

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ECONOMIA



DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS DE PROJETOS DE
TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

CASO CHESF

Jeanne de Medeiros Jar



Universidade Federal de Pernambuco

CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS – CCSA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA – PIMES

**ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS DE PROJETOS DE
TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA**

CASO CHESF

POR

Jeanne de Medeiros Jar

RECIFE – PE

2005

Jeanne de Medeiros Jar

ANÁLISE DE DESVIOS DOS RESULTADOS FINANCEIROS DE
PROJETOS DE TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

CASO CHESF

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal de Pernambuco, em cumprimento às exigências para a obtenção do título de **Mestre em Economia**.

Prof. Alexandre Stamford da Silva

Orientador

RECIFE – PE

2005

Jar, Jeanne de Medeiros

**Análise de desvios dos resultados financeiros de projetos de transmissão de rede básica : caso CHESF / Jeanne de Medeiros Jar. – Recife : O Autor, 2005
xviii, 81 folhas : il., fig., tab., quadros.**

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CCSA. Economia, 2005.

Inclui bibliografia e anexos.

1. Economia – Análise de investimentos. 2. Transmissão de energia – Rede básica – Projetos. 3. CHESF – Investimentos – ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) – Estudo comparativo. I. Título.

**330.332.14
332.67**

**CDU (2.ed.)
CDD (22.ed.)**

**UFPE
BC2005-578**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA
PIMES/ PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA**

**PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE DISSERTAÇÃO
DO MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA DE**

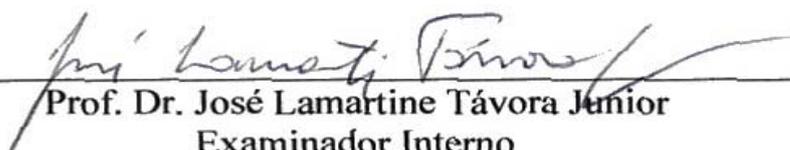
JEANNE DE MEDEIROS JAR

A Comissão Examinadora composta pelos professores abaixo, sob a presidência do primeiro, considera a candidata Jeanne de Medeiros Jar **APROVADA**.

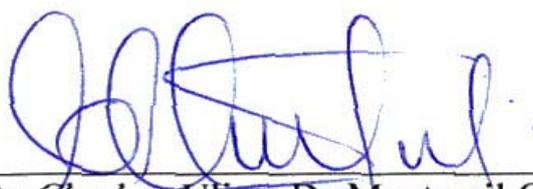
Recife, 05/08/05



Prof. Dr. Francisco de Sousa Ramos
Orientador



Prof. Dr. José Lamartine Távora Junior
Examinador Interno



Prof. Dr. Charles Ulises De Montreuil Carmona
Examinador Externo/PROPAD/UFPE

ANÁLISE DOS RESULTADOS FINANCEIROS DE PROJETOS DE
TRANSMISSÃO DE REDE BÁSICA

CASO CHESF

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao Professor Jean Jar (*in memoriam*), meu pai, meu grande mestre, que se encantou durante o período do meu mestrado.

AGRADECIMENTOS

A Deus Senhor do Universo.

A toda diretoria da CHESF, e em particular ao Superintendente Econômico Financeiro José Ivan Pereira, pela indicação e apoio para que eu pudesse continuar os meus estudos.

Ao meu chefe imediato Crisalvo Couto, pela compreensão e apoio nos dias que tive que me ausentar do trabalho.

Ao professor Alexandre Stamford, pela dedicação, paciência, compreensão, ajuda e orientação no meu trabalho de dissertação.

Aos professores do PIMES, pelo entusiasmo, estímulo e elevado nível de conhecimento.

Aos colegas Ednaldo, Lia Ondina, Murilo, Perez, Rogério e Tarcisio que sempre me incentivaram e ajudaram com palavras de entusiasmo e compreensão.

A todos meus colegas de turma, onde sempre houve uma troca muito boa de conhecimentos, incentivo e energia positiva.

A Patrícia, secretária do PIMES, sempre pronta a nos ajudar.

A minha colega Aldenice, que me ensinou com muita paciência a usar o editor de texto.

A minha mãe Francisca Jar, pelo incentivo que sempre me deu.

Aos meus filhos Danielle, Carlos Eduardo e Marcel, pelo carinho, apoio, torcida e incentivo para que eu continuasse meus estudos.

RESUMO

JAR,J.M. **Análise de desvios e dos resultados financeiros dos projetos de transmissão de rede básica** – caso CHESF. 2005. 81p. Dissertação (Mestrado em Economia) – Centro de Ciências Sociais Aplicadas, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2005.

As empresas precisam ser cada vez mais competitivas, por esta razão mais do que nunca os seus custos devem ser minimizados, e devidamente acompanhados. Por isso, este trabalho tem como objetivo principal acompanhar os investimentos dos projetos de transmissão de rede básica na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), avaliando os desvios existentes no decorrer de todo o processo, ou seja, desde a aprovação do projeto pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, até a conclusão do mesmo. Além da adoção de providências no sentido de tornar o processo ágil e seguro com a definição procedimentos a serem adotados pela empresa, haja vista a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Foram analisadas 24 (vinte e quatro) obras de investimento / empreendimentos que fazem parte da rede básica autorizados e aprovados pela Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).Verificou-se que a maioria dos projetos atrasam pelo menos um ano e meio e que a diferença entre a taxa de retorno da CHESF e da ANEEL é em média 5 %, isto significa que novos cronogramas devem ser estabelecidos e que os cálculos devem ser melhor especificados pela CHESF ou ANEEL.Constatou-se, também, que as normas em vigor não são suficientes para um acompanhamento total do processo. Foi concluído que, por se tratar de um processo complexo que envolve desde Ministério de Minas e Energia até múltiplos órgãos da CHESF, faz-se necessário mapear todo o processo objeto do estudo e por fim, sugere-se que seja implantado um sistema informatizado que consiga rastrear as informações desde o orçamento do investimento até conclusão da obra.

Palavras chave: análise de investimento, estatísticas descritivas.

ABSTRACT

JAR,J.M. Analysis of deviations and financial results in basic energy transmission net projects – CHESF. 2005. 81p. Dissertation (Master's Degree in Economics) – Applied Social Sciences Center, Pernambuco Federal University, Recife, 2005.

Companies need to be every day more competitive, for this their costs should be minimized, and properly measured. This work has, as the major objective, to measure the São Francisco Hydro-Electric Company (CHESF) basic energy net transmission investments, evaluating the process deviations, since the National Electrical Energy Agency (ANEEL) approval to the investment conclusion. Also, adoption of new company procedures to make the process faster and secure are suggested, in view of the reorganization of the Brazilian electrical sector. Twenty four investments workmanships / enterprises that belongs to the basic energy net and were approved by the National Electrical energy Agency (ANEEL) were analyzed. It was verified that the majority of the projects had a delay of, at least, one year and a half and the deviation between the CHESF and ANATEL return taxes has an average of 5 %, it means that new schedule should be taken, and the calculations should be more specified by CHESF or ANEEL. It was also noted that the norms actually adopted are not sufficient to a full accomplish of the process. It was concluded that, for being a very complex process, which involves from the Mines and Energy Ministry until many sectors of the company, it's necessary to map all the process in study. A implantation of a informatical system that saves all the information, from the budget to the conclusion of the workmanship is suggested.

Key words: investment analysis, descriptive statistics.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	vii
RESUMO.....	viii
ABSTRACT.....	ix
LISTA DE QUADROS	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABELAS	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	xv
CONCEITOS.....	xvii
CAPÍTULO 1.....	01
INTRODUÇÃO.....	01
CAPÍTULO 2.....	03
OBJETIVOS.....	03
2.1 Objetivo Geral.....	03
2.2 Objetivos Específicos.....	03
2.3 Metodologia	04
CAPÍTULO 3	
HISTÓRICO.....	08
	08
3.1 Marcos Legais Regulatórios.....	09
3.2 Segmentação das Atividades Do Setor Elétrico.....	10
3.3 Novas Alterações do Setor.....	11
3.4 Principais Tópicos do Modelo Proposto.....	12
3.5 Início das Reformas.....	12
3.6 Legislação e Regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro.....	13
3.7 A Chesf.....	14
3.8 Perfil da Chesf.....	15
3.9 Organograma da Chesf.....	18
CAPÍTULO 4.....	19
OS CAMINHOS DOS PROJETOS E OS PROBLEMAS DA ATUAL LEGISLAÇÃO.....	19
4.1 Ambiente Externo.....	19
4.2 Novo Cenário Do Setor.....	21
4.3 Ambiente Chesf.....	22
4.4 Normativos Existentes Desatualizados.....	22
4.5 Normas Atuais.....	23

CAPÍTULO 5.....	29
ESTUDO DE CASO.....	29
5.1 Organização dos Dados.....	31
5.2 Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).....	32
5.3 Orçamento do Investimento	34
5.4 Custos.....	35
5.5 Demonstrativo de Resultado Do Exercício (DRE).....	37
5.6 Depreciação.....	39
5.7 Encargos da Transmissão.....	40
5.8 Fluxo de Caixa.....	41
5.9 Cálculos de Rentabilidade.....	44
5.10 Estatísticas Descritivas.. ..	48
5.10.1 Atraso entre a data informada da conclusão da obra até agosto de 2004.....	48
5.10.2 VPL ANEEL.....	51
5.10.3 Diferença entre TIR CHESF e TIR ANEEL.....	54
5.11 Indicadores Gerenciais.....	55
5.11.1 Objetivo.....	55
5.11.2 Mapeamento dos Processos.....	56
5.11.3 Utilização de Indicadores.....	56
CAPÍTULO 6	58
CONCLUSÕES, COMENTÁRIOS E SUGESTÕES.....	58
6.1 CONCLUSÃO.....	58
6.2 INDICADORES SUGERIDOS.....	60
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61
ANEXO A -.Organograma e descrição das Siglas dos Órgãos da Diretoria Administrativa.....	65
ANEXO B - Organograma e Descrição das Siglas dos Órgãos da Diretoria de Engenharia.....	69
ANEXO C - Organograma e Descrição das Siglas dos Órgãos da Diretoria Financeira.....	73
ANEXO D - Organograma e Descrição das Siglas dos Órgãos da Diretoria de Operação.....	75

LISTA DE QUADROS

QUADRO 2.1 – Monitoramento do processo.....	pág.07
QUADRO 3.1 – Regulamento do setor elétrico.....	pág. 14
QUADRO 3.2 – Perfil da CHESF.....	pág.16
QUADRO 3.3 – Linhas de transmissão.....	pág.17
QUADRO 3.4 – Sistema de transmissão.....	pág.17
QUADRO 5.1 – Custo do empreendimento.....	pág.36

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – Curtose.....	pág. 05
FIGURA 2.2 – Assimetria.....	pág. 05
FIGURA 3.1 – Segmentação do setor elétrico.....	pág 10
FIGURA 3.2 – Estrutura institucional.....	pág. 11
FIGURA 3.3 – Organograma CHESF.....	pág.18
FIGURA 4.1 – Processo de elaboração e encaminhamento PAR.....	pág. 20
FIGURA 4.2 – Fluxograma IN-DF-08.002.....	pág. 25
FIGURA 5.1 – Histograma do atraso entre a data de conclusão da obra, até agosto/2004.....	pág. 48
FIGURA 5.2 - Histograma do atraso entre a data de conclusão da obra, até agosto/2004 (sem outliers)	pág. 49
FIGURA 5.3 – Histograma do VPL ANEEL.....	pág.51
FIGURA 5.4 – Histograma da diferença da TIR CHESF e TIR ANEEL.....	pág.53

LISTA DE TABELAS

TABELA 5.1 – Cálculo da receita anual permitida.....	pág. 37
TABELA 5.2 – Demonstração de resultados.....	pág. 38
TABELA 5.3 – Parâmetros utilizados.....	pág. 38
TABELA 5.4 – Percentuais adotados.....	pág. 40
TABELA 5.5 – Modelo ANEEL.....	pág. 42
TABELA 5.6 – Quadro de projetos analisados.....	pág. 45
TABELA 5.7 – Quadro de projetos analisados com a respectiva resolução..	pág. 45
TABELA 5.8 – Acompanhamento de custos.....	pág. 47
TABELA 5.8 – Estatística descritiva do atraso entre a data de conclusão da obra até agosto/2004.....	pág. 50
TABELA 5.9 – Estatística descritiva do VPL ANEEL.....	pág. 59
TABELA 5.10 – Estatística descritiva da diferença entre a TIR CHESF e TIR ANEEL.....	pág. 54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CHESF – Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
- CPST – Contrato de prestação de serviços de transmissão
- CUST – contrato de uso do sistema de transmissão
- CCT – contrato de conexão ao sistema de transmissão
- COELBA – Companhia Energética da Bahia
- COSERN – Companhia Energética do Rio Grande do Norte
- COELCE – Companhia Energética do Ceará
- CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente.
- EADP – Encaminhamento para Aprovação da Diretoria Plena
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- ECEE - Empresa de Comercialização de Energia Elétrica
- ENERGIPE – Empresa de Energia Elétrica de Sergipe
- IGP-M – Índice Geral de Preços do Mercado
- MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
- MMA – Ministério do Meio Ambiente
- MME – Ministério das Minas e Energia
- O&M – Operação e Manutenção
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PDET – Programa Determinativo da Expansão da Transmissão.
- PAR – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica.
- RBNI – Rede Básica Novos Investimentos
- RAP – Receita Anual Permitida

CONCEITOS

Amortização do capital próprio: é a parcela da depreciação vinculada ao capital próprio;

Amortização: é a redução gradual de uma dívida por meio de pagamentos periódicos;

Amortização de capital de terceiros ou dívida: é a parcela da depreciação vinculada ao capital de terceiros;

Fluxo de caixa operacional líquido: é igual ao lucro líquido mais à depreciação;

Ativo Permanente: são os bens de permanências duradouras, destinadas ao funcionamento normal da empresa e de seus empreendimentos;

Ativo imobilizado em curso: são os bens adquiridos de permanência duradoura, destinados ao funcionamento normal da empresa e de seu empreendimento que ainda não se encontram em operação;

Ativo imobilizado em serviço: são os bens de permanência duradoura, destinados ao funcionamento normal da empresa e de seu empreendimento que já se encontram em operação;

COFINS: é um imposto de contribuição para financiamento de seguridade social, é calculado sobre o faturamento da empresa;

CPMF: corresponde a tributos federais calculados sobre a movimentação financeira;

Depreciação: corresponde a perda do valor dos bens físicos sujeitos a desgastes ou perda de utilidade;

Despesas Operacionais: é a despesa com a operação e manutenção, mais à depreciação;

ISS: é um imposto sobre serviços de qualquer natureza, que tem como fato gerador, a prestação dos serviços por empresas, ou profissionais com ou sem estabelecimento fixo;

Lucro bruto: é a receita líquida menos as despesas operacionais;

Lucro líquido: é igual ao lucro bruto menos os tributos;

Lucro tributável: é o lucro bruto menos os juros da remuneração do capital de terceiros ou dívida;

Ordem em Curso (OC): representa um processo de registro, acompanhamento e controle para apuração de custos dentro do sistema patrimonial;

Ordem de compra (ODC): representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores e será utilizada para apuração de custos referentes à aquisição de bens (material, matéria-prima, insumos, equipamentos, etc.);

Ordem de imobilização (ODI): representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração de custos do acervo em função do serviço público de energia elétrica;

Ordem de serviço (ODS): representa um processo de registro, acompanhamento e controle de valores, que será utilizada para apuração de custos referentes aos serviços executados para terceiros ou para a própria concessionária e permissionária;

Orçamento: é a previsão limitadora das quantias monetárias que devem ser utilizadas como despesas e receitas, ao longo do período determinado;

PASEP: é um imposto de contribuição destinado ao programa de formação do patrimônio do servidor público e é calculado sobre o faturamento da empresa;

PROCONS: Os PROCONS são órgãos estaduais e municipais de defesa do consumidor, criados, na forma da lei, especificamente para este fim, com competências, no âmbito de sua jurisdição, para exercitar as atividades contidas no CDC e no Decreto nº 2.181/97, visando garantir os direitos dos consumidores;

Receita Anual Permitida (RAP): é a receita autorizada pela ANEEL, mediante resolução, pela disponibilização das instalações do sistema de transmissão;

Receita Bruta da Transmissão: é uma entrada para o ativo da empresa, sob forma de dinheiro;

Receita líquida: é a receita bruta de transmissão, menos os encargos;

Reserva Global de Reversão (RGR): quota anual para constituição de reserva global de reversão é um tributo federal, com finalidade de prover recursos para revisão, emancipação e melhoria dos serviços públicos de energia.

CAPÍTULO 1

Introdução

O estudo da análise de desvios e dos resultados financeiros dos projetos de transmissão de rede básica teve como principal motivação as mudanças advindas da nova concepção de empresas de energia elétrica, mais especificamente a criação de concorrência no setor elétrico.

Com o aumento da competitividade, os custos e os processos necessitam de medidas precisas. Os processos de investimento sempre foram criados, avaliados, aprovados e implementados sem, contudo a forma, os critérios, os custos, o fluxograma de etapas e outros detalhes, estarem de acordo com as normas estabelecidas. Essa já era nossa impressão e foi confirmada nas análises das legislações.

A avaliação do retorno de um investimento é a etapa que corrobora ou contradiz a boa aplicação de todo esforço financeiro dispensado no empreendimento. Para que se possa medir esse retorno, é necessário entender o processo de aprovação dos projetos de investimento. Tratou-se aqui de um caso particular: o dos investimentos em rede básica.

A rede básica é a rede utilizada para transportar grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo e é constituída por linhas de transmissão e subestações com tensão superior ou igual a 230 kV (ONS, 2004).

A primeira grande dificuldade encontrada, na tentativa de medir o retorno, foi a recente reforma do setor, onde os procedimentos a serem adotados estão em fase de implementação. Contudo, os investimentos que serão acompanhados e serão objetos de estudo, foram autorizados ainda com a adoção de procedimentos anteriores à nova reformulação do setor elétrico.

Desta forma, a análise levou em consideração as normas em vigor da época, após a resolução da ANEEL nº 166 de 31 de maio de 2000, quando houve a primeira grande mudança do setor elétrico no país. Entretanto, uma análise das normas atuais foi feita, já com o intuito de identificar lacunas no seguimento dos processos que compromete a avaliação e composição dos custos.

Esta dissertação é composta por seis capítulos. No Capítulo 1 temos uma breve introdução do trabalho, assim como a sua motivação. Nele também está uma breve descrição dos capítulos que compõem a dissertação. No Capítulo 2 são apresentados os objetivos, é feita uma rápida exposição das estatísticas descritivas e apresenta-se a metodologia utilizada. O capítulo 3 apresenta o histórico da empresa e do setor elétrico no país. O Capítulo 4 trata dos antecedentes, ou seja, o problema que é objeto de estudo e a sua localização no contexto da empresa e do setor elétrico. O Capítulo 5 apresenta o estudo de caso contendo dados obtidos junto à empresa para a detecção e tratamento dos problemas encontrados, assim como a análise dos mesmos usando-se métodos matemáticos, de gestão de informação e estatísticos. O Capítulo 6 traz as conclusões do trabalho, assim como comentários e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO 2

Objetivos

Neste Capítulo expõem-se os objetivos geral e específico desta dissertação, além de trazer algumas definições da estatística descritiva utilizadas no decorrer do trabalho. Os objetivos específicos consistem nos passos intermediários para se atingir o objetivo principal ou geral.

2.1 Objetivo Geral

O objetivo principal da dissertação é o de avaliar os projetos de investimento de rede básica, concluídos e aprovados, assim como os desvios temporais entre a situação planejada e a situação realizada dos mesmos.

2.2 Objetivos Específicos

- ◆ Esclarecer os procedimentos ora adotados no setor elétrico para aprovação de projetos de investimento na transmissão em rede básica;
- ◆ Identificar os desvios dos procedimentos ora adotados, utilizando modelos estatísticos;
- ◆ Levantar os dados de investimentos dos projetos analisados;
- ◆ Calcular as rentabilidades dos projetos finalizados e em andamento;
- ◆ Sugerir medidas corretivas através da criação de indicadores gerenciais, inclusive com proposta de implantação de um sistema que proporcione a condição de acompanhar todo o processo de acompanhamento de custos dos

investimentos, desde a sua concepção até o encerramento da obra propriamente dita.

2.3 Metodologia

Antes de se proceder à análise dos passos que foram dados, faz-se necessário definirmos alguns conceitos de estatística descritiva.

- a) Média: é a soma de todos os resultados dividida pelo número total de casos, podendo ser considerada como um resumo da distribuição como um todo;
- b) Mediana: é o valor da série ordenada e está localizada numa posição equidistante dos extremos dos elementos da série;
- c) Moda: é o valor da série que mais se repete, isto é, o que tem a maior frequência;
- d) Variância: é a soma dos quadrados dos desvios de cada ponto em torno da média aritmética. Caracteriza a dispersão potencializando as diferenças, que é o desvio padrão ao quadrado;
- e) Desvio Padrão: é a raiz quadrada da variância;
- f) Curtose: é o grau de achatamento de uma distribuição considerado normalmente em relação a uma normal.

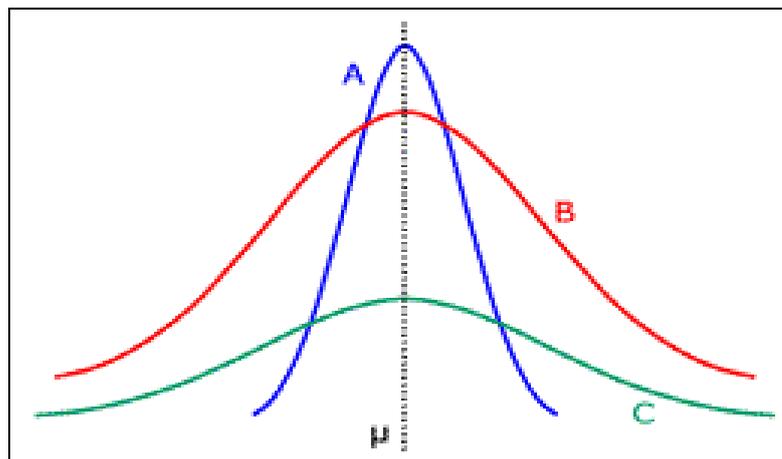


Figura 2.1 – Curtose (Fonte: Space Engenharia)

A figura 2.1 representa a curtose onde a curva (A) positiva mais “afunilada” que a normal padrão (B) e negativa, uma curva (C) mais "achatada" quando se aproxima mais do zero. Pode-se dizer também que a curtose é uma medida que caracteriza o "achatamento" da curva da função de distribuição.

g) Assimetria: é o grau de desvio, ou afastamento da simetria de uma distribuição;

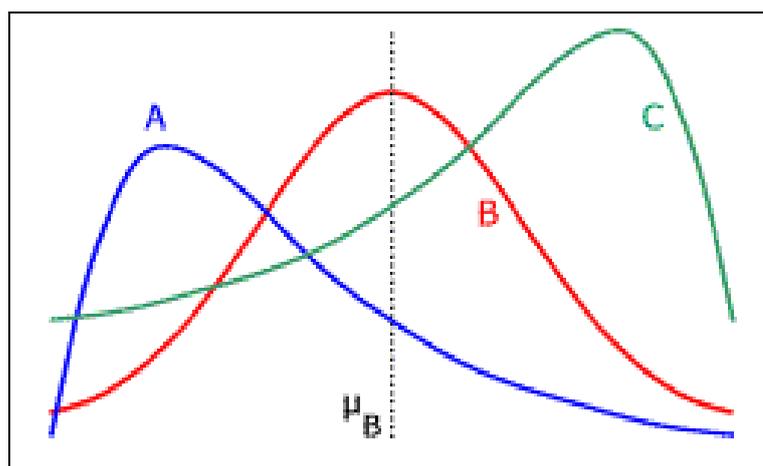


Figura 2.2 – Assimetria (Fonte: Space Engenharia)

Quando a distribuição é simétrica, a mesma tem assimetria nula, como na curva (B) da Figura 2.2. Assimetria negativa significa valores concentrados à esquerda, como na curva (A) e em geral, a média é menor que a mediana. A assimetria positiva significa

valores concentrados à direita, como na curva (C), e em geral, a média é maior que a mediana;

- h) Intervalo (range): é uma medida de variação e informa em que faixa se encontra os valores da amostra, desde o menor;
- i) Máximo: é o maior valor da amostra;
- j) Mínimo: é o menor valor da amostra;
- k) Soma: é a adição de todos os valores da amostra e a contagem é o tamanho da amostra;
- l) Histograma: é uma forma de representação gráfica da distribuição de frequência através de colunas ou barras. É a ferramenta básica para o Controle Estatístico do Processo e para o Controle Estatístico da Qualidade;
- m) Outliers: são pontos em uma amostra que apresentam uma grande disparidade do resto dos dados, por apresentarem valores muito maiores ou muito menores do que os outros; (Lapponi, 2000).

Para dar-se início ao trabalho foi realizada, primeiramente, uma pesquisa documental dentro do setor elétrico e na própria CHESF. “A pesquisa documental é a fonte de coleta de dados restrita a documentos, escritos ou não, constituindo o que se denomina de fontes primárias”. (MARCONI e LAKATOS, 2002, pág 62).

Visando se observar os pontos em que é possível se fazer melhorias no sistema de gerenciamento da empresa foram dados os seguintes passos:

- ◆ Levantamento de dados;
- ◆ Tratamento dos dados, visando eliminar dados sem importância e *outliers*, que são observações anormais, extremas;
- ◆ Análise estatística dos dados, através de ferramentas tais como histogramas e medidas de tendência central;
- ◆ Análise dos instrumentos normativos da empresa, assim como do Manual de Ampliação e Reforma da ANEEL visando explicitar os procedimentos adotados;

- ◆ Cálculo para trazer os investimentos para o valor presente, assim como cálculo da taxa interna de retorno, objetivando verificar a rentabilidade dos investimentos.
- ◆ Medidas de monitoramento.

O quadro 2.1 – Medidas de monitoramento contém os efeitos sobre os objetivos de desempenho quando não devidamente acompanhadas.

Quadro 2.1 – Medidas de monitoramento

Medidas Monitoradas do Projeto/Empreendimento	Principal objetivo de desempenho afetado
Custos excedem o orçamento	Custo
Baixo fluxo de caixa	Custo
Mudanças nos preços do fornecedor	Custo
Falhas de inspeção	Qualidade, tempo, custo
Erros em informação	Qualidade, tempo, custo
Atrasos de fornecedores	Tempo , custo
Atividades não iniciadas no prazo previsto	Tempo, custo
Atividades não concluídas no prazo previsto	Tempo e custo

Fonte: SLACK, CHAMBERS, JOHNSTON, 2002, elaborado pela autora.

Identificaram-se ao longo do estudo que existem na CHESF sistemas informatizados, porém, sem troca de informações entre eles, por esta razão foi sugerido o mapeamento dos processos, a implantação de um sistema para a realização do interfaceamento entre os diversos sistemas da empresa, e a criação de indicadores gerenciais, para que seja possível o acompanhamento eficiente e eficaz do processo da análise de investimento, desde o início da solicitação da abertura do centro de custo até a conclusão do empreendimento.

CAPÍTULO 3

Histórico

Esse capítulo apresenta um pouco de história para que se possa ter noção da relevância do trabalho e de seu posicionamento no tempo e no espaço. Serão vistas as alterações do setor elétrico, sua legislação e a organização da CHESF.

O modelo institucional do setor elétrico brasileiro que vigorava desde 1964 ficou praticamente inalterado por três décadas. Já na década de 80 começou a ficar impraticável pelos seguintes problemas (MME, 2004):

- a) Crise financeira que inviabilizou a expansão da federação;
- b) Uso político das empresas de energia, e conseqüentemente uma má gestão;
- c) Inexistência de um regime regulatório eficaz, uma vez que não fazia sentido e conseqüentemente não existia, um órgão regulador;
- d) Sistema tarifário baseado no custo do serviço e da remuneração garantida, controlado pelo governo, que invalidou alguns custos incorridos das empresas trazendo prejuízos para as concessionárias;
- e) Inadimplências entre as concessionárias;
- f) Paralisação das obras de expansão que elevaram os riscos de déficit de energia e as restrições na transmissão;
- g) Sendo o Brasil um país continental e com elevadas taxas de crescimento de demanda, somando-se ainda a falta de investimento no setor elétrico, o parque hidráulico nacional passou a operar no limite da sua capacidade, e por falta de recursos necessários para promover expansão do mesmo, foi introduzida uma reforma, onde se iniciou a abertura ao capital privado. (MME, 2004).

3.1 Marcos Legais Regulatórios

Na década de 90, foi iniciada a reforma do Setor Elétrico, com a edição da Lei 8.631, em 1993.

No ano de 1995, foi sancionada a Lei 8.987/95 a Lei das Concessões, que propiciou a ampliação da participação do capital privado no setor elétrico, e introduziu a competição na construção de novos projetos por meio de licitações de concessões.

Em 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio da Lei 9.427 de 26 de dezembro de 1996, que tem como atribuições: regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, inclusive no que se refere à adequação técnica, econômica e financeira de projetos de geração e transmissão de energia elétrica (ANEEL, 2004).

Foi criado em 1998, o Operador Nacional de Sistema (ONS), com a finalidade de operar o Sistema Interligado Nacional (SIN) e administrar a rede básica de transmissão de energia em nosso país. O ONS atua como sociedade civil de direito privado sem fins lucrativos e opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios nos procedimentos de rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL (ONS, 2004.).

No ano de 2002 o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), uma empresa de direito privado, submetida à regulamentação por parte da ANEEL, foi criada através da Lei nº 10.433 de 24 de Abril de 2002, em substituição à antiga estrutura da Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE).

O MAE era o responsável por todas as atividades requeridas à administração do Mercado, inclusive financeiras, contábeis e operacionais, sendo as mesmas reguladas e fiscalizadas pela ANEEL.

3.2 Segmentação das Atividades do Setor Elétrico

As atividades do setor elétrico foram segmentadas em Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, onde as atividades da geração e comercialização são exercidas em caráter competitivo de natureza privada, e, como a transmissão e distribuição tratam-se de monopólios naturais, são concessões de serviço público. A segmentação das atividades do Setor Elétrico passou a ser realizada da forma que pode ser observada nas Figuras 3.1, 3.2 e ainda a legislação e regulamentação, no Quadro 3.1.

A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato com duração de 30 anos. As cláusulas estabelecem que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamentos por qualquer razão, melhor será a sua receita (ANEEL, 2005).

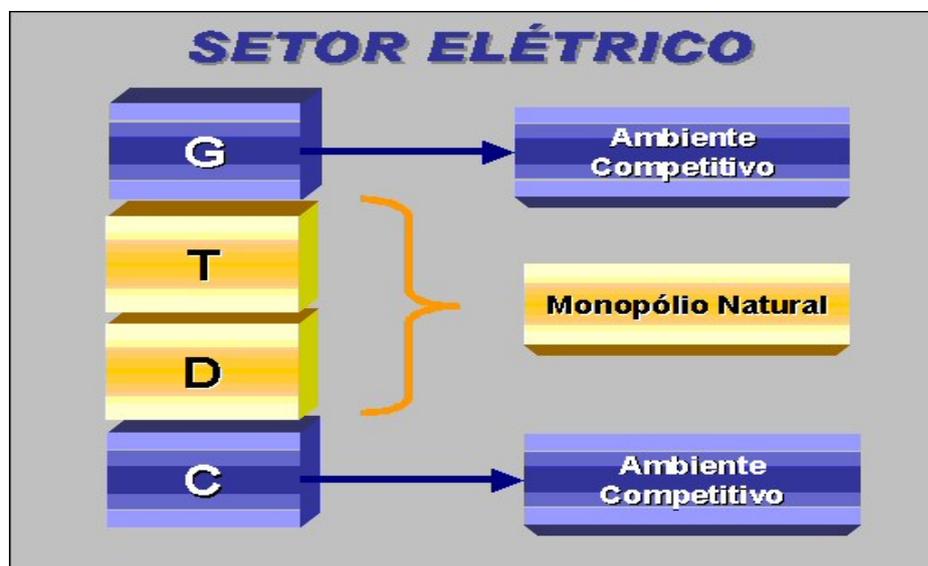


Figura 3.1 - Segmentação do setor elétrico – Fonte: ANEEL, adaptado pela autora.

Neste cenário também faz parte a instituição de entidades especializadas para executar as funções de regulação, planejamento da expansão, operação e financiamento do setor, conforme descrito na Figura 3.2.

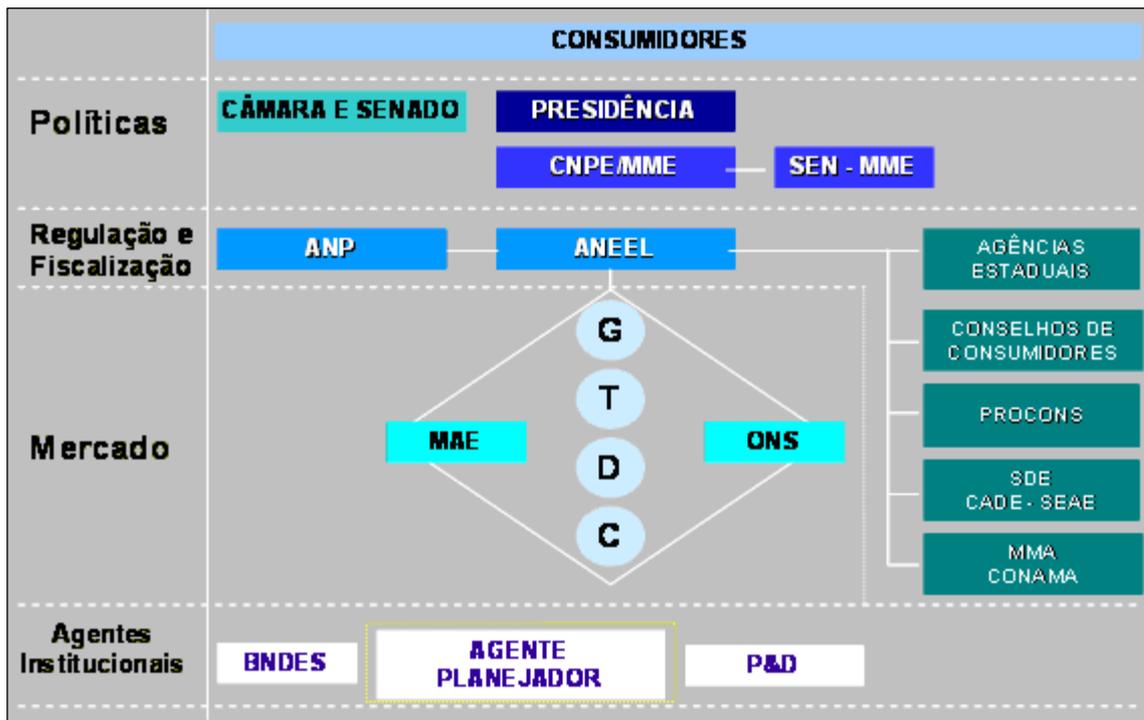


Fig. 3.2 – Estrutura Institucional - Fonte: ANEEL, adaptado pela autora.

3.3 Novas Alterações do Setor

O Ministério de Minas e Energia (MME) em julho de 2003 publicou uma “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”.

a) O modelo proposto teve por objetivo:

- ◆ Garantir a segurança de suprimento de energia elétrica;
- ◆ Promover a modicidade tarifária, por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados;
- ◆ Promover a inserção social no Setor Elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento. (MME, 2004).

3.4 Principais Tópicos do Modelo Proposto

- a)Segurança de suprimento;
- b)Modicidade tarifária;
- c)Ambientes de contratação e competição na geração;
- d)Contratação de nova energia em ambiente de contratação regulado (ACR);
- e)Contratação de energia existente no ACR;
- f)Consumidores livres;
- g)Acesso a novas hidrelétricas por produtores independentes de energia;
- h)Novos agentes institucionais.

3.5 Início de Novas Reformas.

Em março de 2004, o governo atual iniciou novas reformas no setor elétrico e foram criados novos agentes institucionais quais sejam:

- a)Empresa de Pesquisa Energética (EPE): Empresa pública autorizada pela Lei 10.847, de 15 de março de 2004, com o objetivo principal de desenvolver os estudos necessários ao exercício, e tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras, (MME, 2004).
- b) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): instituição autorizada pela lei 10.848, de 15 de março de 2004, sucedeu ao Mercado Atacadista de Energia - MAE, incorporou as estruturas organizacionais e operacionais relevantes, em particular a contabilização e a liquidação de

diferenças contratuais no curto prazo, além de assumir o papel de administrador dos contratos de compra de energia para atendimento aos consumidores regulados, (MME, 2004).

- c) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): autorizado pela lei 10.848, de 15 de março de 2004, instituído no âmbito MME, com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento eletro-energético em todo território nacional.

3.6 Legislação e Regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro.

No quadro 3.1, contém a regulamentação e legislação do setor elétrico em ordem cronológica, a partir da década de 90.

Quadro 3.1 - Regulamento do Setor Elétrico (elaborado pela autora)

DATA	N. DOCUMENTO	OBJETO
Março/1993	Lei 8631	Reorganização econômica de desigualização tarifária
Fev/1995	Lei 8987 ¹	Lei geral das Concessões
Jul/1995 ¹	Lei 9074 ²	Lei de concessões para o Setor Elétrico
Set/1995	Decreto 2003	Regulamenta a produção independente e a autoprodução
Dez/1996	Lei 9427	Criação da ANEEL
Out/1997	Decreto 2335	Organização da ANEEL
Dez/1997 ²	Portaria DNAEE 466	Regula condições de fornecimento
Mar/1998	Lei 9648	Cria o MAE e o ONS
Jul/1998	Decreto 2655	Regula o MAE e ONS
Out/1998	Res. ANEEL 318	Regula o processo punitivo
Mai/1999	Res. ANEEL 166 e 167	Estabelecem a composição da Rede Básica e receitas permitidas.
Março/2000	CPST,CUST,CCT	Assinaturas de contratos
Junho/2001		Assinaturas de concessões da transmissão
Março/2002	Lei 10.438	Acordo Geral do Setor e leilões de geradoras
Agosto/2002	MP 64	Leilões de compra de energia e fim dos contratos de fornecimento
Março/2004	Lei 10.847	Cria a Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Março/2004	Lei 10.848	Cria a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico)

3.7 A CHESF

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF, é subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS), foi criada pelo Decreto Lei n.º 8.031, de 03 de outubro de 1945, e constituída na 1ª Assembléia Geral de Acionistas, realizada em 15 de março de 1948. É uma sociedade de economia mista, aberta, sendo seu maior acionista o Governo Federal, através da Eletrobrás que detém 100% do seu

capital votante. É uma empresa de serviços públicos com contas a prestar à sociedade brasileira.

A CHESF possui um sistema de geração hidrotérmico, com predominância de usinas hidráulicas, que são responsáveis por percentual superior a 95% da produção total. O sistema de transmissão abrange os Estados de Alagoas, Bahia, Ceará, Paraíba, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe, com 18.273 km de linhas de transmissão, em alta e extra alta tensão - 138, 230 e 500 mil volts e 93 subestações. Integrante do Sistema Elétrico Brasileiro Interligado, a CHESF faz intercâmbio de energia com todos os demais sistemas - Norte, Sul e Sudeste / Centro-Oeste, e é hoje a maior geradora e transmissora de energia elétrica do país.(CHESF, 2004).

3.8 Perfil da CHESF

Para que o leitor tenha uma idéia, do tamanho e importância da CHESF no setor elétrico brasileiro, nos quadros 3.2, 3.3 e 3,4 a seguir será mostrado o perfil da empresa.

Quadro 3.2 Perfil da CHESF – Fonte: CHESF

Número de empregados	5.569 (dez 2003) 5.618 (out/2004)
Área principal de atendimento (NE)	Mais de 1 milhão de km ² , cerca de 15% do Brasil
População atendida (NE)	50 milhões de habitantes
Capacidade instalada	10.737 MW
Produção de energia	40.989 GW/h (2003)
Energia comercializada	50.960 GW/h (2003)
Total de venda de energia por estado	Maranhão (0,3%), Piauí (4,3%), Ceará (11,8%), R.G. do Norte (6,8%), Paraíba (6,4%), Pernambuco (19,5%), Alagoas (7,8%), Sergipe (5,1%), Bahia (30,5%), Goiás (1,0%), Minas Gerais (0,9%), Rio de Janeiro (2,0%), São Paulo (2,9%), Santa Catarina (0,2%), R.G. do Sul (0,3%), Paraná (0,2%).
Clientes/Empresas Distribuidoras de Energia	16
Clientes/Empresas Consumidoras Industriais de Energia	25
Clientes/Empresas Comercializadoras de Energia	8
Linhas de transmissão	Mais de 18 mil km em 500, 230, 138 e 69 kV
Patrimônio líquido	R\$ 10 bilhões e 242 milhões (dez/2003)
Receita Operacional Bruta	R\$ 3 bilhões e 467 milhões (dez/2003)
Receita Operacional Líquida	R\$ 3 bilhões e 88 milhões (dez/ 2003)

Quadro 3.3 - Linhas de Transmissão –Fonte: CHESF

Extensão:	425.5 km
Quantidade de estruturas:	1.984
Extensão:	383.9 km
Quantidade de estruturas:	1.697
Extensão:	12.408.5 km
Quantidade de estruturas:	31.985
Extensão:	5.121.5 km
Quantidade de estruturas:	10.791
Extensão Total:	18.339.4 km

Quadro 3.4 – Sistema de Transmissão – Fonte: CHESF

Sistema de Transmissão:					
	7	4	50	18	79
Elevadoras de Usina:	4	1	6	4	15
Total de Subestações:	11	5	56	22	94

3.9 ORGANOGRAMA DA CHESF

A CHESF possui uma estrutura organizacional formal e verticalizada, como pode ser visto na figura 3.1.

Para que o leitor tenha uma idéia, do tamanho e importância da CHESF no setor elétrico brasileiro, serão mostrados nos organogramas contidos nos anexos A, B, C e D. os organogramas abertos por Diretoria.

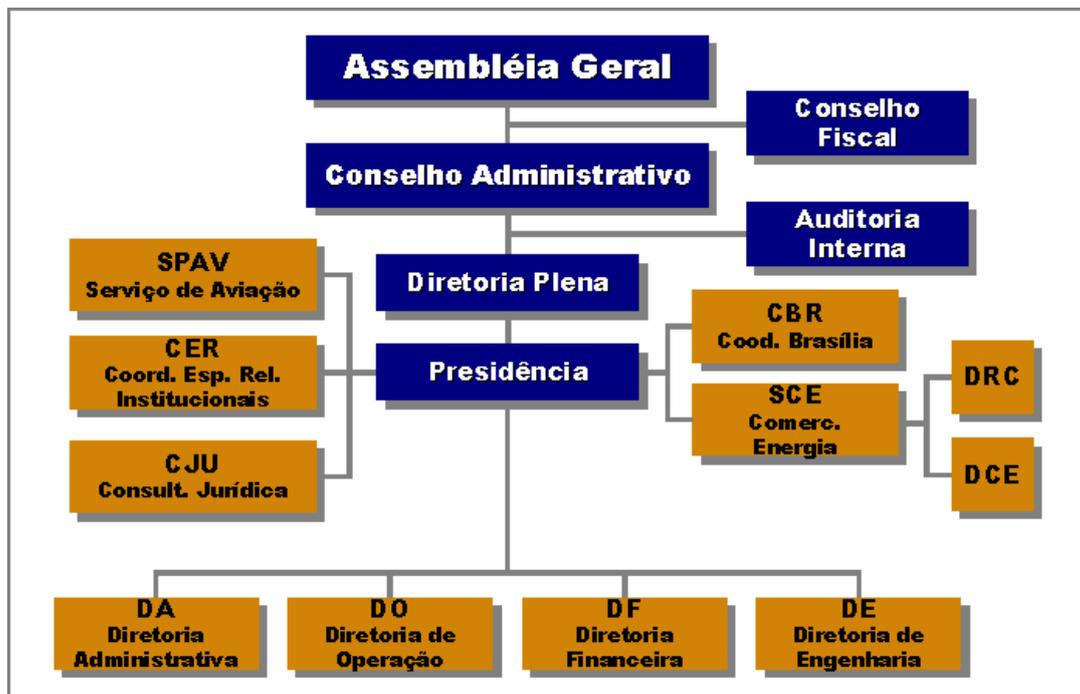


Figura 3.3 – Organograma - Fonte: CHESF

CAPÍTULO 4

Os Caminhos dos Projetos e os Problemas da Atual Legislação

O capítulo anterior explorou a visão histórica, neste capítulo serão destacados onde o tema se insere e porque este deve ser tratado. Um destaque especial é dado a legislação em vigor e a sua falta de fluxo, impedindo uma análise comparativa dos procedimentos adotados com os que deveriam ser adotados.

4.1 Ambiente Externo

A Companhia Hidrelétrica do São Francisco - CHESF, na condição de concessionário de serviço público de energia elétrica, tem suas atividades controladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Esta, por sua vez, implementa políticas do governo federal para o Setor Elétrico Nacional e exerce o controle efetivo sobre a atuação da Empresa.

Por esta razão, todo o projeto de investimento na transmissão de energia elétrica precisa ser autorizado e aprovado pela ANEEL. Porém, para que a ANEEL aprove quaisquer projetos de ampliação e reforços de rede básica sem licitação que estão contidos no Plano de Ampliações e Reforços na rede básica (PAR), que é o objeto do nosso trabalho, submete primeiro à análise e aprovação do Ministério de Minas e Energia (MME) por meio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Como esta se trata de uma alteração muito recente no setor elétrico, os procedimentos propriamente ditos ainda se encontram em fase de ajustes. Os investimentos que serão aqui analisados

antecederam a reforma atual do governo, e o contrato de concessão que celebraram a união e a CHESF, será respeitado. A Figura 3.3 traz uma representação do processo de aprovação do plano de ampliação e reforços na rede básica.

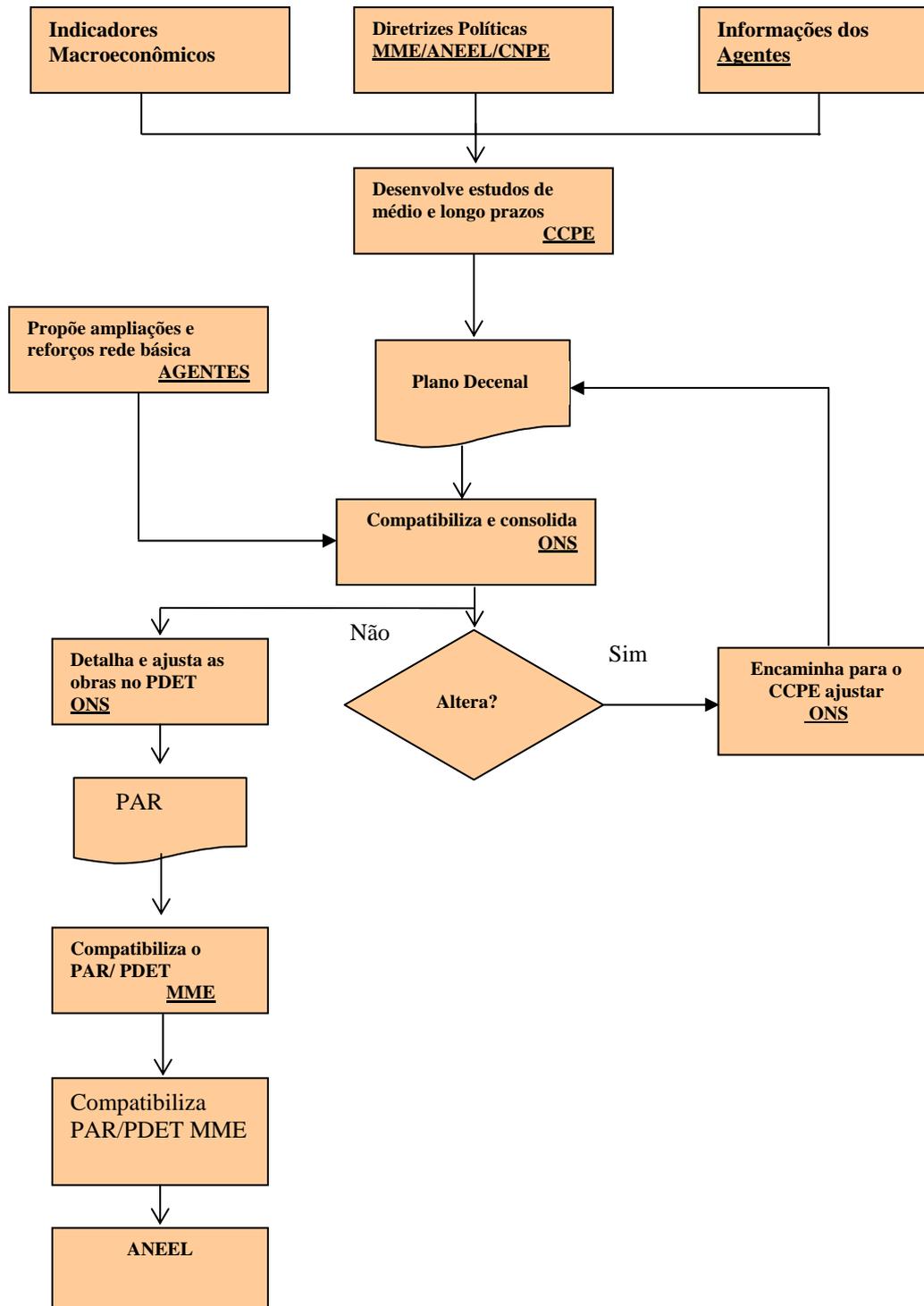


Figura 4.1 - Processo de Elaboração e Encaminhamento do PAR (Fonte: ONS),

elaborado pela autora.

Quando o projeto é aprovado, a ANEEL estabelece valores de parcelas de receita anual fixa em dois patamares: um maior do 1º ao 15º ano e a metade da receita solicitada do 16º ao 30º ano, pela disponibilização da transmissão de energia elétrica em subestações e Linhas de Transmissão, que integram o sistema de transmissão – Rede Básica da Companhia Hidrelétrica do São Francisco.

Portanto, os valores serão considerados durante os primeiros 15 anos da prestação do serviço, a partir do início de operação comercial dos reforços, sendo reduzidos à metade para os 15 anos subseqüentes. A receita anual permitida é um teto estabelecido pela ANEEL para remunerar os investimentos realizados pelas transmissoras em instalações de transmissão de energia elétrica com base nos custos padrão determinados pela NT n° 021/2001 (Eletrobrás -Custos modulares, junho 2001). Essa receita também cobre os custos de operação e manutenção que as empresas têm com esses empreendimentos.

Quando a CHESF submete a análise do investimento à ANEEL, a empresa faz os seus cálculos e a ANEEL refaz estes cálculos dos investimentos por meio de critérios diferentes ora em discussão, por conta disso, os valores geralmente diferem, prevalecendo sempre o menor. No Capítulo 7 voltaremos a abordar a forma como a CHESF e ANEEL fazem os seus cálculos de rentabilidade.

4.2 Novo Cenário do Setor

A partir da criação da EPE, o operador ONS, que propunha a ANEEL as ampliações das instalações da rede básica bem como os reforços dos sistemas existentes, agora deverão encaminhar as propostas de ampliação e reforços na rede básica para o MME. Esta proposta deve ser enviada a EPE, que fará as considerações necessárias nos estudos para o planejamento da expansão do sistema. Depois, o processo sofrerá contestação pública e somente então o EPE encaminhará os estudos ao

MME, objetivando estabelecer os planos de expansão e encaminhamento a ANEEL, onde será submetido à aprovação de todas as regras para operação de rede básica.

4.3 Ambiente CHESF

Na CHESF, encontramos uma grande diversidade de informações sobre o mesmo projeto, ou seja, verificamos que órgãos envolvidos em um mesmo processo o acompanham de formas diferentes, mesmo, existindo na empresa sistemas corporativos. Outrossim, embora existam instruções normativas (IN), contendo os procedimentos, desde o projeto básico de subestações, até a imobilização propriamente dita, encontram-se desatualizadas.

Visando situar o leitor no ambiente da empresa, no item 4.4 serão relacionados os normativos vigentes na empresa.

4.4 Normativos Existentes Desatualizados

A seguir serão relacionadas às normas que se encontram em vigor, porém desatualizadas.

- a) IN DF-02/80 de 21/10/1980 – Título: Transferência de novos equipamentos e/ ou instalações para o imobilizado.

A norma acima estabelece procedimentos destinados a possibilitar a transferência para o ativo imobilizado dos novos equipamentos e /ou instalações, no todo ou em parte, em consequência de sua entrada em operação.

- b) IN DO-02 de 17/11/1980 – Entrada em operação de novos equipamentos e instalações.

Esta norma estabelece procedimentos destinados a possibilitar que seja comunicada a entrada em operação de novos equipamentos e instalações ou parte delas, tendo em vista sua pronta transferência para o imobilizado.

- c) IN.TE-02.001 de 19/12/1989 – Planejamento e Execução do Comissionamento, para Obras e Instalações de Transmissão.

A norma acima estabelece conceitos, procedimentos e competências para atuação conjunta das Diretorias de Engenharia, Construção e Operação durante fases de planejamento e execução do comissionamento das novas obras e instalações da transmissão, com vistas a permitir uma maior integração dos órgãos envolvidos nas diversas etapas e facilitar a sua conclusão.

- d) IN EF-05.004 de 13/01/1990 – Imobilização de novas obras e instalações.

A norma acima estabelece conceitos e competências para atuação conjunta das Diretorias de Construção, Operação e Econômico-Financeira, para a imobilização das novas obras e instalações integradas ao Sistema eletro-energético da CHESF.

No entanto embora as normas citadas nas alíneas **a**, **b**, **c** e **d** estejam em vigor, por terem sido elaboradas nas décadas de 80 e início da década de 90, contém procedimentos e nomenclaturas de órgãos que já não existem mais, portanto precisam ser revistas.

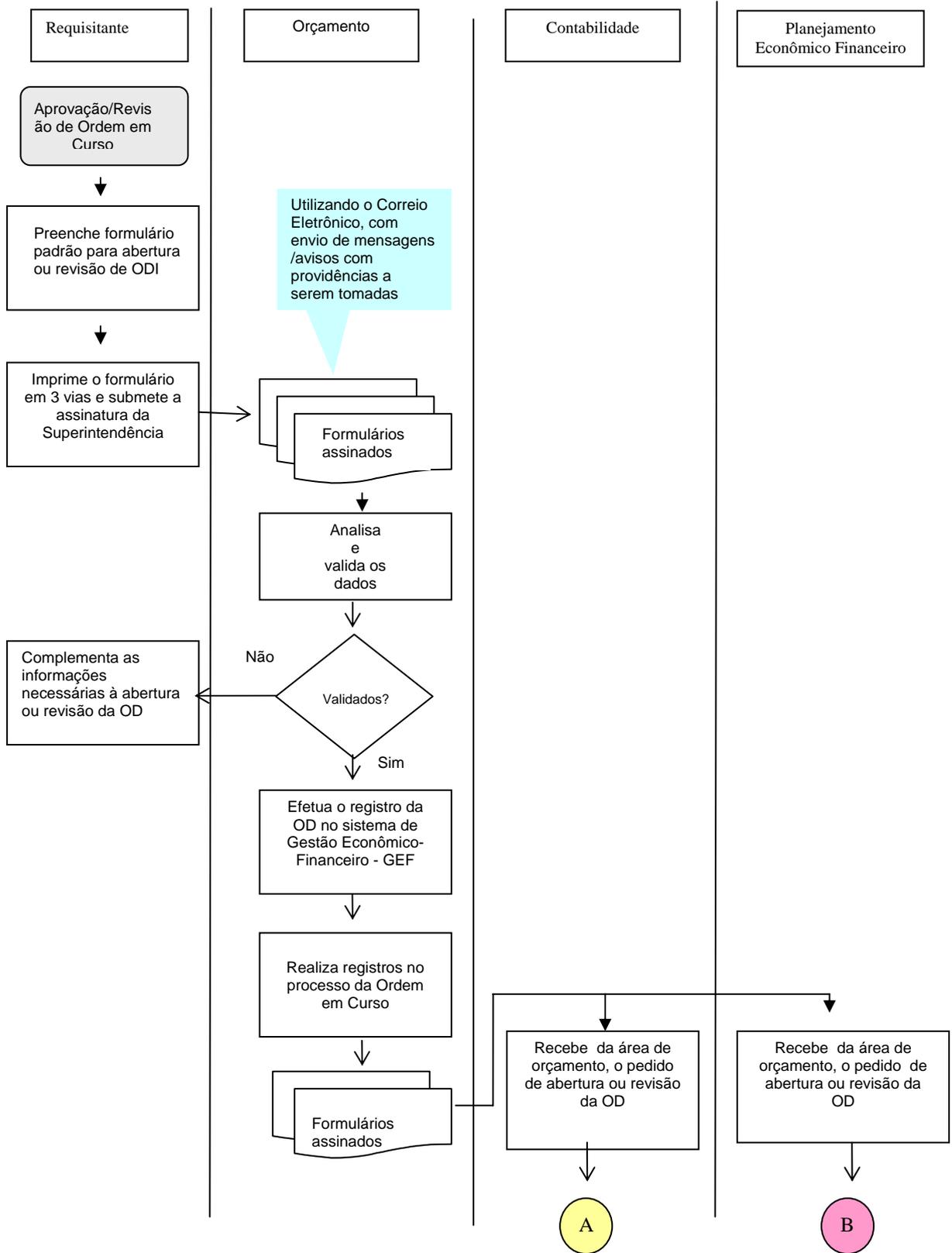
4.5 Normas Atuais

O objetivo aqui era a princípio elaborar fluxogramas dos normativos atualizados, objetivando esclarecer os procedimentos ora adotados pela CHESF, quando se trata de elaboração de projeto básico de subestação e linhas de transmissão, assim como para entendermos como se processa a abertura de uma ordem em curso. O leitor perceberá

que não é possível obter um fluxograma de fluxo contínuo, impedindo uma análise mais rigorosa de desvios. Essa é a primeira grande contribuição desta dissertação, constatou-se que as normas em vigor não são suficientes para um acompanhamento total do processo. Como consequência, o que se conclui é que os procedimentos atuais baseiam-se em pessoas, em dialéticas e em políticas e não há como avaliar se está sendo seguido o rumo correto de encaminhamentos. É necessária a criação de normas complementares para que contemplem os fluxos interrompidos. Essas novas normas podem e devem se apoiar na descrição exposta a seguir.

- a) IN-EF-08.002 de 22/08/2002 – Orçamento de Obras – Abertura de Ordem em Curso. Esta norma tem por objetivo estabelecer critérios, competências e procedimentos para abertura e revisão de ordens em curso, cujos recursos se destinem à aplicação final do Ativo Permanente da Empresa, de acordo com os preceitos estabelecidos pelo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica e pela legislação aplicada ao setor.

A seguir, na Figura 3.2, representaremos por meio de um fluxograma, a seqüência de fases deste processo.



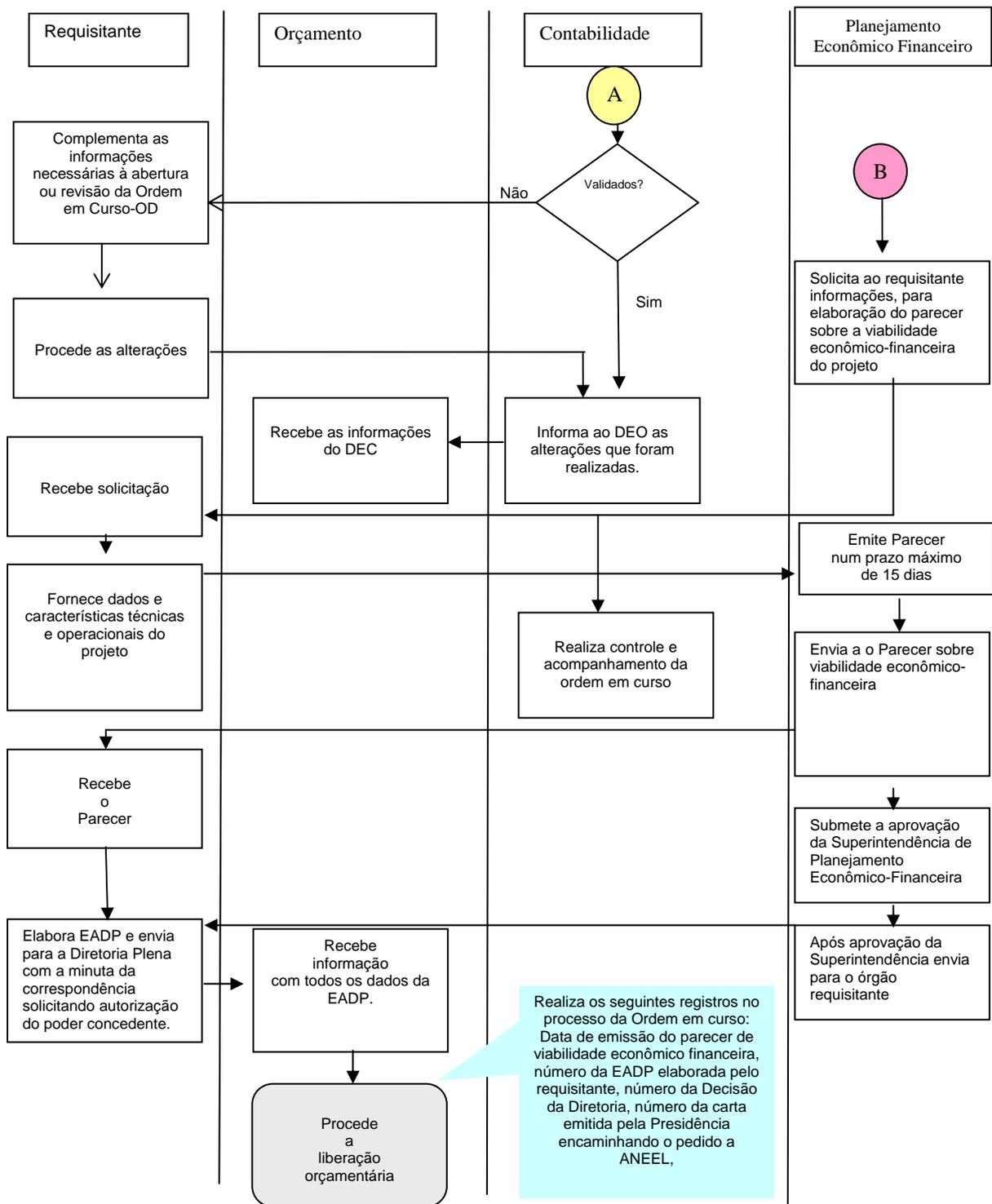


Figura 4.2 – Fluxograma IN-DF-08.002, elaborado pela autora

b)IN-PC.01.001 de 13/11/2003 – Procedimentos para Elaboração de projeto Básico de Subestação e Linhas de Transmissão. Estabelece critérios e responsabilidades a serem adotados para elaboração de Projetos Básicos de Subestações e Linhas de Transmissão.

A norma acima conceitua projeto básico, obra, serviço, administração, estudos técnicos, método de execução, etc., estabelece critérios e competências. Porém, no que tange aos procedimentos propriamente ditos, não foi possível estabelecer as rotinas devido à omissão de passos importantes no subitem procedimentos, como por exemplo, os procedimentos contidos no subitem 5.2.3.

5.2.3 Departamento de Projeto e Construção de Linhas de Transmissão - DLT:

- a) elabora e emite o Memorial Descritivo de linhas de transmissão;
- b) elabora e emite relatório do estudo das alternativas do traçado preliminar da linha de transmissão;
- c) define, com subsídios do DMA, o traçado preliminar da linha de transmissão;
- d) materializa a implantação do traçado, executa o levantamento planialtimétrico e o cadastro geral da linha de transmissão, com subsídios do Departamento Jurídico- DJU;
- e) emite relatório para o DMA e DJU, contendo a planta do traçado preliminar implantado e o cadastro geral da linha de transmissão (glebas, proprietários, benfeitorias);
- f) elabora e emite as especificações técnicas para os serviços de engenharia em linhas de transmissão;
- g) elabora a plotação preliminar em planta e perfil e emite a lista de construção preliminar;
- h) executa a locação das estruturas, a sondagem geotécnica e a medição de resistividade do solo, referente ao traçado escolhido;
- i) elabora e emite os desenhos de plotação em planta e perfil, as listas de material e de construção associadas;
- j) elabora e emite especificação técnica com as características técnicas de materiais de linhas de transmissão;
- k) elabora as instruções técnicas para fornecimento de materiais das linhas de transmissão;
- l) elabora e emite as instruções técnicas para contratação de obras de linhas de transmissão;
- m)elabora e emite documento contendo as especificações técnicas para construção de linhas de transmissão;
- n) elabora e emite documento contendo os critérios gerais de medição e pagamento de serviços de linhas de transmissão;
- o)elabora e emite relatório com o orçamento básico de linhas de transmissão;
- p) elabora o PROJETO BÁSICO de linhas de transmissão e encaminha para aprovação da SPT”.

De acordo com o texto da IN, observa-se que na maioria das alíneas não é dito para quem são enviados os documentos. Por esta razão, entre outras, não foi possível montar um fluxo seqüencial e contínuo dos procedimentos por falta de especificação para quem está se enviando, por isso apenas descrevemos as normas e expomos o fluxo da primeira.

CAPÍTULO 5

Estudo de Caso

Como foi observada no capítulo anterior, a análise de desvios não poderá ser feita devido à falta de especificação na legislação em vigor. Desta forma, o capítulo presente fará uma exploração nos dados coletados. Vários cálculos serão feitos e estudados e uma análise descritiva das principais variáveis será apresentada.

A base de dados utilizada para a realização deste trabalho foi obtida na CHESF e no setor elétrico do país. Ela é formada dos investimentos em rede básica concluídos e em fase de conclusão, após a resolução nº 166 de 31 de maio de 2000.

“A informação é um conjunto de fatos organizados de tal forma que adquirem valor adicional além do valor do fato em si” (STAIR, 1996). Iniciamos o levantamento dos dados nas diferentes áreas da empresa: operação, engenharia e financeira para se poder montar um quadro com as informações que se fizerem necessárias, visando identificar e acompanhar os investimentos, objeto do nosso estudo.

Os dados foram colhidos com muita dificuldade, uns por meio dos Sistemas, de Contabilidade – SCON, Material – SIM, Linhas de Transmissão – SILT, e Sistema de Gestão Orçamentária – SCGO, Gestão Econômico Financeira – GEF, Sistema de Administração de Contratos - SIAF, Subestações – SIES, outros por meio de resoluções da ANEEL quais sejam:

- ◆ Resolução nº 059 de 15 de março de 2000;
- ◆ Resolução nº 166 de 31 de maio de 2000;
- ◆ Resolução nº 149 de 18 de maio de 2000;
- ◆ Resolução nº 389 de 04 de outubro de 2000;

- ◆ Resolução n° 397 de 11 de outubro de 2000;
- ◆ Resolução n°. 432 de 07 de novembro de 2000;
- ◆ Resolução n° 001 de 10 de janeiro de 2001;
- ◆ Resolução n°. 079 de 16 de março de 2001;
- ◆ Resolução de n° 112 de 05 de abril de 2001;
- ◆ Resolução de n° 335 de 14 de agosto de 2001;
- ◆ Resolução n° 336 de 30 de agosto de 2001;
- ◆ Resolução n° 233 de 24 de abril de 2002;
- ◆ Resolução n° 402 de 30 de julho de 2002;
- ◆ Resolução de n° 567 de 02 de outubro de 2002;
- ◆ Resolução de n° 717 de 17 de dezembro de 2002;
- ◆ Resolução de n°. 375 de 29 de julho de 2003;
- ◆ Resolução de n° 640 de 03 de dezembro de 2003;
- ◆ Resolução de n° 48 de 10 de fevereiro de 2004.

Outros por meio do Manual de Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Após coleta e análise dos dados, verificou-se que com os dados disponíveis não era possível se fazer uma boa análise estatística porque só foi possível trabalhar com um pequeno número de dados. Isto posto, foi montada uma nova planilha, desta vez, além do número da ODI, CC e o Nome da mesma, acrescentou-se o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) onde posteriormente será abordado neste Capítulo.

5.1 Organização dos Dados

Para se obter os dados e organizá-los de maneira a esclarecer os possíveis “gargalos” visando à melhoria do processo, deparou-se com verdadeiras ilhas de informações dentro da empresa, porque cada área trabalha separadamente. Como a CHESF é uma empresa de grande porte, a maioria dos empregados tem o conhecimento do processo em que atua, por isso, foram coletados os dados abaixo das diversas áreas envolvidas, tais como: SPE, SPT, SPF, e SOC (ver anexos A, B, C e D) e com esses dados foi gerada uma planilha contendo as seguintes informações:

- a) Número da ODI;
- b) Número do Centro de Custo;
- c) Nome da obra;
- d) Data final de conclusão da obra determinada pela ANEEL;
- e) Data final de operação informada pela CHESF a ANEEL;
- f) Data final da obra contida no sistema de contabilidade da empresa, o SCON;
- g) Orçamento inicial, elaborado pela CHESF em reais;
- h) Receita solicitada a ANEEL pela CHESF em reais;
- i) Receita permitida a CHESF pela ANEEL em reais;
- j) Valor em curso, que é o valor do material que está na obra, porém que ainda não foi imobilizado em reais;
- k) Valor em Depósito, que é o valor em reais, do material vinculado a obra que ainda se encontra no almoxarifado;
- l) Valor contratado que é o valor em reais do(s) contrato(s) de bens e/ou serviços ainda não realizados;
- m) Valor depreciado, em reais;
- n) Valor que deveria já ter sido depreciado em reais.

5.2 Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR).

A inclusão do Critério Valor Presente Líquido (VPL) deveu-se ao fato do mesmo ser um instrumento utilizado para avaliar propostas de investimento e refletir... “A riqueza em valores monetários do investimento medida pela diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa de retorno” (KASSAI, et al, 2000, pág 61).

O critério do valor presente líquido é mundialmente utilizado.

O seu entendimento econômico-financeiro é de fácil assimilação mesmo entre os empresários de parques conhecimentos financeiros, pois um valor presente líquido de um fluxo de caixa representa, como o próprio nome indica um lucro ou benefício líquido na data presente. (FERREIRA, 2000, pág. 434)

O VPL é obtido pela equação:

$$VPL = -I + \frac{Fco}{(1+i)^0} + \frac{Fc1}{(1+i)^1} + \frac{Fc2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Fcn}{(1+i)^n} \quad (5.1)$$

Onde: **Fc** representa a receita menos custos, na equação 5.1 representa o fluxo de caixa, **I** o investimento, o **i** (minúsculo) a taxa mínima de atratividade e o **n** o período.

Outra forma de representação da equação do VPL é

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} \quad (5.2)$$

Onde **R_t** representa as receitas o **C_t** representa os custos nos períodos do fluxo de caixa, mais o investimento e valor residual, descontados, dentro do tempo **n** a uma taxa mínima de atratividade **i**.

Quando o resultado do valor presente líquido é positivo, pode-se dizer que vale a pena investir no empreendimento, uma vez que o investidor será remunerado com uma taxa de atratividade maior do que a taxa de mercado.

Quando o resultado do VPL for igual a zero, pode-se dizer que é indiferente, uma vez que o investidor será remunerado com a mesma taxa de atratividade. Porém se o valor do VPL for negativo, não vale a pena investir e o mesmo deverá ser rejeitado.

Inclui-se o Critério da Taxa Interna de retorno (TIR) porque o mesmo também é uma forma de avaliação do investimento que representa a taxa de retorno do projeto, onde são igualados os fluxos de entrada e saída de caixa produzindo um valor presente líquido igual a zero (KASSAI, et al, 2000).

A equação 5.3 para se obter a TIR é a seguinte:

$$0 = \frac{Fc\ 0}{(1 + TIR)^0} + \frac{Fc\ 1}{(1 + TIR)^1} + \frac{Fc\ 2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{Fc\ n}{(1 + TIR)^n}$$

(5.3)

Outra forma de representar:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{R_t - C_t}{(1+i)^t} = 0$$

(5.4)

5.3 Orçamento do Investimento

Orçamento é a “previsão limitadora das quantidades monetárias que devem ser utilizadas como despesas e receitas, ao longo de um período determinado, por um indivíduo ou por uma sociedade” (CLASSECONTÁBIL,2005).

A CHESF adota como conceito de orçamento empresarial um processo que objetiva estabelecer o orçamento da empresa vinculado à obtenção de resultados empresariais corporativos e setoriais. Orçamento empresarial é, portanto, um processo de otimização da utilização dos recursos da empresa sujeito à restrições de ordem econômica, financeira, estratégica e política.

Orçamento empresarial está também associado à prioridades e à decisões de caráter administrativo e estratégico da direção da empresa, além do que o orçamento empresarial tem que estabelecer os recursos necessários à gestão básica da empresa e estabelecer os critérios gerais de priorização na alocação dos recursos da Empresa.

A CHESF faz o orçamento dos custos de seus empreendimentos já aprovados por meio de resolução da ANEEL e encaminha para sua apreciação.

De acordo com a Nota Técnica n. 21/2001 - SRT/ ANEEL de 05 de outubro de 2001 a ANEEL, de posse do orçamento encaminhado pela CHESF, refaz os cálculos do orçamento baseada nos custos modulares da ELETROBRÁS, de junho /1999 (“Referência de Custos – Linhas de Transmissão e Subestação de Alta Tensão e Extra-alta Tensão; ELETROBRÁS, junho de 1999”).

Como se trata de um documento emitido em 2001, mesmo considerando o IGP-M acumulado de junho de 1999 até o mês anterior ao de elaboração do orçamento, existem equipamentos que são de tecnologia de ponta, como é o caso dos materiais de proteção: painel de medição, proteção, comando, controle e supervisão (MPCCS), que não estão contemplados na NT acima citada, e os similares existentes na NT são de

materiais eletromecânicos que não são mais fabricados, que apresentam um custo muito abaixo do de mercado. No entanto será aprovado sempre o orçamento de menor valor.

Os critérios utilizados para a elaboração do orçamento são os seguintes:

- a) Data de referência: data de elaboração do orçamento (mês /ano);
- b) Custos de referência: custos modulares, atualizados pelo IGP-M acumulado de junho de 1999 até o mês anterior ao de elaboração do orçamento;
- c) Orçamento da empresa considerando a Remuneração de Imobilizado em Curso (RIC)
- d) Cronogramas físico-financeiros dos empreendimentos com as seguintes informações:
 - ◆ data do início do empreendimento;
 - ◆ data de conclusão das obras de infra-estrutura empreendimento;
 - ◆ data de entrega dos equipamentos;
 - ◆ data de início do comissionamento;
 - ◆ data de entrada em operação.

5.4 Custos

Os custos do processo de ampliação e reforma de Rede Básica variam de acordo com o empreendimento, porém para efeito de entendimento do leitor, abaixo discriminaremos os custos, que são os gastos da empresa com fatores de produção identificados para elaboração do orçamento do empreendimento.

Quadro 5.1 - Custo do empreendimento

DESCRIÇÃO	UNIDADE	QUANT	VALOR UNIT. R\$(1)	VALOR TOTAL R\$
INVESTIMENTOS				
TERRENO quando se tratar de SE				
FAIXA SERVIDÃO: quando se tratar de linha de Transmissão				
PROJETO				
Projetos: Civil, Eletromecânico e MPCCS				
OBRA				
Obras Civis				
Montagem				
Salários				
Passagens, diárias, etc.				
FISCALIZAÇÃO/ENSAIOS/COMIS- SIONAMENTO				
Fiscalização				
Salários				
Passagens, diárias, etc.				
Ensaio/Comissionamento				
Salários				
Passagens, diárias, etc.				
MATERIAIS E EQUIPAMENTOS *¹				
Transformador 230/138kV - 100 MVA				
Chaves Seccionadoras 230 kV				
Chaves Seccionadoras 138 kV				
Transformador de corrente 230 kV				
Pára-raios 230 kV				
Materiais de barramentos				
Eletrodutos e Acessórios				
Sistema de proteção				
Cabos de controle, etc...				
TOTAL				
JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO				
CUSTO DE ADMINISTRAÇÃO - INDIRETO				
TOTAL DE INVESTIMENTOS				

Fonte: CHESF, adaptado pela autora.

¹ * Os materiais equipamentos informados são apenas a título de exemplo

5.5 Demonstrativo de Resultado do Exercício (DRE).

Para que se possa verificar a viabilidade econômico-financeira de um projeto, faz-se necessário, em primeiro lugar, construir um Demonstrativo de Resultados de Exercício (DRE), para cada um dos anos de vida útil do projeto. O fluxo de caixa é construído por entradas e saídas, ou seja, previsões de recebimento e desembolsos onde o resultado é a diferença entre eles. A repetição anual de um Demonstrativo de Resultados de Exercício (DRE) anualmente resulta no fluxo de caixa de um investimento (IUDÍCIBUS, MARTINS e GELBCKE ,2000).

Na tabela 5.1 será apresentada a tabela de cálculo da Receita Anual Permitida - RAP contendo os dados que deverão ser informados.

Tabela 5.1 - Cálculo da Receita Anual Permitida

DADOS	
	Valor em Real
Investimento inicial	
O & M anual	1,50%
TIR desejada	> = 11%
Remuneração de capital próprio – RCP	10,99%
% Capital próprio (P)	40%
Remuneração de capital da dívida ou de terceiros – RCD	10,12%
% Capital de terceiros (D)	60%
Depreciação (incide sobre o investimento inicial)	3,33%
Amortização	3,33%
ENCARGOS (incidem sobre a receita bruta de transmissão)	7,65%
COFINS,PIS e FINSOCIAL	3,65%
Taxa fiscalização	0,50%
Reserva Global de Reversão (RGR)	2,50%
CPMF	
P&D do setor elétrico	1%
TRIBUTOS (incidem sobre o lucro tributável)	
Contribuição social até dez/2003	9%
Contribuição social a partir de dez/2003	8%
IR Normal	15%
IR adicional (só incide se o lucro for maior do que R\$ 240mil)	10%

Fonte: ANEEL, adaptado pela autora.

Tabela 5.2 – Demonstração de Resultados

Receita			
(-)Pis/Cofins			
(-)CPMF			
(-)TFSEE			
(-)ISS			
(-)Operação & Manutenção.			
(-)Depreciação			
= Lucro Bruto			
(-)Imposto de Renda			
(-)Cont. Social			
=Lucro Líquido			
(+) Depreciação			
(-) Custo de Capital			
Fluxo de Caixa	ANO 0	ANO 1	ANO n

Fonte: CHESF, elaborado pela autora

Tabela 5.3 – Parâmetros Utilizados

PARÂMETROS	%
Alíquota de CPMF	0,38
Alíquota de Imposto de Renda	25,00
Alíquota da Contribuição Social	9,00
Taxa de ISS	0,00
Taxa de Administração CHESF	12,00
Taxa de Encargos Sociais	126,00
Custo do Capital Próprio	15,65
Duração do CCT (em anos)	30
TFSEE	0,05

Fonte: ANEEL, elaborado pela autora.

A CHESF não foi beneficiada com empréstimos do BNDES, pelo menos nos investimentos contidos nesta dissertação; por esta razão todos os empreendimentos (investimentos) que estão sendo analisados, foram e estão sendo realizados com 100% de capital próprio que acarreta uma desvantagem competitiva, uma vez que a ANEEL faz os seus cálculos utilizando a regra de 60% capital de terceiros e 40% de capital próprio.

5.6 DEPRECIAÇÃO.

A ANEEL, por meio da sua resolução nº 44 de 17.3.1999, determina as taxas para cada unidade de cadastro que é a parcela do acervo em função do serviço público de energia elétrica, que deve ser registrada individualmente no cadastro de propriedade do concessionário.

De acordo com a Nota Técnica nº 21/2001-SRT, de 05 de outubro de 2001:

A depreciação tem importância na regulação da transmissão ao afetar o lucro tributável da transmissora. O cálculo da Receita Anual Permitida é realizado por meio de valores presentes de fluxos de caixas líquidos. A depreciação não representa fluxo efetivo de caixa, dessa forma não afeta diretamente o cálculo da RAP. Todavia, ao afetar o lucro tributável, reduzindo o imposto de renda, a taxa de depreciação atua sobre o fluxo de caixa indiretamente.

A taxa anual de depreciação de uma subestação ou linha de transmissão pode ser calculada como média entre as taxas de depreciação de cada componente ponderada pelo custo do equipamento, unidade de cadastro, que será chamada de componente conforme a fórmula (5,1):

$$TMDC = \frac{\sum_{i=1}^n TD_i \times C_i}{\sum_{i=1}^n C_i} \quad (5,1)$$

Onde:

TMDC = taxa anual média de depreciação da instalação da transmissão de energia elétrica, ponderada por capital;

TD_i = taxa anual de depreciação do componente i da instalação;

C_i = custo do componente i da instalação.

A utilização da taxa anual média de depreciação ponderada por capital (TMDC), como a taxa de depreciação constante ao longo dos trinta anos da concessão do serviço

de transmissão, é equivalente a hipótese de que os equipamentos depreciados em prazo menor do que 30 anos serão repostos ao final de sua depreciação, com um custo presente de reinvestimento igual ao custo atual.

A tabela contendo as taxas anuais de depreciação dos principais equipamentos de transmissão de energia elétrica encontra-se na resolução ANEEL nº 44 de 17 de março de 1999.

5.7 Encargos da Transmissão.

Na Tabela 5.4 estão contidos os percentuais adotados pela CHESF e ANEEL

Tabela -5.4 – Percentuais adotados

Percentuais adotados	CHESF	ANNEEL
RGR	2,50%	2,50%
TFSEE	0,50%	0,50%
Pis/Cofins	4,65%	4,65%
CPMF	0,38%	0,00%
ICMS/ISS	0,00%	0,00%
P&D	1,00%	1,00%
Imposto de Renda/Cont.Social	34,00%	34,00%
Remuneração CHESF	11%	10.99%

Fonte: ANEEL/CHESF, elaborado pela autora.

Observa-se que a ANEEL não calcula o CPMF na sua base de cálculo.

5.8 Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa é uma ferramenta que auxilia na tomada de decisões, pois reflete e revê o que ocorrerá com as finanças da empresa em um determinado período. É um instrumento muito usado nas empresas, devido ao seu fácil entendimento e também

por conter informações exatas da situação financeira da empresa. Com o fluxo de caixa pode-se planejar e controlar as finanças da empresa.

“Os padrões de fluxos de caixa associados a projetos de investimento de capital podem ser classificados como: convencionais e não convencionais” (GITMAN,2002).

Ainda segundo GITMAN:

O padrão convencional de fluxo de caixa consiste numa saída inicial de caixa seguida por uma série de entradas, ou seja, com apenas uma inversão de sinal.

Um padrão não convencional de fluxo de caixa ocorre quando uma saída de caixa inicial não é seguida por uma série de entradas, mas de forma de alternada e não uniforme, com várias entradas e/ou saídas.

Para o presente trabalho, o padrão de fluxo de caixa utilizado será o convencional, onde se considera o investimento inicial como à saída do fluxo de caixa, que é a saída no instante zero relativa a implementação de um investimento proposto em longo prazo. As entradas são representadas pelas receitas líquidas anuais.

Os custos de operação e manutenção (O&M) devem ser quantificados para um fluxo de caixa anual pelo período de vida útil das instalações. No caso de instalações com a tensão entre 138 e 500kV para o ONS, tais custos deverão representar 1,5% do valor orçado do investimento (ONS, 2004).

Tabela 5.5 – Modelo ANEEL

EMPRESAS (PANILHA III – Anexo à Nota Técnica nº 027/2001-ANEEL, 29.11.2001).

Empreendimento: Data de Energização: Dados:	Descrição do Empreendimento				
Investimento Inicial:	Valor em R\$ mil 1,5% do valor investimento				
O&M (%) / ano :					
TIR desejada:	11,00%				
RCP (remuneração capital próprio)	10,99%	TJLP	CMPC ² Sem T	CMPC. ³ c/Terc	CMPC ⁴ ⁵ Equiv.
% Capital Próprio (P)	40%	Média Anual	10,47	8,40	10,99
% limite dedução RCP	25%				
RCD (Terceiro ou Dívida)	10,12%				
% Capital Terceiros (D)	60%				
Depreciação (TMDC):	3,33%	<== incide sobre Investimento Inicial			
Amortização (1/30):	3,33%	<== incidem sobre Receita Bruta de Transmissão			
Encargos:	7,65%	Alíquotas antigas (Novas 9,25%) - 7,6% COFINS e 1,65% PIS			
Cofins, PIS e Finsocial:	3,65%	até dez/2010			
Taxa fiscalização:	0,50%				
RGR:	2,50%				
CPMF:	0,00%	<== incide sobre Receita Operacional Líquida			
P&D do setor elétrico:	1,00%	<== incidem sobre Lucro Tributável			
Tributos:					
Contribuição social:	9%				
IR normal:	15%				
IR adicional:	10%	<== incide sobre parcela de Lucro Tributável que exceder R\$ 240 mil			

² Custo médio ponderado de capital, sem terceiros

³ Custo médio ponderado de capital, com terceiros

⁴ Custo médio ponderado equivalente.

Continuação da Tabela 5.5

CÁLCULOS	ANO 0	ANO 0 1	ANO 02	ANO 03	ANO ... 30
=Receita Bruta de Transmissão:					
(-) Encargos :					
Cofins, PIS e FINSOCIAL					
RGR					
CPMF					
TFSEE					
P&D setor elétrico					
= Receita Líquida: Receita Bruta - Encargos					
(-) Despesas Operacionais:					
O&M anual					
Depreciação					
Amortização					
=Lucro Bruto: Receita Líquida - Despesas Operacionais					
Pagamento do capital próprio					
Amortização do capital próprio					
Juros capital próprio					
Remuneração de capital de terceiros					
Pagamento do capital de terceiros					
Amortização do capital de terceiros					
Juros capital de terceiros					
= Lucro tributável = lucro bruto – juros da dívida					
Cálculo da remuneração de capital próprio					
Lucro tributável para limite de dedução					
Remuneração C.Próprio (juros limitados a TJLP) caso negativo eu terei o lucro tributável – remuneração do capital					
IR 15% sobre a remuneração de capital próprio					
= Lucro tributável após a remuneração					
(-) Tributos					
IR (normal + adicional)					
Imposto de renda retido na fonte					
Contribuição social					
= Lucro líquido: lucro bruto - tributos					
(+) Depreciação					
(+) Amortização					
(+) Amortização do capital próprio e de terceiros					
Fluxo de Caixa Operacional Livre					
(Pagamento Total): (= Pagamento Próprio e Terceiros, com Taxa remuneração de capital equivalente)					
Fluxo de Caixa Operacional Livre (Lucro Líquido. + Depreciação)					
Resultado (Receita Inicial da Transmissora):					
Valor Presente Líquido Capital Total					

Fonte: ANEEL, elaborado pela autora.

Na Tabela 5.5 considerou-se:

Amortização constante, com juros de capital próprio e de terceiros, 15% de Imposto de Renda e 10% de Contribuição Social CSLL+ 9% (até dezembro de 2003) e posteriormente 8%, com a opção de remuneração de capital próprio.

5.9 Cálculos de Rentabilidade.

Visando fazer uma análise dos investimentos seguindo as premissas abaixo, elaboramos uma planilha contendo as informações que foram coletadas nas ilhas de informação da empresa até agosto de 2004:

- a) o valor do orçamento CHESF;
- b) fluxo de caixa (modelo ANEEL);
- c) o valor solicitado pela CHESF;
- d) a receita permitida pela ANEEL.

Os valores informados foram alterados por um multiplicador, uma vez que se trata de informações confidenciais. No entanto o multiplicador não irá alterar a análise do trabalho.

Tabela 5.6 - Quadro dos projetos analisados.

ODI	CC	OBRA	VPL CHESF R\$	TIR %	VPL ANEEL	TIR %
2107090	1823	Ampliação SE Bom Nome 230 kV (2º trafo)	1.974,24	17,70	1.124,40	15,30
2108070	2419	SE BOM JESUS DA LAPA	2.445,39	19,44	104,50	10,80
2111098	1835	SE CAMPINA GRANDE	245,73	13,28	210,83	12,67
2117037	30	SE COREMAS	1.478,57	16,60	1.078,72	14,99
2119072	2428	SE FORTALEZA II	10.223,45	17,99	450,79	10,22
2124050	2337	Remanejamento CS 30 MVar - SE Irecê	1.974,28	22,62	357,18	12,83
2124076	2432	SE IRECÊ	258,13	11,10	184,07	10,92
2124084	2433	SE IRECÊ	715,21	16,85	99,18	11,53
2134080	42	SE MILAGRES	8.716,35	17,00	2.259,15	12,00
2151049	1807	SE PICOS	1.238,86	17,09	942,58	16,31
2164035	2442	SE SENHOR DO BONFIM	2.133,86	17,58	441,35	12,24
2177030	1854	SE ITABAIANINHA	318,16	17,54	127,26	12,10
2179059	2445	SE EUNÁPOLIS	2.973,28	17,67	596,74	12,21
2185059	2448	SE S.ANTÔNIO DE JESUS 230 kV	556,66	13,41	- 144,60	9,68
2187043	2449	SE TERESINA II	18.415,68	17,86	3.967,01	12,38
2189020	1770	SE QUIXADÁ	16.728,25	17,73	- 545,58	10,22
2195038	2451	SE MACEIÓ	719,13	18,11	165,36	12,58
2197022	1777	SE PAU FERRO 230/69kV	9.126,48	18,23	9.287,18	18,37
2200023	2559	SE PARAÍSO	2.583,99	13,93	- 412,57	9,80
2327023	1784	LT MILAGRES / QUIXADÁ	4.413,26	18,27	- 246,44	10,22
2328020	1785	LT QUIXADÁ / FORTALEZA	4.095,74	17,26	- 143,23	10,22
2333023	2853	LT PDUTRA / TERESINA II	60.986,57	17,94	14.688,78	12,63
2483033	2569	Recapacitação LT Recife II/Pirapama II 230 kV	264,08	12,00	- 154,39	9,42
2525038	3056	LT Angelim/Tacaimbó 230 kV	5.118,63	16,87	- 957,20	9,20

Tabela 5.7 - Quadro dos projetos analisados com a respectiva resolução.

ODI	CC	OBRA	Início Remuneração	Resolução ANEEL Receita
2107090	1823	Ampliação SE Bom Nome 230 kV (2º trafo)	mar/04	Res. Nº 640 de 3.12.2003
2108070	2419	SE BOM JESUS DA LAPA	mai/02	Res.Nº 567 de 2.10.2002
2111098	1835	SE CAMPINA GRANDE	set/02	Res.Nº 567 de 2.10.2002
2117037	30	SE COREMAS	jan/01	Res.Nº 567 de 2.10.2002
2119072	2428	SE FORTALEZA II	mar/03	Res.Nº 567 de 2.10.2002
2124050	2337	Remanejamento CS 30 MVar - SE Irecê	jun/00	Res.Nº 389 de 4.10.2000
2124076	2432	SE IRECÊ	mai/02	Res Nº. 567 de 2.10.2002
2124084	2433	SE IRECÊ	dez/02	Res.Nº 336 de 5.08.2001
2134080	42	SE MILAGRES	jul/01	Res.Nº 336 de 5.08.2001
2151049	1807	SE PICOS	abr/02	Res Nº. 567 de 2.10.2002
2164035	2442	SE SENHOR DO BONFIM	ago/02	Res Nº. 567 de 2.10.2003
2177030	1854	SE ITABAIANINHA	nov/02	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2179059	2445	SE EUNÁPOLIS	set/02	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2185059	2448	SE Santo Antonio de Jesus 230 kV	jun/03	Res. Nº 640 de 3.12.2003
2187043	2449	SE TERESINA II	fev/03	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2189020	1770	SE QUIXADÁ	mar/03	Res. Nº 567 de 2.10.2003
2195038	2451	SE MACEIÓ	dez/02	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2197022	1777	SE PAU FERRO 230/69kV	ago/02	Res.Nº 567 de 2.10.2002
2200023	2559	SE PARAÍSO	set/03	Res.Nº 402 de 30/07/2002
2327023	1784	LT MILAGRES / QUIXADÁ	mar/03	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2328020	1785	LT QUIXADÁ / FORTALEZA	mar/03	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2333023	2853	LT PDUTRA / TERESINA II	fev/03	Res. Nº 567 de 2.10.2002
2483033	2569	Recapacitação LT Recife II/Pirapama II 230 kV	dez/03	Res.Nº 233 de 24.04.2002
2525038	3056	LT Angelim/Tacaimbó 230 kV	jul/04	Res. Nº 640 de 3.12.2003

Fonte: ANEEL/CHESF, elaborado pela autora.

Na Tabela 5.6 constata-se que a receita solicitada não é igual à permitida, isto se deve ao fato de que a base de cálculo da CHESF e ANEEL é diferente, conforme o foi dito no Capítulo 4.

Considerando que as premissas utilizadas neste trabalho sejam verdadeiras, pode-se dizer que a CHESF teoricamente estaria tendo prejuízo nas obras assinaladas em negrito no quadro 5.6 uma vez que a TIR é menor do que a taxa de atratividade esperada de 11%.

Na tabela 5.8, foi verificado que embora as obras já estejam sendo remuneradas pela ANEEL, existem obras com valor em curso, em depósito de obra e ainda em processo de compra, que não foram imobilizados.

Visando fazer com que o leitor entenda do que trata o ativo imobilizado, a lei nº 6.404/76, mediante seu art. 179, item IV, conceitua como contas a serem classificadas no ativo imobilizado:

“Os direitos que tenham por objetivo bens destinados à manutenção das atividades da companhia e da empresa, ou exercidos com essa finalidade, inclusive os de propriedade industrial ou comercial”.

Quando se identificou valor em curso, isto quer dizer que existe valor no ativo imobilizado em andamento em que se classificam todas as aplicações de recursos (bens e direitos), mas que ainda não se encontram em operação.

Quando se diz que existem valores imobilizados, refere-se a todos os bens que já estão operando na geração da atividade que é objeto da sociedade. (IUDÍCIBUS, MARTINS E GELBKE, 2000).

Tabela 5.8 – Acompanhamento de Custos (Fonte: CHESF), elaborado pela autora.

ODI	CC	OBRA	Curso	Depósito	Em compra	Imobilizado	Soma
			Valor R\$	Valor R\$	Valor R\$	Valor R\$	TOTAL (R\$)
2107090	1823	Ampliação da capacidade de transformação da SE Bom Nome 230 kV (2º trafo)	2.064,75	130,98	6,24	-	2.201,97
2108070	2419	SE BOM JESUS DA LAPA	29,17	182,66	28,93	6.281,96	6.522,72
2111098	1835	SE CAMPINA GRANDE	2.731,62	212,13	29,69	969,89	3.943,33
2117037	30	SE COREMAS	798,60	118,89	93,86	3.655,32	4.666,67
2119072	2428	SE FORTALEZA II	5.310,12	302,59	-	-	5.612,71
2124050	2337	Remanejamento CS 30 MVA - SE Irecê	471,31	-	-	2.571,82	3.043,13
2124076	2432	SE IRECÊ	30,57	157,79	24,99	6.346,47	6.559,81
2124084	2433	SE IRECÊ	2.323,90	1,12	10,42	1.903,95	4.237,15
2134080	42	SE MILAGRES Instalação Trafo 600 MVA, 500/230 kV e Reator de Barra	4.968,27	2.876,52	512,86	59.003,82	67.361,46
2151049	1807	SE PICOS	273,74	243,38	375,23	4.362,98	5.255,33
2164035	2442	SE SENHOR DO BONFIM	190,09	358,03	104,12	3.867,22	4.519,46
2177030	1854	SE ITABAIANINHA	1.034,21	592,77	110,73	5.000,22	6.737,94
2179059	2445	SE EUNÁPOLIS	2.480,57	767,95	159,36	4.932,65	8.340,53
2185059	2448	SE Santo Antonio de Jesus 230 kV	983,15	-	-	-	983,15
2187043	2449	SE TERESINA II	5.277,75	2912,77	349,20	-	8.539,71
2189020	1770	SE QUIXADÁ	22.308,16	2.660,12	555,60	8.983,70	34.507,58
2195038	2451	SE MACEIÓ	517,90	20,71	16,43	3.571,39	4.126,43
2197022	1777	SE Pau Ferro 230/69kV	3.526,86	3.427,38	1.691,58	21.466,64	30.112,46
2200023	2559	SE Paraíso	6.394,50	196,76	4.926,06	1.382,17	12.899,50
2327023	1784	LT MILAGRES / QUIXADÁ	3.053,45	1.657,29	143,40	10.042,53	14.896,66
2328020	1785	LT QUIXADÁ / FORTALEZA	9.181,35	1.170,12	-	0,07	8.056,07
2333023	2853	LT PDUTRA / TERESINA II	312,19	-	-	-	312,19
2483033	2569	Recapacitação LT Recife II/Pirapama II 230 kV - Recapacitação da linha 27,6 km	4.340,01	42,48	-	67,83	-
2525038	3056	LT Angelim/Tacaimbó 230 kV	-	-	-	-	-

5.10 Estatísticas Descritivas

Serão apresentadas nesta subseção as estatísticas descritivas de algumas das variáveis mais importantes no processo de elaboração e execução dos projetos. Poder-se-á assim, ter uma visão mais completa do andamento geral dos projetos analisados.

5.10.1 Atraso entre a data informada da conclusão da obra até agosto de 2004.

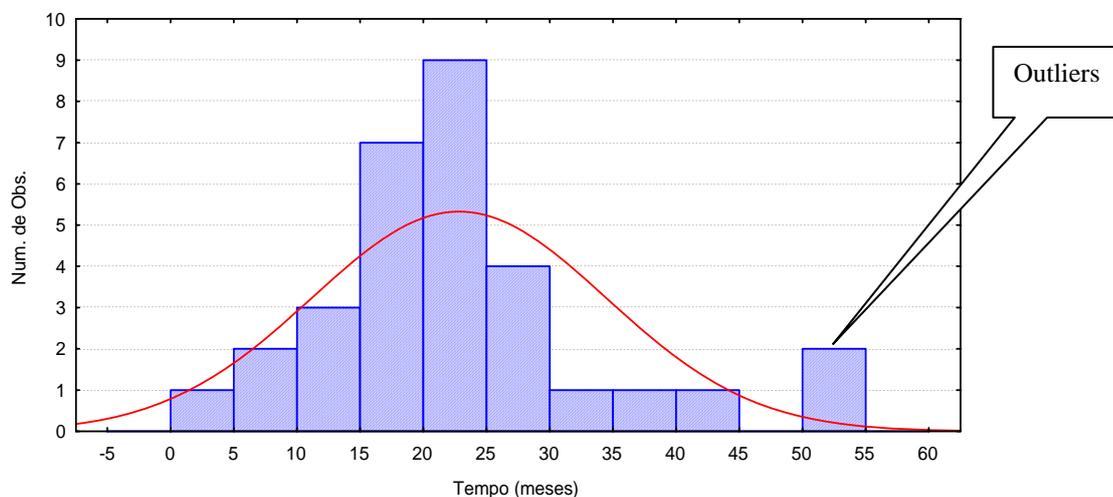


Figura 5.1 – Histograma do atraso entre a data de conclusão da obra, até agosto/04.

Analisando-se o histograma da Figura 5.1, vemos que os dados apresentam *outliers*. Quando se encontra *outliers* (dados que parecem não pertencer ao mesmo mecanismo estocástico que criou a amostra), deve-se analisá-los separadamente, buscando o motivo da discrepância destes com relação aos outros dados da amostra. Os dois casos que se situam entre 50 e 55 meses tratam de investimentos que são posteriores a 2000. Porém, por questões de transferência e de ajustes dos modelos, foram utilizados centros de custos, já implantados anteriormente a esta data, ou seja, foram utilizados centros de custos que já existiam. Estes pontos foram desconsiderados

e retirados da amostra, pois, o procedimento que os criou não deveria ter sido utilizado.

O histograma da Figura 5.3 apresenta os mesmos dados, já com a exclusão dos *outliers*.

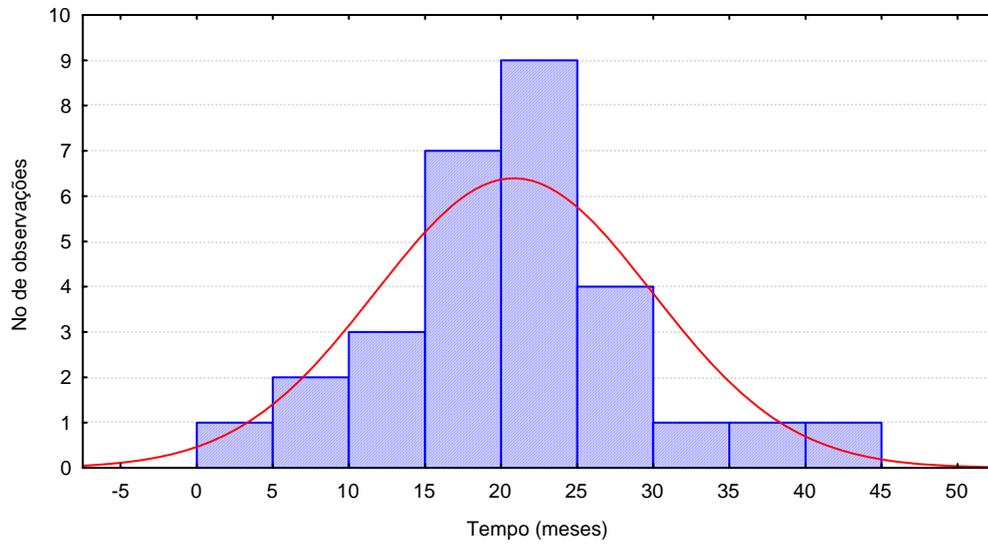


Figura 5.2 - Histograma do atraso entre a data de conclusão da obra até agosto/04
(sem *outliers*).

Apresentamos na Tabela 5.9 as estatísticas descritivas desta base de dados (lembrando que, para a obtenção dos resultados foram excluídos os *outliers*).

Tabela 5.9 – Estatística descritiva do atraso entre a data de conclusão da obra até agosto/04

Média	20,69	Intervalo	42,56
Erro padrão	1,67	Mínimo	1,03
Mediana	20,3	Máximo	43,6
Moda	17,3	Soma	600,1
Desvio padrão	9,46	Contagem	29
Variância da amostra	81,85	Assimetria	0,28
Curtose	0,95		

O histograma, figura 5.2, representa o atraso entre a data prevista da conclusão da obra até o mês de agosto/ 2004. Contudo, mesmo retirando os *outliers*, 65% da amostra apresenta uma concentração de atrasos entre 15 a 25 meses, vindo em seguida 30 meses, ou seja, 65% da amostra contida no histograma contém atrasos significantes. Isso é, normalmente uma obra atrasa pelo menos um ano e três meses. Um tempo bastante considerável.

A curva se assemelha a uma normal, quando deveria ser uma exponencial, ou uma normal com média nula. Seria natural que a maioria das obras terminasse no tempo previsto e algumas poucas atrasassem no caso de uma exponencial. Alternativamente seria também natural que a maioria terminasse em tempo e algumas atrasassem ou terminassem antes do previsto, o caso da normal com média nula.

A curtose é positiva, por esta razão a curva é mais afunilada.

A média de atraso é de mais de um ano e meio, 20,69 meses, a mediana de 20,3 e a moda de 17,3 meses. Como essas estatísticas são próximas, pode-se dizer que a curva assemelha-se a uma normal. Podem-se usar testes estatísticos para se obter uma resposta mais precisa a essa questão, mas aqui não se faz necessário.

5.10.2 VPL ANEEL.

Analisando-se o retorno dos investimentos /empreendimentos CHESF, contidos no quadro 5.7, considerando como verdadeiras as premissas: - orçamento CHESF, receita permitida ANEEL, e calculando por meio da tabela 5.5 da ANEEL, encontramos o VPL com essas informações através de histograma, pode-se visualizar quantos investimentos/ empreendimentos, foram remunerados positivamente.

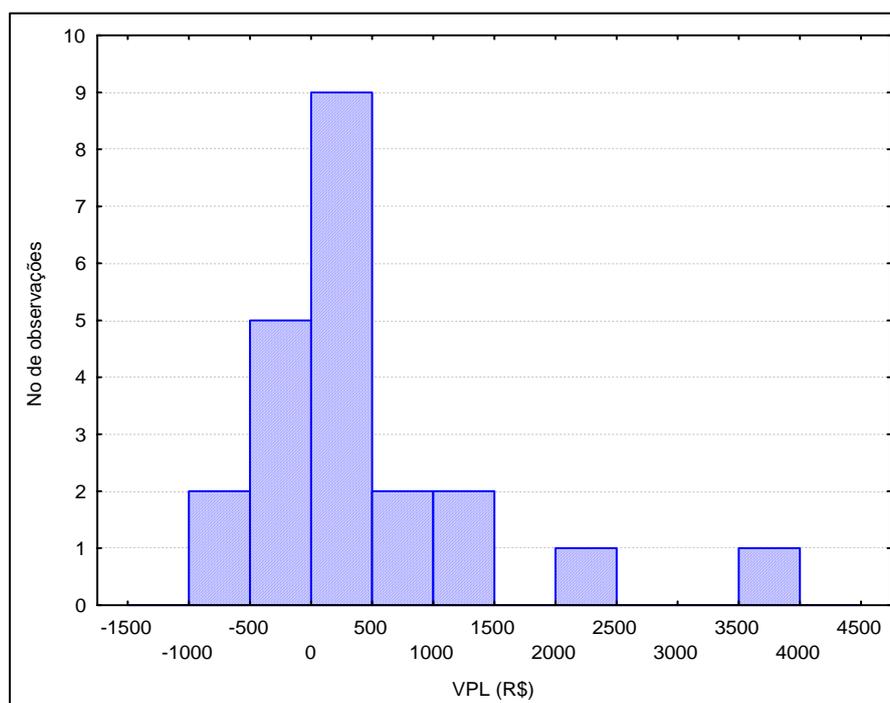


Figura 5.3 - VPL

De acordo com o histograma, evidenciou-se na figura 5.3, que existem projetos com retorno negativo.

Tabela 5.10 - Estatística descritiva do VPL ANEEL

Média	432,05	Intervalo	4924,21
Erro padrão	221,10	Mínimo	-957,2
Mediana	174,72	Máximo	3967,01
Moda		Soma	9505,11
Desvio padrão	1037,05	Contagem	22
Variância da amostra	1.075.477	Assimetria	2,5
Curtose	6,03		

A curtose é positiva, por esta razão a curva é mais afunilada.

A média é de R\$ 432.05, os dados analisados apresentam uma média positiva de retorno. A mediana de R\$ 174,72 diz que mais da metade dos dados apresentam retornos positivos. Como a mediana é menor do que a média indica que existem mais dados à esquerda da média do que à direita dela, portanto a distribuição de frequências se prolongará mais para a direita do que para a esquerda da média, com isso terá inclinação positiva. Assim mais projetos apresentam retornos abaixo de R\$ 432,05.

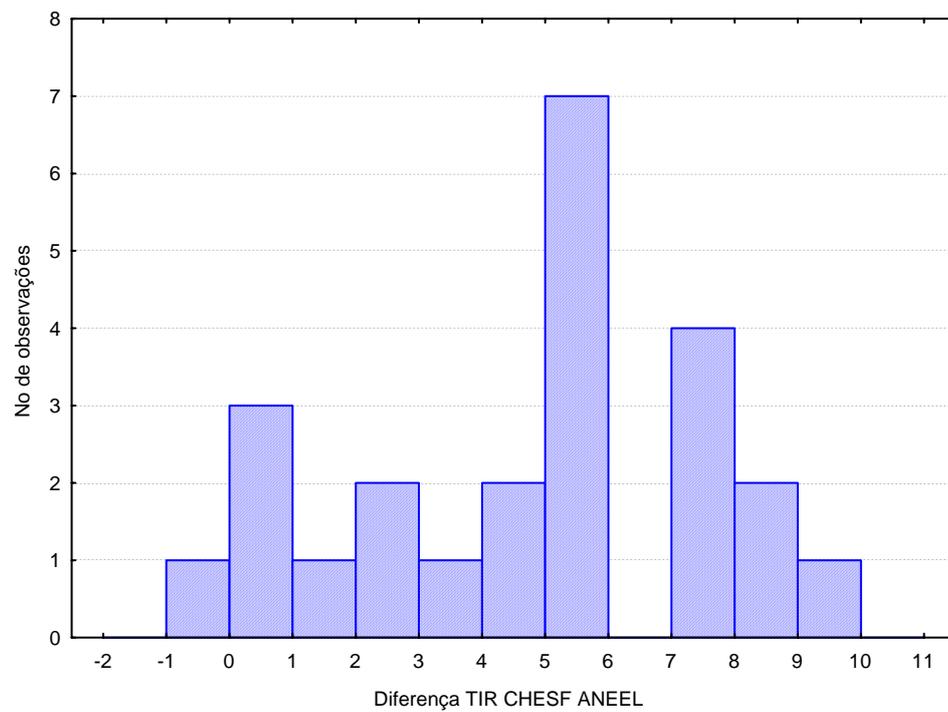


Figura 5.4 - TIR CHESF – TIR ANEEL

De acordo com o histograma (figura 5.4), a grande maioria dos investimentos é calculada pela ANEEL com a TIR menor do que a CHESF.

5.10.3 Estatística Descritiva da Diferença entre TIR CHESF e TIR ANEEL.

Tabela 5.11 – Estatística descritiva da Diferença entre a TIR da CHESF e ANEEL

Média	5,00	Intervalo	9,61
Erro padrão	0,59	Mínimo	-0,14
Mediana	5,39	Máximo	9,79
Moda		Soma	110,06
Desvio padrão	2,75	Contagem	22
Variância da amostra	7,56	Assimetria	-0,24
Curtose	-0,83		

Considerando que a média de 5%, a CHESF avalia um projeto com uma taxa de retorno maior do que a ANEEL, pelo menos em média. O desvio padrão 2,75 confirma que a CHESF usa uma TIR maior, como a média é maior do que o desvio padrão, significa dizer que os dados não estão espalhados.

Não existe moda, isto se deve ao fato de não ter dados repetidos.

A mediana é maior do que a média, isto indica que existem mais dados à direita da média do que à esquerda dela, por isso a distribuição de frequência se prolongará mais para esquerda do que para a direita da média, e terá inclinação negativa. Assim mais projetos apresentaram retornos acima de 5%.

5.11 Indicadores Gerenciais

5.11.1 Objetivo

O grande objetivo dos indicadores gerenciais é o de avaliar o desempenho atual e acompanhar os projetos de investimento da empresa. A inexistência de indicadores de custos permite que os setores da empresa não tenham como comparar o seu desempenho com outras empresas do setor e nem tenha como avaliar o seu grau de competitividade no mercado que tende a ser cada vez maior.

Pode-se dizer que os indicadores consistem em expressões quantitativas que representam uma informação gerada a partir da medição e avaliação de uma estrutura de produção dos processos que a compõem e /ou dos produtos resultantes. A medição e a avaliação referem-se à identificação dos dados e informações e ao estabelecimento de critérios, especificações ou valores para comparação entre resultados obtidos e padrões ou metas definidas.

5.11.2 Mapeamento dos Processos

Visando possibilitar o acompanhamento das obras, antes mesmo da proposta dos indicadores gerenciais, faz-se necessário primeiramente mapear os processos da empresa e tratar as ilhas de informação existentes, pode-se sugerir alguns indicadores que serão relacionados posteriormente, visando controlar os processos.

A partir do momento que a empresa consegue definir padrões de desempenho para os mesmos, a medição de desempenho passa então a ser utilizada para se identificar a existência de problemas. O desvio será mostrado cada vez que o indicador apontar o mesmo em relação a um padrão já estabelecido. (CAMPOS,1992).

A melhor maneira de se mapear os processos é, em primeiro lugar, entendê-los, para tanto devem ser elaborados fluxogramas que possibilitem determinar objetivos, responsabilidades e procedimentos claros, de maneira tal que seja possível monitorar e levantar os pontos críticos do processo.

Um processo é composto por um conjunto de atividades inter-relacionadas dentro da empresa com o objetivo maior de fornecer produtos ou serviços aos seus clientes.

Na economia global atual, a gestão eficaz dos processos em menor tempo e com menores custos tornou-se uma prática obrigatória para assegurar a competitividade e a lucratividade da organização. Contudo gerenciar processos é uma tarefa difícil, principalmente porque estes processos não funcionam isolados como “ilhas”, mas interagem com outros processos na empresa.

Identificou-se no Capítulo 4, que os normativos da empresa encontram-se desatualizados e incompletos. Porém, foi criado um grupo de trabalho a partir de fevereiro deste ano (2005) para tratar da estruturação de Gestão da Transmissão, com o foco nos reforços da rede básica, isto se deveu ao fato da CHESF estar iniciando um estudo para otimizar o processo tornando-o mais seguro, onde serão definidos com clareza os papéis, as responsabilidades e o detalhamento das atividades desenvolvidas.

Por conta disso, iniciou-se o mapeamento do processo desde a elaboração do projeto básico, até a conclusão do investimento /empreendimento.

5.11.3 Utilização de Indicadores

À medida que a empresa implanta a medição dos indicadores, podem ser feitos ajustes e alterações nos critérios propostos.

As medições fornecem subsídios para o controle dos processos, a partir do momento em que a empresa consegue definir padrões de desempenho para os mesmos, e tem por objetivo identificar os pontos fortes e fracos.

A utilização das avaliações com base nos indicadores também contribui efetivamente para a motivação e envolvimento das pessoas com o desenvolvimento de melhorias, pois permite ao indivíduo um retorno em relação ao desempenho do processo no qual está envolvido e ao seu próprio desempenho.

Para a empresa é de fundamental importância o uso de indicadores relativos ao seu funcionamento (SLACK, CHAMBERS, JOHNSTON, 2002).

CAPÍTULO 6

Conclusões, Comentários e Sugestões.

6.1 Conclusão

No Capítulo 1 fez-se uma breve introdução do trabalho, assim como a sua motivação. Nele também está contida uma breve descrição dos capítulos que compõem a dissertação. No Capítulo 2 foram apresentados os objetivos, é foi feita uma rápida exposição das estatísticas descritivas e apresentou-se a metodologia utilizada. No capítulo 3 apresentou-se o histórico da empresa e do setor elétrico no país. No Capítulo 4 tratou-se dos antecedentes, ou seja, o problema que foi objeto de estudo e a sua localização no contexto da empresa e do setor elétrico. No capítulo 5 apresentou-se o estudo de caso contendo dados obtidos junto à empresa para a detecção e tratamento dos problemas encontrados, assim como a análise dos mesmos usando-se métodos matemáticos, de gestão de informação e estatísticos. Neste Capítulo 6 estão contidas as conclusões do trabalho, assim como comentários e sugestões.

Pode-se concluir que com o advento das grandes mudanças que o setor elétrico vem passando desde a década de 90, os procedimentos que envolvem o processo de avaliação de projeto de investimento rede básica, encontra-se ainda em fase de ajustes. Trata-se de um processo complexo que envolve várias superintendências da CHESF, quais sejam: SPE, SPT, SPF, SSU e SOC, além de como foi dito anteriormente com entidades externas, MME, EPE, ANEEL, ONS, entre outras.

Muito embora a CHESF tenha demandado um grande esforço para tornar o processo mais ágil e transparente falta, como foi dito no Capítulo anterior, mapear todo o processo objeto do nosso estudo, monitorá-lo criando indicadores gerenciais para

acompanhamento e identificação de não conformidades, assim como criar um sistema que faça o rastreamento do processo como um todo, desde a solicitação da abertura do centro de custo até a imobilização do empreendimento.

Uma vez que foi observado que a maioria dos projetos atrasam pelo menos um ano e meio e que a diferença entre a taxa de retorno da CHESF e da ANEEL é em média 4,8 %, significa que novos cronogramas devem ser estabelecidos e que os cálculos devem ser melhor especificados pela CHESF ou ANEEL. Devem-se estabelecer indicadores sobre os resultados controláveis ou gerenciáveis do processo, isto é, aqueles sobre os quais as pessoas envolvidas no mesmo têm responsabilidades e podem atuar sobre suas causas, corrigindo desvios e melhorando resultados. À medida que um projeto evolui faz-se mister monitorar várias medidas, porém é necessário antes de qualquer coisa, determinar quais as medidas que devem ser monitoradas e quais medidas afetam a qualidade intrínseca do projeto / empreendimento, tempo e custos.

Segundo (SLACK, CHAMBERS, JOHNSTON, 2002), quando for verificado que existe alguma não conformidade, o problema deve ser resolvido no menor espaço de tempo possível.

Sugere-se que seja implantado um sistema informatizado que consiga rastrear as informações, desde o orçamento do investimento até a conclusão da obra. Isto feito, seriam criados os indicadores gerenciais para que os múltiplos órgãos da empresa envolvidos no processo, possam acompanhá-lo como um todo, além de promoverem as intervenções quando se fizerem necessárias.

Segundo ainda (SLACK, CHAMBERS, JOHNSON , 2002) “As medidas monitoradas de desempenho de projeto precisam ser avaliadas de modo que o gerenciamento possa a qualquer momento, julgar o desempenho global” .

6.2 Indicadores Sugeridos

Os resultados de um processo podem ser afetados por várias causas de ordem interna ou externa à empresa. Deve-se, quando necessário verificar, algumas dessas causas como meio de garantir um bom resultado do trabalho (Campos, 1992). Medidas corretivas devem ser adotadas, e por meio de indicadores gerencias, os órgãos gestores da transmissão poderão identificar com facilidade onde está o problema a ser corrigido.

- a) Data remuneração – Data Imobilização, este indicador deverá identificar quais os investimentos que deveriam estar imobilizados e no entanto, ainda se encontram com valores em curso. Permitirá também ao Órgão gestor da transmissão conhecer as perdas que poderão existir, caso a obra esteja concluída e ainda não totalmente imobilizada.
- b) Valor da receita solicitada em reais – Valor da receita permitida em reais, este indicador permitirá a identificação da diferença entre a receita solicitada e a recebida, poderá também fundamentar a negociação, de revisão da receita permitida, quando for o caso.
- d) Valor orçado CHESF – Valor orçado ANEEL. – este indicador evidenciará a diferença entre o orçamento CHESF e ANEEL. Através dele o órgão gestor da transmissão poderá vir juntamente com a ANEEL reavaliar o orçamento, quando se fizer necessário.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFIAS

ANEEL. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br>>, acessado em 15/06/2004 e 12/08/2004.

ANEEL. Resolução normativa de nº 059 de 15 de março de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº 166 de 31 de maio de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº 149 de 18 de maio de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº 389 de 04 de outubro de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº 397 de 11 de outubro de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº. 432 de 07 de novembro de 2000.

ANEEL. Resolução normativa de nº 001 de 10 de janeiro de 2001.

ANEEL. Resolução normativa de nº 079 de 16 de março de 2001

ANEEL. Resolução normativa de nº 112 de 05 de abril de 2001.

ANEEL. Resolução normativa de nº 335 de 14 de agosto de 2001.

ANEEL. Resolução normativa de nº 233 de 24 de abril de 2002.

ANEEL. Resolução normativa de nº 402 de 30 de julho de 2002.

ANEEL. Resolução normativa de nº 567 de 22 de outubro de 2002.

ANEEL. Resolução normativa de nº 717 de 17 de dezembro de 2002.

ANEEL. Resolução normativa de nº 375 de 29 de julho de 2003.

ANEEL. Resolução normativa de nº 682 de 23 de dezembro de 2003.

ANEEL. Resolução normativa de nº 640 de 03 de dezembro de 2004.

ANEEL. Resolução normativa de nº 48 de 10 de fevereiro de 2004.

CAMPOS, Vicente Falconi. *Controle da qualidade total*,. Belo Horizonte, Fundação Christiano Ottoni, 3 ed Rio de Janeiro, Bloch Editora, . 1992. 220 p.

CLASSE CONTÁBIL. Disponível em <<http://www.classecontabil.com.br/>>, acessado em 17/11/2004.

CHESF. Disponível em <<http://www.chesf.gov.br/>>, acessado em 23/11/2004,
21/12/2004.

EPE. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/>>, acessado em 08/06/2004.

FERREIRA, R. G. *Matemática financeira aplicada: mercado de capitais, administração financeira, engenharia econômica*, 5 ed. Recife, Editora Universitária da UFPE, 2000. 536p.

GITMAN, Lawrence J, *Princípios de administração financeira*, 7 ed., Editora Harbra Ltda, 2002. 841p.

IUDÍCIBUS, Sérgio; MARTINS Eliseu e GELBCKE, Ernesto Rubens, *Manual de contabilidade*, 5 ed, Editora ATLAS S.A, 2000. 508p.

KASSAI, José Roberto; KASSAI, Silvia; SANTOS Ariovaldo, ASSAF, Alexandre Neto, *Retorno de investimento*, 2 ed., Editora Atlas, 2002. 256p.

LAPPONI, J. C. *Estatística usando excel*. São Paulo: Laponi Treinamento e Editora Ltda, 2000 a 450p.

Lei nº 8.631 de 05 de março de 1993

Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995

Lei nº 9.074 de 07 de julho de 1995

Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996

Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002

Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002

Lei nº 10.847 de 15 de março de 2004

Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004

MARCONI, Marina de Andrade; LAKATOS, Eva Maria. *Técnicas de Pesquisa*, 5. ed, Editora Atlas, 2002.

MYSFACE. Disponível em <http://www.myspace.eng.br/mat/stat/prob_est3.asp>/, acessado em 25/10/4.

ONS. Disponível em <<http://www.ons.org.br/>>, acessado em 08/06/2004 e 27/12/2004.

SICSÚ, Abraham Benzaquen...et al; organizadores: ALMEIDA, Adiel Texeira, RAMOS , Francisco de Sousa , *Gestão da informação na competitividade das organizações*, 2 ed, Editora Universitária /UFPE, 2002. 396p.

SLACK, Nigel, CHAMBERS Stuart, JOHNSTON Robert, *Administração da produção*, 2 ed , Editora ATLAS S.A, 2001. 856p.

STAIR, Ralph M., *Princípios de sistemas de informação – Uma abordagem Gerencial*,4 ed. LTC Editora S/A, Rio de Janeiro 1996. 496p.

ANEXO A

ORGANOGRAMA DA DIRETORIA ADMINISTRATIVA

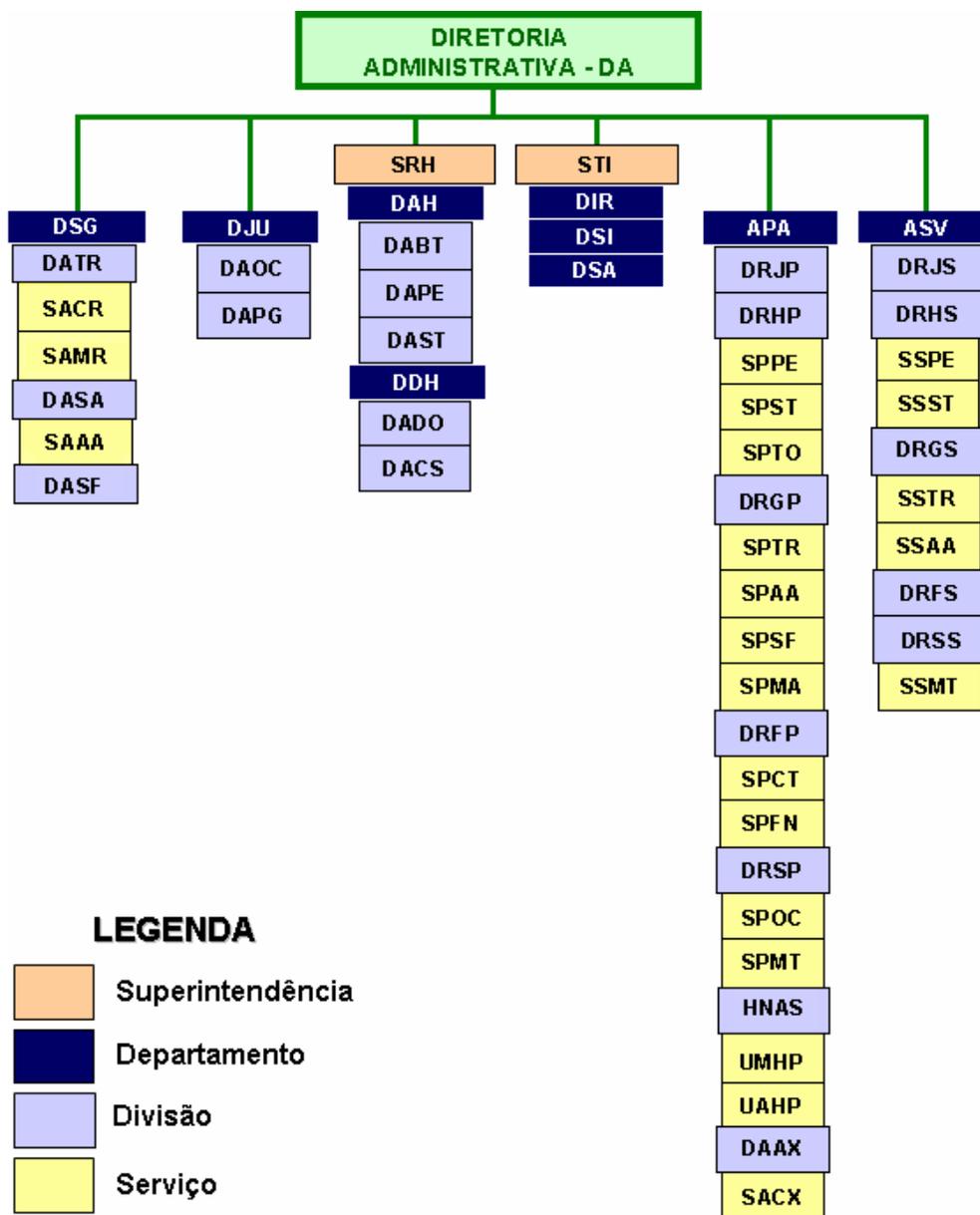


Figura A.1 – Organograma da DA -Fonte:CHESF, elaborado pela autora

DESCRIÇÃO DAS SIGLAS DOS ÓRGÃOS DA DIRETORIA ADMINISTRATIVA

A Superintendência de Tecnologia da Informação (STI), contém, três departamentos, quais sejam: Departamento de Sistema de Informação (DSI), Departamento de infra-estrutura e Departamento de suporte organizacional. A superintendência de Recursos Humanos contém dois departamentos, quais sejam: Departamento de Administração de Recursos Humanos (DAH) e Departamento de desenvolvimento de recursos humanos.

Os Departamentos de Serviços Gerais (DSG), Jurídico (DJU), Administração Regional de Paulo Afonso (APA) e de Salvador (ASV) são subordinados diretamente a Diretoria Administrativa.

Ao Departamento de Serviços Gerais – DSG , estão subordinados os seguintes órgãos:

a) Divisão de Transportes (DATR)

- ◆ Serviço de Coordenação e Controle de Transporte (SACR)
- ◆ Serviço de Manutenção e Operação de Transporte do Recife (SAMR)

b) Divisão de Serviços Auxiliares - DASA

- ◆ Serviço de Administração Auxiliar (SAAA)
- ◆ Serviço de Comunicação Administrativa (SACM)

c) Divisão de Segurança Física (DASF)

Ao Departamento Jurídico DJU estão subordinados os seguintes órgãos:

a) Divisão de Orientação Jurídica e Contratos (DAOC)

b) Divisão de Procuradoria Geral (DAPG)

Ao Departamento de Administração de Recursos Humanos (DAH), estão subordinados os seguintes órgãos:

- a) Divisão de Bem-Estar no Trabalho (DABT)
- b) Divisão de Registro e Controle de Pessoal (DAPE)
- c) Divisão de Segurança e Medicina do Trabalho (DAST)

Ao Departamento de Desenvolvimento de Recursos Humanos (DDH), estão subordinados os seguintes órgãos:

- a) Divisão de Desenvolvimento Organizacional (DADO)
- b) Divisão de Administração de Cargos e Salários (DACS)

Departamento de Infra-Estrutura Computacional e Redes

Departamento de Sistema de Informação (DSI).

Departamento de Suporte Organizacional e Atendimento ao Cliente de TI (DAS)

A Administração Regional de Paulo Afonso (APA), estão subordinados os seguintes órgãos:

- a) Divisão Regional Jurídica de Paulo Afonso (DRJP)
- b) Divisão Regional de Recursos Humanos de Paulo Afonso (DRHP)
 - ◆ Serviço de Pessoal de Paulo Afonso (SPPE)
 - ◆ Serviço de Segurança e Medicina do Trabalho de Paulo Afonso (SPST)
 - ◆ Serviço de Ensino Técnico Operacional (SPTO)
- c) Divisão Regional de Serviços Gerais de Paulo Afonso (DRGP)
 - ◆ Serviço de Transporte de Paulo Afonso (SPTR)
 - ◆ Serviço de Administração Auxiliar de Paulo Afonso (SPAA)
 - ◆ Serviço de Segurança Física de Paulo Afonso (SPSF)
 - ◆ Serviço de Manutenção de Acampamento de Paulo Afonso (SPMA)
- d) Divisão Regional Econômico-Financeira de Paulo Afonso (DRFP)
 - ◆ Serviço de Contabilidade de Paulo Afonso (SPCT)
 - ◆ Serviço Financeiro de Paulo Afonso (SPFN)
- e) Divisão Regional de Suprimento de Paulo Afonso (DRSP)

- ◆ Serviço de Compras e Contratações de Paulo Afonso (SPCC)
- ◆ Serviço de Material de Paulo Afonso – SPMT
- ◆ Hospital Nair Alves de Souza¹ (HNAS)
- ◆ Unidade Médico-Hospitalar² (UMHP)
- ◆ Unidade de Apoio Administrativo Hospitalar² (UAHP)

f) Divisão de Apoio Administrativo de Xingó (DAAX)

- ◆ Serviço da Comunidade de Xingó (SACX)

A Administrador Regional de Salvador (ASV), estão subordinados os seguintes órgãos:

a) Divisão Regional Jurídica de Salvador (DRJS)

b) Divisão Regional de Recursos Humanos de Salvador (DRHS)

- ◆ Serviço de Pessoal de Salvador (SSPE)
- ◆ Serviço de Segurança e Medicina do Trabalho de Salvador (SSST)

c) Divisão Regional de Serviços Gerais de Salvador (DRGS)

- ◆ Serviço de Transporte de Salvador (SSTR)
- ◆ Serviço de Administração Auxiliar de Salvador (SSAA)

d) Divisão Regional Econômico-Financeira de Salvador (DRFS)

e) Divisão Regional de Suprimento de Salvador (DRSS)

- ◆ Serviço de Material de Salvador (SSMT)

¹Nível de Divisão

²Nível de Serviço

ANEXO B

ORGANOGRAMA DA DIRETORIA DE ENGENHARIA E CONSTRUÇÃO - DE

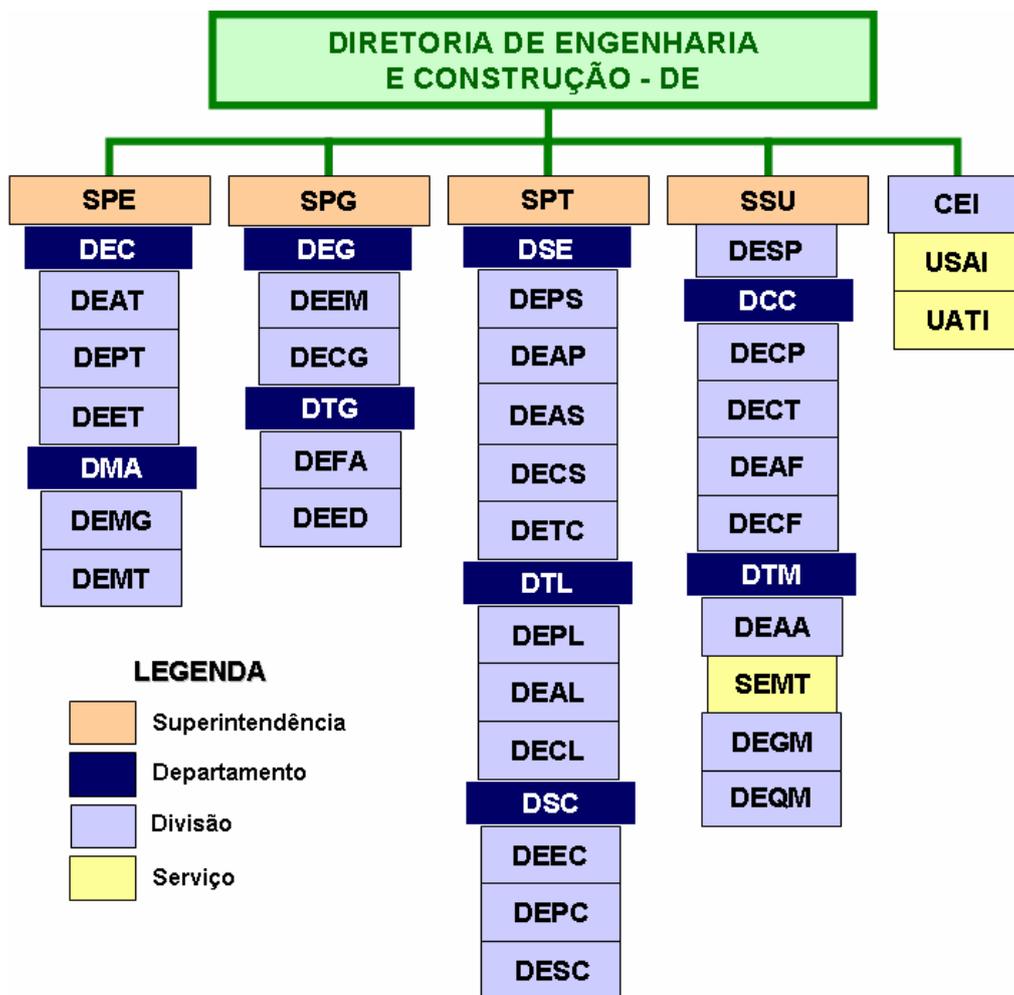


Figura B.1 -Organograma da DE (Fonte:CHESF) elaborado pela autora

DESCRIÇÃO DAS SIGLAS DOS ÓRGÃOS DA DIRETORIA DE ENGENHARIA

A Superintendência de Planejamento da Expansão (SPE) estão subordinados aos seguintes órgãos:

Departamento de Estudos de Sistemas de Transmissão (DES)

- a) Divisão de Estudos e Tecnologia de Alta Tensão (DEAT)
- b) Divisão de Estudos e Planejamento de Expansão de Transmissão (DEPT)
- c) Divisão de Estudos de Empreendimentos de Transmissão (DEET)

Departamento de Meio Ambiente (DMA)

- a) Divisão de Meio Ambiente de Geração (DEMG)
- b) Divisão de Meio Ambiente de Transmissão (DEMT)

A Superintendência de Projetos e Construção de Geração (SPG) estão subordinados aos seguintes órgãos:

Departamento De Engenharia De Obras De Geração (DEG)

- a) Divisão de Projetos Eletromecânicos de Geração (DEEM)
- b) Divisão de Projeto Civil de Geração (DECG)

Departamento de Tecnologia e Desenvolvimento de Alternativas de Geração (DTG)

- a) Divisão de Projetos de Fontes Alternativas de Geração (DEFA)
- b) Divisão de Eficiência Energética e Desenvolvimento Tecnológico (DEED)

A Superintendência de Projetos e Construção de Transmissão (SPT)

Departamento de Projeto e Construção de Subestações (DSE)

- a) Divisão de Projetos de Subestações (DEPS)
- b) Divisão de Arquitetura e Projetos Civis de Subestações (DEAP)
- c) Divisão de Apoio Técnico de Projeto e Construção de Subestações (DEAS)
- d) Divisão de Construção e Montagem de Subestações (DECS)

e) Divisão de Testes e Comissionamento de Subestações (DETC)

Departamento de Projeto e Construção de Linhas de Transmissão (DLT)

a) Divisão de Projeto de Linhas de Transmissão (DEPL)

b) Divisão de Apoio Técnico de Projetos e Construção de Linhas de Transmissão (DEAL)

c) Divisão de Construção de Linhas de Transmissão (DECL)

Departamento de Engenharia de Sistemas de Controle de Usinas e Subestações (DSC)

a) Divisão de Engenharia de Controle de Processo e Proteção de Usinas e Subestações (DEEC)

b) Divisão de Projetos de Controle e Proteção de Usinas e Subestações (DEPC)

c) Divisão de Suporte para Controle de Processo e Comunicações Internas de Usinas e Subestações (DESC)

A Superintendência de Suprimento SSU, estão subordinados os seguintes

órgãos:

a) Divisão de Suprimento de São Paulo (DESP)

Departamento de Compras, Contratações e a administração do Fornecimento (DCC)

a) Divisão de Compras (DECP)

b) Divisão de Contratações (DECT)

c) Divisão de Administração de Fornecimento de Bens (DEAF)

d) Divisão de Cadastro de Fornecedores (DECF)

Departamento de Tecnologia e Administração de Material (DTM)

a) Divisão de Administração de Almojarifados (DEAA)

◆ Serviço de Material de Recife (SEMT)

b) Divisão de Gestão de Material (DEGM)

c) Divisão de Garantia da Qualidade de Material (DEQM)

Coordenadoria Especial do Empreendimento Itaparica ¹ (CEI)

- ◆ Unidade de Apoio Social e Administração do Cadastro de Itaparica ²
(USAI)
- ◆ Unidade de Apoio Técnico de Engenharia de Itaparica ² (UATI)

ANEXO C

ORGANOGRAMA DA DIRETORIA ECONOMICO/FINANCEIRA

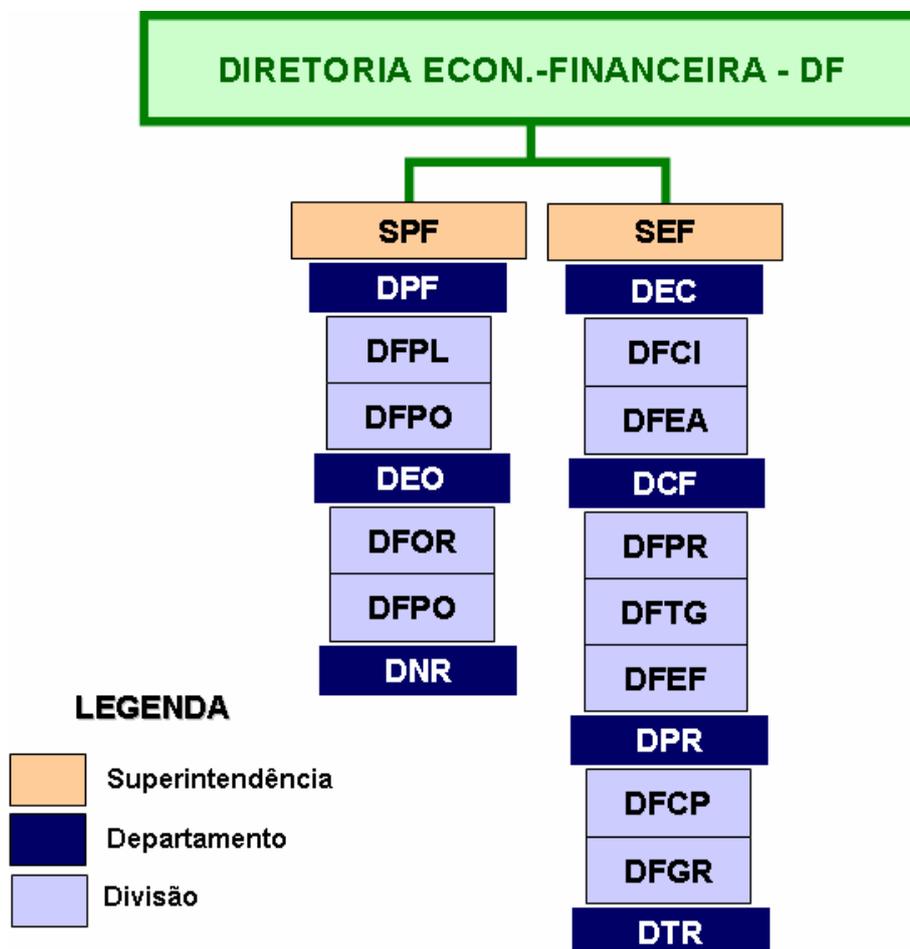


Figura C.1 – Organograma da DF - Fonte: CHESF, elaborado pela autora

DESCRIÇÃO DAS SIGLAS DOS ÓRGÃOS DA DIRETORIA FINANCEIRA

Estão subordinados a Diretoria Financeira, os seguintes órgãos:

Superintendência de Planejamento Econômico-Financeiro (SPF)

Departamento De Planejamento Econômico-Financeiro (DPF)

a) Divisão de Planejamento Econômico-Financeiro (DFPL)

b) Divisão de Receita Operacional (DFRO)

Departamento de Orçamento (DEO)

a) Divisão de Programação Orçamentária (DFPO)

b) Divisão de Orçamento (DFOR)

Departamento De Negociação De Recursos Financeiros (DNR)

Superintendência de Execução e Controle Econômico-Financeiro (SEF)

Departamento de Contabilidade (DEC)

a) Divisão de Escrituração e Análises Contábeis (DFEA)

b) Divisão de Controle e Informações Contábeis (DFCI)

Departamento De Execução E Controle Financeiro (DCF)

a) Divisão de Habilitação de Pagamentos e Recebimentos (DFPR)

b) Divisão de Tesouraria Geral (DFTG)

c) Divisão de Empréstimos e Financiamentos (DFEF)

Departamento de Patrimônio e Gerência de Riscos (DPR)

a) Divisão de Controle Patrimonial e de Custos (DFCP)

b) Divisão de Gerência de Riscos (DFGR)

Departamento de Tributos (DTR)

ANEXO D

ORGANOGRAMA DA DIRETORIA DE OPERAÇÃO

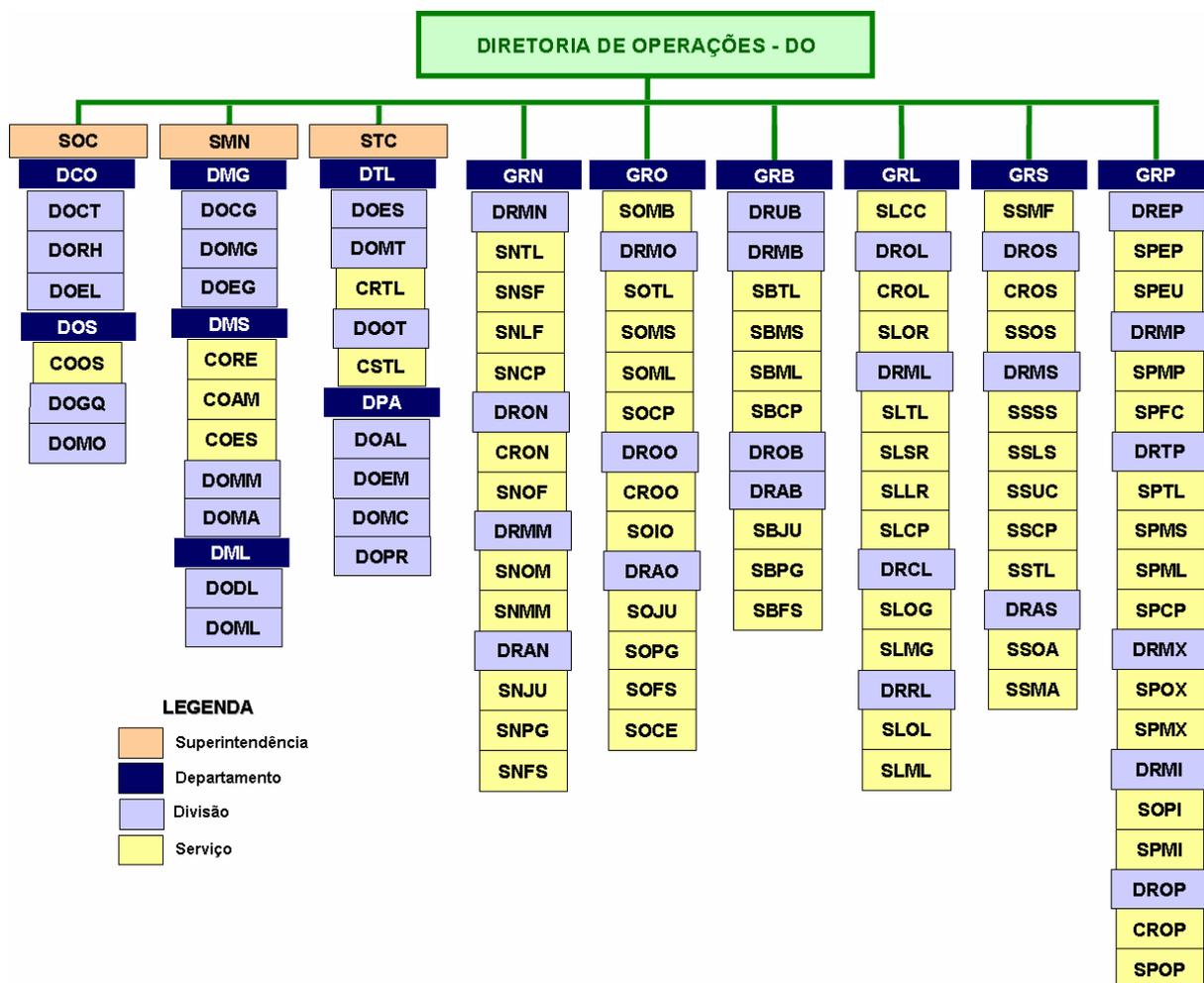


Figura D.1– Organograma DO - Fonte: CHESF , elaborado pela autora

DESCRIÇÃO DAS SIGLAS DA DIRETORIA DE OPERAÇÃO

Estão subordinados a Diretoria de Operação e Construção, os seguintes órgãos

Superintendência de Operação e Contratos de Transmissão de Energia SOC

Departamento de Contratos de Transmissão. de Energia e Estudos da Operação
DCO

a) Divisão de Contratos de Transmissão(DOCT)

b) Divisão de Gestão de Recursos Hídricos (DORH)

c) Divisão de Estudos da Operação Elétrica (DOEL)

Departamento de Operação do Sistema E Instalações (DOS)

◆ Centro de Operação do Sistema (COOS)

a) Divisão de Gestão da Qualidade da Operação (DOGQ)

b) Divisão de Metodização e Suporte da Operação (DOMO)

A Superintendência De Manutenção (SMN)

Departamento de Manutenção de Geração (DMG)

a) Divisão de Manutenção Civil de Instalações (DOCG)

b) Divisão de Manutenção Mecânica da Geração (DOMG)

c) Divisão de Manutenção Elétrica da Geração (DOEG)

Departamento De Manutenção De Subestações (DMS)

◆ Centro de Reparo de Equipamentos de Subestações (CORE)

◆ Centro de Análise e Manutenção de Óleos (COAM)

◆ Centro de Ensaio Elétricos do Sistema de Transmissão (COES)

a) Divisão de Manutenção de Equipamentos de Manobras (DOMM)

b) Divisão de Manutenção de Equipamentos de Transformação e Serviços Auxiliares (DOMA)

Departamento de Manutenção de Linhas de Transmissão (DML)

a) Divisão de Manutenção e Análise do Desempenho de Linhas de Transmissão (DODL)

b) Divisão de Metodização de Linhas de Transmissão (DOML)

Superintendência de Telecomunicações e Sistemas de Controle (STC)

Departamento de Telecomunicações (DTL)

a) Divisão de Engenharia de Expansão de Sistemas de Telecomunicações (DOES)

b) Divisão de Engenharia de Manutenção e Reparo de Telecomunicações (DOMT)

- ◆ Centro de Reparo e Desenvolvimento de Telecomunicações (CRTL)

c) Divisão de Operação e Gerenciamento de Recursos de Telecomunicações (DOOT)

- ◆ Centro de Operação e Supervisão de Telecomunicações (CSTL)

Departamento de Sistema de Proteção e Automação da Operação (DPA)

a) Divisão de Apoio Tecnológico e Laboratório de Sistemas de Proteção e Automação (DOAL)

b) Divisão de Engenharia de Manutenção de Sistemas de Proteção e Automação (DOEM)

c) Divisão de Sistemas de Medição e Controle de Processo (DOMC)

d) Divisão de Sistemas de Proteção e Regulação (DOPR)

Gerência Regional De Operação Norte (GRN)

a) Divisão Regional de Manutenção Norte (DRMN)

- ◆ Serviço de Telecomunicações Norte (SNTL)

- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações de Fortaleza (SNSF)

- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Fortaleza (SNLF)

- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição Norte (SNCP)

b) Divisão Regional de Operação Norte (DRON)

- ◆ Centro Regional de Operação do Sistema (CRON)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Fortaleza (SNOF)

c) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Milagres (DRMM)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Milagres (SNOM)

- ◆ Serviço de Manutenção de Milagres (SNMM)

d) Divisão Regional Administrativa Norte (DRAN)

- ◆ Serviço Jurídico Norte (SNJU)
- ◆ Serviço de Pessoal e Serviços Gerais Norte (SNPG)
- ◆ Serviço Financeiro e de Suprimento Norte (SNFS)

Gerência Regional de Operação Oeste (GRO)

- ◆ Serviço de Manutenção de Boa Esperança (SOMB)

a) Divisão Regional de Manutenção Oeste (DRMO)

- ◆ Serviço de Telecomunicações Oeste (SOTL)
- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações Oeste (SOMS)
- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão Oeste (SOML)
- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição Oeste (SOCP)

b) Divisão Regional de Operação Oeste (DROO)

- ◆ Centro Regional de Operação de Sistema Oeste (CROO)
- ◆ Serviço de Operação de Instalações Oeste (SOIO)

c) Divisão Regional Administrativa Oeste (DRAO)

- ◆ Serviço Jurídico Oeste (SOJU)
- ◆ Serviço de Pessoal e Serviços Gerais Oeste (SOPG)
- ◆ Serviço Financeiro e de Suprimento Oeste (SOFS)
- ◆ Serviço da Comunidade e Bem-Estar Social de Boa Esperança (SOCE)

Gerência Regional de Operação de Sobradinho (GRB)

a) Divisão Regional de Manutenção da Usina de Sobradinho (DRUB)

b) Divisão Regional de Manutenção da Transmissão de Sobradinho (DRMB)

- ◆ Serviço de Telecomunicações de Sobradinho (SBTL)
- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações de Sobradinho (SBMS)
- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Sobradinho (SBML)
- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição de Sobradinho (SBCP)

c) Divisão Regional de Operação de Sobradinho (DROB)

d) Divisão Regional Administrativa de Sobradinho (DRAB)

- ◆ Serviço Jurídico de Sobradinho (SBJU)
- ◆ Serviço de Pessoal e Serviços Gerais de Sobradinho (SBPG)
- ◆ Serviço Financeiro e de Suprimento de Sobradinho (SBFS)

Gerência Regional de Operação Leste (GRL)

- ◆ Serviço de Compras e Contratações Leste (SLCC)

e) Divisão Regional de Operação Leste (DROL)

- ◆ Centro Regional de Operação de Sistema Leste (CROL)
- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Recife (SLOR)

f) Divisão Regional de Manutenção do Recife (DRML)

- ◆ Serviço de Telecomunicações Leste (SLTL)
- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações do Recife (SLSR)
- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão do Recife (SLLR)
- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição Leste (SLCP)

g) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Campina Grande (DRCL)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Campina Grande (SLOG)
- ◆ Serviço de Manutenção de Campina Grande (SLMG)

h) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Rio Largo (DRRL)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Rio Largo (SLOL)
- ◆ Serviço de Manutenção de Rio Largo (SLML)

Gerência Regional De Operação Sul (GRS)

- ◆ Serviço de Manutenção de Funil (SSMF)

a) Divisão Regional de Operação Sul (DROS)

- ◆ Centro Regional de Operação do Sistema Sul (CROS)
- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Salvador (SSOS)

b) Divisão Regional de Manutenção de Sul (DRMS)

- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações Sul (SSSS)
- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão Sul (SSLS)
- ◆ Serviço de Manutenção da Usina Térmica de Camaçari (SSUC)
- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição Sul (SSCP)
- ◆ Serviço de Telecomunicações Sul (SSTL)

c) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Aracaju (DRAS)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Aracaju (SSOA)
- ◆ Serviço de Manutenção de Aracaju (SSMA)

Gerência Regional de Operação de Paulo Afonso (GRP)

a) Divisão Regional de Manutenção Elétrica e Ensaios das Usinas de Paulo Afonso (DREP)

- ◆ Serviço de Manutenção Elétrica das Usinas de Paulo Afonso (SPEP)
- ◆ Serviço de Ensaios de Usinas de Paulo Afonso (SPEU)

b) Divisão Regional de Manutenção Mecânica e Civil das Usinas e Instalações Gerais de P. Afonso (DRMP)

- ◆ Serviço de Manutenção Mecânica das Usinas de Paulo Afonso (SPMP)
- ◆ Serviço de Oficina e Manutenção Civil de Paulo Afonso (SPFC)

c) Divisão Regional de Manutenção da Transmissão de Paulo Afonso (DRTP)

- ◆ Serviço de Telecomunicações de Paulo Afonso (SPTL)
- ◆ Serviço de Manutenção de Subestações de Paulo Afonso (SPMS)
- ◆ Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Paulo Afonso (SPML)
- ◆ Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição Paulo Afonso (SPCP)

d) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Xingó (DRMX)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Xingó (SPOX)

- ◆ Serviço de Manutenção de Xingó (SPMX)

e) Divisão Regional de Operação e Manutenção de Itaparica (DRMI)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Itaparica (SPOI)

- ◆ Serviço de Manutenção de Itaparica (SPMI)

f) Divisão Regional de Operação Centro (DROPC)

- ◆ Centro Regional de Operação de Sistema de Paulo Afonso (CROP)

- ◆ Serviço de Operação de Instalações de Paulo Afonso (SPOP)