabilizadas nos respectivos itens, como ocorreu em grande escala com as despesas de pessoal em 1996.

A participação das despesas com pessoal cresceu em 1996, em razão dos desembolsos com os Planos de Aposentadoria e Demissão Incentivada (cerca de R\$ 100 milhões). A redução substancial observada no valor das quotas de reintegração, por sua vez, é resultante da reversão da Correção Monetária Especial, estabelecida pelo artigo 2º, da Lei n.º 8.200/91.

Apesar das despesas extraordinárias ocorridas em 1996, observamos um decréscimo nas despesas operacionais com relação a 1995 da ordem de 5%, em R\$/MWh. Como a receita operacional líquida cresceu de R\$ 72,67/MWh para R\$ 77,19/MWh, os ganhos verificados proporcionaram um crescimento de mais de 100% no rédito operacional.

A melhoria operacional ocorreu, justamente, em função do decréscimo nas quotas de reintegração e despesas gerais e outras. A redução no item material equilibra o crescimento nas despesas com serviço de terceiros e a variação nas despesas com energia comprada é de pequeno porte.

Com base nas informações até outubro/97, as despesas operacionais continuaram em queda, com reflexos importantes no desempenho econômico. Com a normalização do processo de ajustes, temos a observar:

- as despesas de pessoal caíram para R\$ 10,16/MWh, com a redução da ordem de 36% no custo de pessoal (R\$/MWh)
- as despesas gerais e outras e o item material vem mantendo-se em queda
- as despesas com serviço de terceiros apresentam crescimento em função da terceirização de alguns serviços.

Com a redução da geração própria, de 17,5% para 15%, eleva-se o gasto da energia comprada, em R\$/MWh, apesar do crescimento menor do preço médio da energia comprada.

Como consequência da melhoria do desempenho, o rédito operacional e a geração operacional de recursos crescem substancialmente e deverão proporcionar um lucro excepcional em 1997.

A composição dos empregados, em outubro/97, por nível de atividade, é a seguinte:

Atividades	N.º Empregados	%
Gerencial e Técnico	2.325	34,3
Operacional	3.291	48,7
Administrativo	1.153	17,0
Total	6.769	100,0

d). EQUILÍBRIO ECONÔMICO

O modelo de avaliação abaixo apresentado, com dados da Prestação Anual de Contas de 1996, considerados encargos gerados de 12% ao ano, demonstra que a receita operacional líquida (sem ICMS) proporcionou uma tarifa média de venda da ordem de R\$ 76,77/MWh. A remuneração do investimento, consideradas as premissas acima e os critérios do modelo, atinge 9,17% e a remuneração do capital próprio 5,88%. O modelo considera remuneração do capital próprio a relação entre o lucro disponível e o patrimônio líquido.



Pessoal e Encargos *	294.400
Materiais, Serviços e Outros	276.077
Combustível/ Água para Produção	0
Energia Comprada	690.214
Compensação Financeira	4.689
Quota de Reintegração	114.752
(+) Encargos Tarifários	90.593
Quota de Reversão	43.792
Quota para CCC	46.801
(+) Encargos Não Vinculados	36.681
(+) Encargos Gerados – Capitalizados	36.608
(+) Lucro Antes do IR e CS	162.571
Provisão para I. Renda	40.643
Provisão para Contribuição Social	13.006
Provisão para Reserva Legal	5.446
Lucro Disponível	103.477
(=) Receita de Equilíbrio	1.706.585
TARIFA DE EQUILÍBRIO (**)	
	76,77
INDICADORES DE DESEMPENHO	
Remuneração do Investimento (%)	9,17
Remuneração do Capital Próprio (%)	5,88
Custo Médio Financ./Empréstimos (%)	12,0
MWh/Empregado	3.316
Custo Total/Empregado (R\$ mil)	230,45

* Exclui 42.318 de excesso de benefícios (cf/ PAC) (**) Apenas receita tarifária (não inclui outras receitas no valor de 41.566, consideradas na receita de equilíbrio).

Aplicando o mesmo modelo aos dados de 1997 (projeções do PMEF), com os níveis tarifários atualmente em vigor, o lucro disponível cresce, em 1997, para cerca de R\$ 234 milhões, proporcionando uma remuneração do investimento da ordem de 16,17% e do capital próprio (lucro disponível/patrimônio líquido) de 11,07%.

ANO DE 1997 (*)

RECEITA DE EQUILÍBRIO	R\$ Mil
(+) Despesas Operacionais	1.490.477
Pessoal e Encargos	230.822
Materiais, Serviços e Outros	300.643
Combustível/ Água para Produção	0
Energia Comprada	815.311
Compensação Financeira	4.488
Quota de Reintegração	139.213
(+) Encargos Tarifários	107.096
Quota de Reversão	43.085
Quota para CCC	64.011
(+) Encargos Não Vinculados	54.197
(+) Encargos Gerados – Capitalizados	25.417
(+) Lucro antes do IR e CS	367.966
Provisão para I. Renda	91.992
Provisão para Contribuição Social	29.437

Provisão para Reserva Legal	12.327
Lucro Disponível	234.211
(=) Receita de Equilíbrio	2.045.152
TARIFA DE EQUILÍBRIO	86,94
INDICADORES DE DESEMPENHO	
Remuneração do Investimento (%)	16,17
Remuneração do Capital Próprio (%)	11,07
Custo médio Financ./Empréstimos (%)	12,90
MWh/Empregado	3.393
Custo Total/Empregado (R\$ mil)	244,,02

* Projeção com base nos dados disponíveis em outubro

e). FLUXO DE CAIXA

Em 1996 e em outubro/97, apresentou a seguinte configuração resumida:

ESPECIFICAÇÃO	R\$ mil			
	1996	%	Até Out/97	%
INGRESSOS	2.206.706	100,0	2.122.732	100,0
Receita Operacional Bruta	2.018.884	91,5	1.920.141	90,5
Eletróbrás- Encontro Contas e Juros s/ Empr. Compulsórios	44.558	2,0	4.362	0,2
Rendimento de Operações Financeiras	13.131	0,6	11.889	0,6
Recursos de Terceiros - Empréstimo CSN	31.342	1,4	22.373	1,0
- Captação Recursos	76.605	3,5	142.131	6,7
Outros Recursos	22.186	1,0	21.838	1,0
DESEMBOLSOS	2.105.296	100,0	2.178.327	100,0
Despesas Operacionais	1.259.168	59,8	1.050.227	48,2
Pessoal e Encargos	423.307	20,1	242.249	11,1
Energia Comprada	694.340	33,0	660.408	30,3
Material, Serviços e Outras	141.521	6,7	147.570	6,8
Tributos	343.349	16,3	326.958	15,0
ICMS Recolhido	330.929		319.332	
ICMS - Parcelamento	5.235			
TIP	7.185		7.626	
Impostos e Contr. Social	158.842	7,5	146.671	6,7
Imposto de Renda	83.955		79.746	
Pasep/Cofins	51.169		43.420	
Contribuição Social	21.924		21.216	
Outras Taxas	1.794		2.289	
Encargos - RGR/CCC/Royalties	85.837	4,1	99.904	4,6
Serviço da Dívida	68.677	3,2	117.588	5,4
Fin. Interno	2.347		91.569	
Fin. externo- principal	6.964		12.528	
Fin. externo- encargos	59.366		13.491	
Investimentos	140.366	6,7	159.284	7,3
Outros desembolsos	29.819	1,5	26.284	1,2
Remuneração cap. Próprio	19.238	0,9	251.411	11,5
Variação de caixa	101.410		(55.595)	

Em 1996, do ingresso de recursos, 91,5% teve origem na receita operacional. Em 1997 a participação da receita operacional manteve-se aproximadamente a mesma. Com a privatização, os recursos de terceiros passaram a ter maior participação, saltando de 4,9% para 7,7%.

Do desembolso total, 59,8% foi direcionado às despesas operacionais em 1996, decrescendo para 48,2% em 1997.

O dispêndio volumoso com a remuneração dos acionistas, no montante de R\$ 251,4 milhões, decorre da distribuição de R\$ 92,5 milhões a título de dividendos de 1996, R\$ 88,2 milhões a título de juros sobre capital próprio de 1996 e ao pagamento de dividendos de 1995, não quitados em 1996. A distribuição de juros sobre o capital próprio constitui, na verdade, um recurso engenhoso que permite, além de remunerar os acionistas a este título, reduzir a carga tributária da empresa.

Tributos, impostos e encargos do consumidor, como seria de esperar, vem mantendo, em 1997, a mesma participação relativa no total de dispêndios. Os desembolsos com o serviço da dívida retratam a quitação de obrigações de curto prazo em moeda nacional, através de recursos oriundos de títulos de longo prazo, captados em setembro/97.

Apesar da melhoria de desempenho econômico e da geração operacional de recursos, o nível de investimentos vem mantendo-se pouco superior ao de 1996.

f). ESTRUTURA PATRIMONIAL

Nos 2 últimos exercícios e em 1997, apresenta a seguinte configuração:

ATIVO			PASSIVO				
CIRCULANTE e R.L.P.	1995	18,5%	CIRCULANTE	1995	4,2%		
	1996	22,3%		1996	16,0%		
	1997	23,5%		1997	11,9%		
PERMANENTE		1995 81,5%	EXIGÍVEL L.P.	1995	10,8%		
				1996	77,7%	1996	14,5%
				1997	76,5%	1997	20,2%
		1995 81,5%	PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1995	85,0%		
				1996	77,7%	1996	69,5%
				1997	76,5%	1997	67,9%

(*) 1997 – projeção para o final do exercício

A cisão da LIGHT, ocorrida em 29.01.96, com a transferência para a LIGHTPAR da participação que a empresa detinha na ELETROPAULO, teve como efeitos na estrutura patrimonial:

- redução do ativo circulante - contas a receber da ordem de R\$ 496 milhões
- redução de R\$ 107 milhões no Realizável a Longo Prazo
- redução do Ativo Permanente (participação societária) no montante de R\$ 3.149 milhões
- conseqüente redução no Patrimônio Líquido no valor de R\$ 3.746 milhões.

Adicionalmente, como resultado da Assembléia Geral Extraordinária de 30.12.96, foi aprovada a reversão do saldo da Correção Monetária Especial retroativamente a 01.01.96, com efeito nos saldos do Ativo Imobilizado em Serviço, reduzindo de R\$ 4.084 milhões para R\$ 3.346 milhões, nas Obrigações Especiais, reduzindo de R\$ 260 milhões para R\$ 152 milhões e no Patrimônio Líquido, reduzindo de R\$ 2.956 milhões para R\$ 2.325 milhões.

Como conseqüência das medidas acima relatadas e do ingresso de recursos de curto prazo em setembro/96, cresceu substancialmente a participação relativa do capital de terceiros na estrutura patrimonial da LIGHT remanescente, elevando o grau de endividamento, sobretudo o de curto prazo. Como a rotação do ativo (Receita Operacional

Líquida/ Ativo Permanente) cresceu, em 1996, de 0,19 para 0,61, a empresa poderá vir a usufruir de uma alavancagem financeira importante.

Em 1997 observa-se uma tendência de manutenção da mesma estrutura do ativo. A redução do Passivo Circulante e crescimento do Exigível de Longo Prazo, ou seja, o alongamento do perfil de endividamento, é fruto da contratação de recursos com prazo mais elástico de pagamento, em setembro/97. Do estoque da dívida em 1996, 52,3% (R\$ 534 milhões) concentrava-se no curto prazo e 47,7% (R\$ 486 milhões) no longo prazo. Em 1997, a concentração no curto prazo reduziu para 37% (R\$ 423 milhões), com 63% (R\$ 723 milhões) de Obrigações de Longo Prazo.

g). OBRIGAÇÕES DE CURTO PRAZO

Credor	1996 - R\$ mil	Até Out/97
Energia Comprada	98.143	108.603
Fornecedores (material/serviços)	4.463	13.007
Empréstimos e Financiamentos	93.235	19.549
Tributos e Contribuições Sociais	63.285	72.023
Provisão p/ Litígios e Contingências	23.435	
Encargos do Consumidor	30.098	22.725
Obrigações Estimadas	43.884	105.929
Imposto de Renda		55.737
Folha de Pagamento	28.388	26.326
Outras	23.436	23.866
Remuneração aos Acionistas	169.265	64.800
Fundação Braslight	3.798	
Outras	4.796	16.681
Total	534.340	423.317

Conforme já comentado, é sensível a redução do saldo de empréstimos e financiamentos no curto prazo, em razão da quitação destas operações em 1997, através de operações de longo prazo. Decresce de R\$ 169 milhões para R\$ 64 milhões o saldo da remuneração de acionistas, quitadas integralmente em 1997, restando provisões. Crescem as obrigações estimadas em função do Imposto de Renda. Como resultado global, as obrigações de curto prazo, até outubro/97, decrescem de R\$ 534 milhões para R\$ 423 milhões.

h). OBRIGAÇÕES DE LONGO PRAZO

Em 1996 e em outubro/97, apresentava a seguinte posição:

Item	1996 - R\$ mil	Até Out/97 - R\$ mil
Empréstimos/Financiamentos/Outras:		
Moeda Estrangeira	205.391	348.620
Moeda Nacional	454	1.415
Fundação Braslight	11.964	13.022
Provisão p/ Litígios e Contingências	61.347	
Tributos e Contribuição Social	54.652	191.562
Outras Obrigações	663	
Obrigações Especiais:		
Contribuições de Consumidores	68.933	73.261
Doações e Subvenções	12.744	25.600
Reversão	69.933	69.933

Total	486.081	723.413
--------------	----------------	----------------

Com as alterações ocorridas no estoque da dívida, as obrigações de longo prazo cresceram de R\$ 486 milhões para R\$ 723 milhões, com crescimento de 50%, com reflexos positivos no perfil de endividamento.

Destacam-se as operações com moeda externa que alcançam, no longo prazo, um saldo de R\$ 348 milhões, que tratam da colocação de títulos no mercado externo ("eurobonds" e outros), além de algumas operações mais antigas com o Tesouro Nacional.

Dentre as operações realizadas é destacado o lançamento de títulos no mercado internacional, em setembro/97, pela LIGHT OVERSEAS INVESTMENTS LTD., estabelecida nas Ilhas Cayman. A LIGHT OVERSEAS, na qualidade de tomador, compete captar recursos, sob a garantia da LIGHT Serviços de Eletricidade S.A., até o volume de US\$ 300 milhões, tendo como "dealers" o Banque Paribas e BBA Creditanstalt. Na primeira etapa, foram captados recursos no montante de US\$ 130 milhões, utilizados na amortização de operações de curto prazo.

i). CONTAS A RECEBER - CONSUMIDORES

A inadimplência de consumidores, em outubro/97, atingiu o montante de R\$ 92,6 milhões, assim distribuída:

Classe	30 dias	60 dias	90 dias	acima de 90 dias	SOMA R\$ mil
Residencial	31.877	4.555	3.080	12.946	52.458
Industrial	2.875	267	191	11.814	15.147
Comercial	7.039	1.129	638	3.326	12.132
Rural	50	5	4	12	71
Poderes Públicos	3.314	1.556	1.128	5.043	11.041
Iluminação Pública	348	329	129	972	1.778
Total	45.503	7.841	5.170	34.113	92.627

O valor do contas a receber corresponde a cerca de 0,6 do faturamento/mês, demonstrando uma performance razoável em termos de cobrança. Destaca-se a inadimplência da classe residencial até 30 dias que corresponde a 1/3 da inadimplência total.

j). DADOS RELEVANTES

Perdas e Diferenças - GWh (1996)	4.350
Requisito Total - GWh (1996)	26.039
Preço Médio de Venda (R\$/MWh, em 1996)	76,77
Preço Médio de Venda (R\$/MWh, em 1997)	86,94
Preço Médio de Compra (R\$/MWh, em 1996)	32,13
Preço Médio de Compra (R\$/MWh, em 1997)	35,03
Número de Empregados - 1995	11.170
1996	6.916
1997	6.769
Nível Gerencial e Técnico	2.325
Nível Operacional	3.291

Nível Administrativo	1.153
Ativo Total - R\$ mil (1996)	3.345.909
Patrimônio Líquido - R\$ mil (1996)	2.325.488
Exigível Total - R\$ mil (1996)	1.020.421
Ativo Imobilizado em Serviço- R\$ mil (1996)	2.140.036
Imobilizado em Curso-R\$ mil (1996)	449.187

k). INDICADORES GERENCIAIS

Indicador	1995	1996	1997(*)
Grau de Endividamento (Exig./Patr. Liq.)	0,18	0,44	0,47
Rotação do Ativo (Rec.Op.Liq./At. Perman.)	0,19	0,61	0,56
Remuneração do Investimento (PAC e Maun) %	6,36	8,63	16,66
Energia Vendida - GWh	21.162	21.689	22.970
Perdas Físicas de Energia (%)	15,7%	16,7%	16,2%
MWh por Empregado	1.894	3.136	3.393

(*) *Projeção com base nos dados realizados até outubro/97*

l). CONCLUSÃO

A captação de recursos externos em setembro/97, no montante de US\$ 130 milhões, permitiu a empresa recompor sua liquidez, alongando o perfil de seu endividamento. Do estoque da dívida em 1996, 48% concentrava-se no curto prazo, reduzindo-se para 37% em outubro/97. Os recursos foram captados através do lançamento de títulos no mercado internacional pela LIGHT OVERSEAS.

Sob o aspecto econômico, a concessionária tem se revelado, há alguns anos, como rentável, intensificando o desempenho na nova condição de empresa privada. Em 1997, as despesas operacionais continuam em queda. Com a normalização do processo de ajustes, as despesas de pessoal caíram de R\$ 15,92/MWh para R\$ 10,16/MWh, uma redução da ordem de 36% no custo de pessoal.

Em termos de caixa, 59,8% foi direcionado para as despesas operacionais em 1996, decrescendo para 48,2% em 1997. A queda relativa nos dispêndios com a despesa operacional é fruto dos ganhos de produtividade e ocorreu em benefício da remuneração dos acionistas que cresce de 0,9% para 11,5% em 1997. A LIGHT revela-se extremamente pródiga na distribuição de dividendos e remuneração do capital próprio, tendo desembolsado R\$ 251 milhões, quase 50% do capital social, em 1997.

O nível de investimentos (R\$ 159 milhões até outubro/97) que corresponde a 7,3% dos desembolsos, cresce pouco com relação a 1996, apesar do crescimento expressivo da geração de recursos próprios. As perdas físicas, por sua vez, que cresceram continuamente de 1992 (12,8%) a 1996 (16,7%), voltaram a declinar em 1997, devendo atingir 16,1%.

Conclusão da inspeção técnica e coleta de informações e dados

Tendo em vista as principais constatações / conclusões decorrentes da inspeção técnica, realizada junto a LIGHT, adicionadas aos pontos abordados pelos técnicos integrantes da equipe de inspeção, há que se destacar o empenho quanto à modernização empresarial da concessionária, bem como a busca da maior eficiência na prestação de seus serviços.

A LIGHT vem desenvolvendo ações nas áreas gerencial, técnica, operacional, financeira e administrativa visando a retomada do crescimento empresarial, cujos esforços tem como principais metas a readequação e a capacitação do sistema elétrico para atender aos padrões de qualidades requeridos.

Entretanto, a despeito de todos os esforços dispendidos para garantir a necessária confiabilidade do serviço concedido, foram constatadas várias irregularidades ou inadequações nas áreas de concessão, de qualidade dos serviços e de atendimento ao público, que requerem urgentes ações para a sua normalização, conforme as recomendações constantes deste relatório.

Conforme apontado no presente relatório, depreende-se como elementos de maiores criticalidades os aspectos relacionados com as atividades básicas de engenharia, operação e manutenção do sistema elétrico, bem como do atendimento comercial de consumidores.

Desta forma, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, como órgão do Poder Concedente, deverá determinar à concessionária as adequações e ajustes requeridos para o enquadramento dos serviços prestados, de conformidade com a legislação e a regulamentação pertinente. Deverá também sugerir melhoramentos e aperfeiçoamentos possíveis, identificados na inspeção técnica, visando proporcionar um adequado fornecimento de energia elétrica ao cidadão-consumidor, em qualidade e quantidade suficiente aos seus requisitos.

Além disso, o Órgão Regulador, permanentemente como parte do processo de fiscalização, deverá atribuir plenas atenções às sucessivas reclamações de consumidores e de notícias veiculadas pela mídia, notadamente quanto às freqüentes interrupções do sistema de fornecimento de energia elétrica, bem como os transtornos e prejuízos causados ao mercado atendido pelo concessionário.

Esse panorama tem estreita vinculação e decorrência das irregularidades ou inadequações técnico-operacionais apontadas nos sistemas de suprimento, transmissão e distribuição e nas atividades de operação, supervisão e manutenção dos mesmos, que denota um serviço inadequado aos requisitos de satisfação dos consumidores de energia elétrica da área de atuação da LIGHT.

Elias Assad Ajouz
Coordenador da Equipe de Fiscalização

Walter Pedro Bordini
Área Técnica

Flávio Rogério Vidiri
Área Comercial

Régis Augusto Vieira Martins
Área Comercial

Paulo Richard Pontes
Área de Conces.–Geração

João Carlos Mosimann
Área Econômico-Financeira

Marcelino José da Cruz Filho
Área de Concessão – Distribuição

This document was created with Win2PDF available at <http://www.daneprairie.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.