

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**RAFAEL RECH VENTURINI**

**PROJETO DE DIPLOMAÇÃO**

**AUTOPRODUÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

Porto Alegre

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AUTOPRODUÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**  
**ESTUDO DE CASO DA REFAP S/A**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof<sup>ª</sup>. Dra. Gladis Bordin Schuch

Porto Alegre

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFEL RECH VENTURINI

## **AUTOPRODUÇÃO NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ESTUDO DE CASO DA REFAP S/A**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof.<sup>a</sup>. Dra. Gladis Bordin Schuch, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina –  
Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof.<sup>a</sup>. Dra. Gladis Bordin Schuch, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Eng. Antonio Carlos Rossato, AGERGS

Graduado pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Phd. pelo Institut National Polytechnique de Grenoble – Grenoble - França

Porto Alegre, novembro de 2008.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais, em especial pelos ensinamentos, dedicação e apoio incondicional. Ofereço, também, á minha namorada, por toda compreensão ao longo destes últimos anos de faculdade.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais e irmã, pela atenção e apoio.

À minha namorada, pelo companheirismo.

À todos os meus amigos, por toda a força e amizade. Aos amigos Daniel, Diego, Edu, Misael e Tiago, que participaram diretamente desta conquista.

À professora Gladis Bordin, que me orientou nesta jornada.

Aos colegas de trabalho da REFAP S/A por terem contribuído na formulação do estudo de caso.

## **RESUMO**

O trabalho proposto consiste no desenvolvimento de alternativas de fornecimento de energia elétrica para a empresa Refinaria Alberto Pasqualini - REFAP S/A (Canoas/RS). As propostas apresentadas estão fundamentadas na associação da análise do perfil de carga da empresa e do conjunto de leis, decretos e resoluções que regulamentam a autoprodução no sistema elétrico brasileiro. Através do custo estimado para implementação de cada uma das alternativas propostas, aliado aos encargos de uso dos sistemas de transporte de energia elétrica, encargos setoriais e tributos, são realizadas análises econômicas que auxiliam no processo de tomada de decisão sobre investimentos.

**Palavras-chaves:** autoprodução, regulamentação, alternativas de fornecimento, análise econômica

## **ABSTRACT**

This project consists in developing alternatives for electrical energy supply to the company Refinery Alberto Pasqualini (Canoas/RS). The proposals presented are based in the association of company historical load and in the set of laws, decrees and resolutions that regulate the self-generation in brazilian electrical system. Through the cost of implementation of each alternatives proposals, allied to the cost of the energy transport system usage, sector charges and tributes, economic analysis are conducted to help in decision-making on investments.

**Keywords: self-generation, regulate, supply alternatives, economic analysis**

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
2	O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO.....	16
2.1	HISTÓRICO.....	16
2.2	A REESTRUTURAÇÃO.....	17
2.3	INSTITUIÇÕES E AGENTES DO SEB.....	20
2.4	O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	25
2.5	COMENTÁRIOS FINAIS.....	29
3	AUTOPRODUTOR.....	31
3.1	INTRODUÇÃO.....	31
3.2	CONCESSÃO E AUTORIZAÇÃO.....	31
3.3	ACESSO AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO.....	33
3.4	OPERAÇÃO.....	36
3.5	CONTRATOS.....	37
3.6	TARIFAS.....	43
3.6.1	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão.....	44
3.6.2	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.....	46
3.6.3	Tarifação de Consumidor Cativo.....	48
3.7	ENCARGOS SETORIAIS.....	51
3.8	TRIBUTOS.....	54
3.9	RESERVA DE CAPACIDADE.....	56
3.10	REDUÇÃO DE TARIFAS.....	60
3.11	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	62
4	PROGRAMA NODAL.....	63
4.1	A METODOLOGIA NODAL.....	63
4.2	SIMULAÇÃO.....	67
4.2.1	Arquivo com a Configuração de Rede.....	70
4.2.2	Arquivo com Geração Prevista e Contratada no CUST.....	73
4.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	74
5	ENGENHARIA ECONÔMICA.....	75
5.1	CONCEITOS BÁSICOS.....	75
5.2	ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	78
5.3	MÉTODOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS.....	79
5.4	COMENTÁRIOS FINAIS.....	80
6	ESTUDO DE CASO DA REFAP S/A.....	81
6.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS DA REFAP S/A.....	81
6.2	CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	83
6.2.1	Geradores.....	85
6.2.2	Perfil de Carga.....	87
6.3	ALTERNATIVAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	94
6.3.1	Situação atual.....	96
6.3.2	Alternativa A.....	97
6.3.3	Alternativa B.....	99
6.3.4	Alternativa C.....	100
6.3.5	Estimativa de Custo de Obras.....	102
6.4	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	103
7	CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA.....	107
7.1	CONTRIBUIÇÕES.....	107
7.2	TÓPICOS PARA PESQUISA.....	108

<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>109</b>
<b>ANEXO A: SISTEMA ELÉTRICO DA REFAP S/A</b> .....	<b>111</b>
<b>ANEXO B: RELATÓRIO PARCIAL DE TARIFAS NODAIS PARA CARGA E GERAÇÃO</b> .....	<b>113</b>
<b>APÊNDICE A: TARIFAS HOMOLOGADAS PARA DISTRIBUIDORA AES SUL 19/04/2008 A 18/04/2009</b> .....	<b>115</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Volume de investimentos no setor elétrico (1980-1993) .....	16
Figura 2 Instituições do setor elétrico brasileiro .....	20
Figura 3 Relações entre os agentes do setor elétrico brasileiro .....	24
Figura 4 Oferta interna de energia (2007).....	26
Figura 5 Composição da oferta de energia elétrica interna (2007) .....	28
Figura 6 Alternativas de autoprodução .....	37
Figura 7 Relações contratuais entre agentes e distribuidoras .....	38
Figura 8 Relações contratuais entre os agentes e o ONS .....	41
Figura 9 Visão geral da comercialização de energia elétrica.....	43
Figura 10 Composição tarifária dos consumidores livres.....	44
Figura 11 Composição tarifária dos consumidores cativos .....	44
Figura 12 Relação entre os custos da TUST e dos encargos setoriais - Braskem.....	54
Figura 13 Relação entre os custos da TUST e dos encargos setoriais - Copesul.....	54
Figura 14 Tela de identificação dos arquivos de entrada e configuração de parâmetros do programa NODAL.....	69
Figura 15 Tela de montagem de arquivo espelho para inclusão de novo empreendimento de geração .....	70
Figura 16 Disposição das informações de um empreendimento de geração em arquivo .USI.....	73
Figura 17 Representação gráfica de fluxo de caixa .....	76
Figura 18 Formato de registro das informações para empreendimento de geração.....	77
Figura 19 Formato de registro das informações para empreendimento de geração.....	77
Figura 20 Diagrama elétrico do sistema de potência da REFAP S/A.....	84
Figura 21 Gráfico da exportação/importação de energia elétrica da empresa REFAP S/A em 2007 .....	88
Figura 22 Gráfico da exportação/importação de energia elétrica da empresa REFAP S/A em 2008 .....	89
Figura 23 Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 02/08/2008 à 02/11/2008 .....	90
Figura 24 Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 26/10/2008 à 02/11/2008 .....	90
Figura 25 Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 02/11/2008 .....	91
Figura 26 Gráficos de potência por unidade de geração, curva de exportação/importação de energia elétrica e representação de cargas – 25/08/2008 à 25/09/2008 .....	92
Figura 27 Limitações do atual sistema de fornecimento de energia .....	93
Figura 28 Conexão da REFAP ao sistema de distribuição da AES SUL .....	97
Figura 29 Conexão da REFAP à Rede Básica.....	100

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 Oferta interna de energia (2006-2007).....	26
Quadro 2 Variação da potência instalada por fonte geradora (2007-2006).....	27
Quadro 3 Variação percentual da potência instalada por fonte geradora (2007-2006) ..	27
Quadro 4 Grupos de Consumidores .....	50
Quadro 5 Quota devida a TUST.....	53
Quadro 6 Quota devida aos Encargos Setoriais.....	53
Quadro 7 Modelo de Cálculo de PIS/COFINS e ICMS.....	55
Quadro 8 Dados de barra – DBAR .....	71
Quadro 9 Dados de barra – DLIN.....	72
Quadro 10 Dados de Área – DARE.....	73
Quadro 11 Formato de registro das informações para empreendimento de geração.....	74
Quadro 12 Fluxo de caixa .....	76
Quadro 13 Cálculo da TIR de um projeto com desconto de 60%.....	78
Quadro 14 Cálculo do VPL de um projeto.....	79
Quadro 15 Cálculo do fator de desconto do VPL .....	79
Quadro 16 Tributos e alíquotas .....	94
Quadro 17 Encargos de consumo na atual situação de fornecimento .....	97
Quadro 18 Encargos de geração na atual situação de fornecimento .....	97
Quadro 19 Encargos de consumo para alternativa A .....	98
Quadro 20 Encargos de geração para alternativa A com demanda contratada de 33MW .....	99
Quadro 21 Encargos de geração para alternativa A com demanda contratada de 113MW.....	99
Quadro 22 Encargos de consumo para alternativa B.....	100
Quadro 23 Encargos de consumo para alternativa C .....	101
Quadro 24 Encargos de geração para alternativa C com demanda contratada de 33MW .....	101
Quadro 25 Encargos de geração para alternativa C com demanda contratada de 113MW.....	101
Quadro 26 Estimativa de custo da obra de revitalização da linha de transmissão REFAP – Cachoeirinha .....	102
Quadro 27 Estimativa de custo para construção de subestação de 230/69kV e ramal de interligação em 69kV.....	103
Quadro 28 Fluxo de caixa para alternativa A.....	104
Quadro 29 Fluxo de caixa para alternativa B .....	104
Quadro 30 Fluxo de caixa para alternativa C .....	104

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AP: Autoprodutor

BEN: Balanço Energético Nacional

CCC: Conta de Consumo de Combustíveis

CCD: Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCT: Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CDE: Conta de Desenvolvimento Energético

CL: Consumidor Livre

CMSE: Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

CPST: Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CUSD: Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST: Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DIT: Demais Instalações de Transmissão

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

MME: Ministério de Minas de Energia

MUSD: Montante Máximo de Uso do Sistema de Distribuição

MUST: Montante Máximo de Uso do Sistema de Transmissão

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrica

PIE: Produtor Independente de Energia

PLD: Preço de Liquidação das Diferenças

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RAP: Receita Anual Permitida

SEB: Sistema Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

SMF: Sistema de Medição e Faturamento

TC: Transformador de Corrente

TE: Tarifa de Energia

TIR: Taxa Interna de Retorno

TMA: Taxa Mínima de Atratividade

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

URFCC: Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado de Resíduo

VAP: Vapor de Alta Pressão

VMP: Vapor de Média Pressão

VPL: Valor Presente Líquido

## 1 INTRODUÇÃO

Em 2006 a REFAP S/A concluiu suas obras de ampliação. O empreendimento foi uma das maiores obras de engenharia na América Latina e ampliou a capacidade de processamento de petróleo da empresa de 20 mil para 30 mil m<sup>3</sup>/dia. A ampliação da capacidade de refino foi acompanhada por um aumento de 50 MW na capacidade de geração de energia elétrica.

Com a entrada em operação da última unidade geradora, no final do ano de 2007, a empresa passou a exportar energia elétrica. Por coincidência, os preços naquela época chegaram a atingir R\$500,00 por MWh comercializado, o que gerou uma receita adicional não esperada. Através deste evento, a REFAP S/A que possui sua principal atividade no refino de petróleo, passou a valorizar esta fonte de renda.

Contudo, não foram analisadas as alternativas de fornecimento de energia elétrica para empresa. Portanto, a diferença de encargos relacionados às diferentes alternativas de fornecimento não é conhecida.

Sendo assim, o objetivo deste trabalho é definir uma metodologia, com base na análise de perfil de carga e nas leis, decretos e resoluções que regulamentam a autoprodução, que permita criar alternativas de fornecimento para a REFAP S/A. Os encargos incidentes sobre cada alternativa deverão ser analisados, e comparados com os custos atuais da empresa.

Este trabalho está estruturado em sete capítulos, incluída esta introdução, como indicado a seguir:

O Capítulo 2 aborda a evolução do marco regulatório brasileiro, ressaltando as características de cada modelo setorial. Ainda neste capítulo, são apresentadas as relações entre os agentes que compõem o sistema elétrico brasileiro, e também é caracterizado o Sistema Interligado Nacional e a matriz energética brasileira.

No Capítulo 3, caracterizar-se a figura do autoprodutor através da associação de leis, decretos e resoluções que regulamentam a autoprodução. Aspectos relacionados à contratação e tarifação dos serviços de transporte de energia, também serão abordados.

O objetivo do Capítulo 4 é apresentar o Programa NODAL. Com este propósito, são descritos o processo de simulação de tarifas de uso do sistema de transmissão e a metodologia nodal.

No Capítulo 5 é feita uma breve apresentação das ferramentas clássicas da Engenharia Econômica.

Finalmente, no Capítulo 6, é desenvolvido o estudo de caso da empresa REFAP S/A. Este capítulo é composto por uma caracterização da empresa e de seu sistema elétrico, além de apresentar as alternativas de fornecimento de energia propostas e suas respectivas análises.

Por último, são apresentadas as contribuições deste trabalho e as propostas de trabalhos futuros.

## 2 O SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

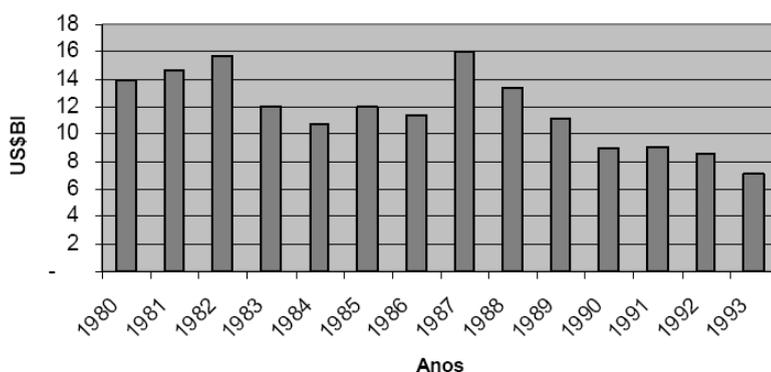
### 2.1 HISTÓRICO

Durante o domínio estatal sobre o sistema elétrico nacional, do período de 1970 a 1980, o setor apresentou um forte crescimento. Porém, este crescimento foi construído sob um sistema que gerou um desequilíbrio financeiro para as empresas participantes daquele projeto de expansão.

Segundo WERNECK(1987), a utilização das estatais como veículo de endividamento externo, para equilibrar a balança de pagamentos, gerou uma descapitalização do setor. Outro fator agravante para o endividamento das empresas, mencionado pelo autor, é a utilização das estatais como ferramentas de controle e combate à inflação através da contenção das tarifas.

Aliada a estes fatores, a política econômica da época, que contemplava metas de superávit, dificultou os financiamentos em infra-estrutura no país. Com a redução dos repasses da União para investimentos, a situação de endividamento do setor elétrico foi agravada.

A Figura 1 apresenta o volume de investimentos no setor elétrico brasileiro, do ano de 1980 até o ano de 1993.



**Figura 1 Volume de investimentos no setor elétrico (1980-1993)**

Fonte: PINGUELLI (2002)

Neste contexto, e com um governo alinhado com a política de privatizações implementada na América Latina e em diversos lugares do mundo, foram dados os primeiros

passos em direção a reformulação do sistema elétrico brasileiro. O início desta reforma setorial ocorreu no governo de Itamar Franco, com o lançamento do Programa Nacional de Desestatização (PND), de 1990, em conjunto com a Lei nº 8.631 e com o Decreto nº 915, ambos do ano de 1993.

## **2.2 A REESTRUTURAÇÃO**

O setor elétrico brasileiro passou por dois processos de reestruturação. O primeiro ocorreu durante o período de 1995 a 2003, mas algumas atitudes tomadas já no ano de 1993 podem ser consideradas como uma sinalização daquele processo. A segunda reestruturação teve início em 2004, e deu origem ao atual modelo do setor elétrico brasileiro.

No ano de 1993, o Decreto nº 915 abriu caminho para parcerias entre a União e empresas privadas, permitindo a formação de consórcios para investimentos em geração de energia elétrica. Neste mesmo ano, a Lei nº 8.631 diminuiu os entraves tarifários e tornou os investimentos feitos no setor elétrico mais atrativos do ponto de vista econômico.

Porém, foi no governo Fernando Henrique Cardoso que o primeiro processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro ganhou força. Já no ano de 1995 foram aprovadas as Leis nº 8.987, que regulamentava o regime de concessões e permissões da prestação de serviços públicos; a Lei nº 9.074, que criou a figura do consumidor livre e do produtor independente de energia; além do Decreto nº 1.717, que dispunha sobre o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição pelos geradores.

O Decreto nº 1.717 e a Lei nº 9.074 são considerados os marcos da primeira reestruturação do SEB. Através deles foi implementado o processo de desverticalização das empresas de energia elétrica, que segmentou o mercado nas atividades de geração, transmissão e distribuição. Também instauraram a competição entre geradores e comercializadores, mantendo os segmentos de transmissão e distribuição (monopólios

naturais) sob o controle do estado. Além disso, foram definidos limites para participação de uma mesma empresa nos diferentes segmentos do setor de energia elétrica.

No ano de 1996 é regulamentada, através do Decreto nº 2.003, a produção de energia elétrica por Produtor Independente de Energia - PIE e por Autoprodutor - APE. Apesar de já haver uma menção anterior para autoprodutor (Decreto-lei nº 1.872), este decreto traz uma nova definição para este agente do SEB.

Através da Lei nº 9.427, também do ano de 1996, foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. A ANEEL está vinculada ao Ministério de Minas e Energia – MME e tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Após quase um ano da criação da ANEEL, a Lei nº 9.648, de maio de 1998, instituiu o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. O ONS foi instituído como uma entidade privada sem fins lucrativos, para assumir a coordenação da operação da geração e transmissão de energia elétrica.

Para o controle da comercialização de energia elétrica, foi criado, pelo Decreto nº 2.655 de 1998, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE. Este órgão foi criado devido à complexidade do mercado reestruturado, que dividiu suas possibilidades de contratação de energia elétrica em três mercados: o mercado regulado, o mercado livre de longo prazo e o mercado livre de curto prazo.

Com estas ações, foi consagrado o modelo para o setor elétrico brasileiro desenvolvido na gestão FHC. Entretanto, segundo (TOMALSQUIM, 2002) a reestruturação promovida não conseguiu atrair os investimentos necessários para a expansão do sistema elétrico brasileiro, o que juntamente com o crescimento da demanda e queda dos reservatórios hídricos, ocasionaram um colapso do sistema em 2001, que levou o país a um racionamento de energia elétrica.

Vários fatores podem ser indicados como contribuintes do insucesso obtido por aquele modelo, mas vale destacar a falta de garantias que dispunham os investidores para poderem fazer projeções de rendas sobre seus investimentos.

Com este cenário e um novo governo, foi criado o Comitê de Revitalização do sistema elétrico brasileiro. As propostas elaboradas por este comitê atacaram diretamente os principais problemas do modelo fracassado, dando início à criação do atual modelo setorial.

Através da Lei nº 10.848 e do Decreto nº 5.163, ambos de 2004, foi legalmente implantado o atual modelo para o SEB. Neste modelo foi aprofundado o processo de desverticalização das empresas participantes do setor, aumentado o controle do estado no planejamento do SEB, e principalmente, foram tomadas ações com o intuito de diminuir os riscos dos investidores.

Neste sentido, passaram a ser promovidos leilões para geração de energia elétrica, com contratos de venda desta commodity compatíveis com o período de amortização dos investimentos. Estes leilões são realizados mediante a determinação do planejamento do sistema, e ocorrem em períodos de três a cinco anos antes de entrar em operação. O sistema de leilões, nestes moldes, gera garantias para os investidores e aumenta a segurança do sistema elétrico.

Para qualificar a regulação e o planejamento do sistema elétrico brasileiro, foram criadas a Empresa de Pesquisa Energética - EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE. Para o controle da comercialização de energia elétrica criou-se a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

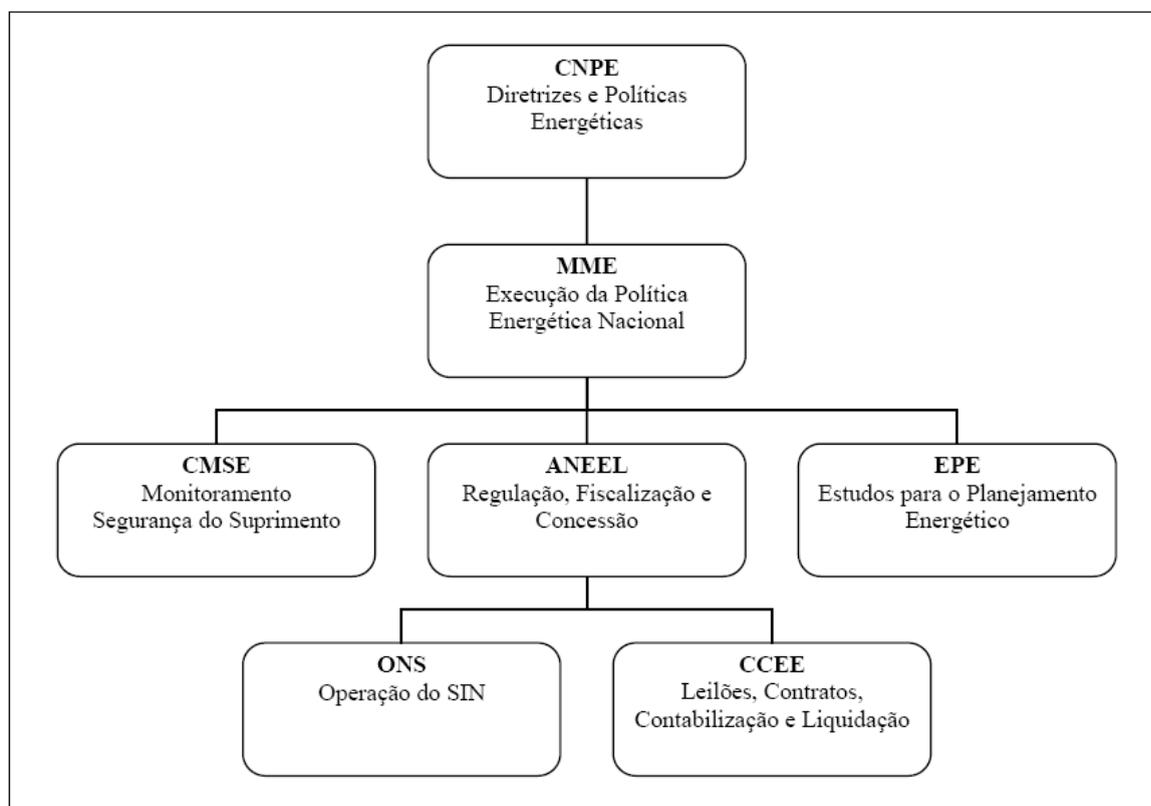
A EPE tem a função de desenvolver o planejamento energético do país. Já a missão do CMSE, exclusivamente através do monitoramento do suprimento de energia elétrica, é dar segurança ao setor.

A CCEE, que tomou o lugar do MAE, introduziu modificações na comercialização de energia elétrica. Na instituída CCEE existem dois ambientes de comercialização possíveis: Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre - ACL. No ACR as concessionárias contratam energia pelo critério de menor tarifa, enquanto no ACL é liberada a negociação direta entre agentes geradores e comercializadores com os consumidores livres.

Estas alterações, aliadas à total desverticalização das distribuidoras, vêm conseguindo gerar a concorrência necessária entre os agentes.

### 2.3 INSTITUIÇÕES E AGENTES DO SEB

O setor elétrico brasileiro é composto por diversas instituições. Na Figura 2, pode-se verificar a relação entre as principais instituições do atual modelo setorial.



**Figura 2 Instituições do setor elétrico brasileiro**  
Fonte: OLIVEIRA (2008)

Todas as instituições estão subordinadas ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, que é um órgão de assessoramento do Presidente da República para a formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia. O CNPE é um conselho multi-ministerial presidido pelo MME, que é responsável pela criação, planejamento e execução das ações do governo referentes à política energética nacional.

Sob a coordenação direta do MME, estão o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE. Como referido anteriormente, o CMSE é responsável pela avaliação contínua da segurança no abastecimento de energia elétrica para todo o país, enquanto a EPE faz projeções e análises da matriz energética nacional. Também vinculada ao MME, a ANEEL é responsável por regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

O ONS (responsável pela operação do Sistema Interligado Nacional – SIN) e a CCEE (responsável pelos leilões e contratos e por suas respectivas contabilizações e liquidações) estão sob regulação e fiscalização da ANEEL.

A ANEEL, o ONS, e a CCEE são as instituições que participam diretamente na coordenação das relações entre os agentes setoriais, que podem ser classificados em:

- Agente Gerador: autorizado ou concessionário de geração de energia elétrica;
- Agente Transmissor: possui concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica<sup>1</sup>;
- Agente Distribuidor: opera o sistema de distribuição localizado na sua área de concessão;

---

<sup>1</sup> Expressão utilizada no setor elétrico para denominar as linhas de transmissão, que segundo a legislação são todas aquelas com tensão igual ou superior a 230kV. Os ativos de transporte de energia com tensão inferior a este valor compõem as redes de distribuição.

- Agente Importador/Exportador: titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão destinados respectivamente, a importação e exportação de energia elétrica.
- Agente Comercializador: age como intermediário de negócios entre geradores, distribuidores e consumidores livres. Oferta serviços de compra e venda de energia elétrica. É válido fazer uma referência a Eletrobrás, que exerce função de comercializadora exclusiva da energia elétrica proveniente de Itaipu e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA.
- Autoprodutor: possui concessão para exportar excedente de energia gerada, ou seja, a energia não utilizada para seu próprio consumo.
- Produtor Independente: possui concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte desta energia.
- Consumidor Cativo: atendido, necessariamente, pelas concessionárias distribuidoras.
- Consumidor Livre: pode escolher seu fornecedor de energia elétrica. Conforme a Lei nº 9.074.

*[...]consumidores com carga igual ou superior a 3.000kW, atendidos em qualquer tensão, podem escolher livremente o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.*

*Consumidores ou conjunto de consumidores, com carga igual ou superior a 500kW, que adquirirem energia de Pequenas Centrais Hidráulicas, de empreendimentos com potência inferior a 1.000kW, ou fontes alternativas com potência inferior a 30.000kW, também podem escolher seu fornecedor.[...]*

Como agentes setoriais regulados, as distribuidoras, os geradores e os importadores/exportadores de energia celebrarão os seguintes contratos para acessar a Rede Básica ou as DITs:

- Contrato de conexão a transmissão – CCT com a transmissora proprietária das instalações; e
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com o ONS.

Para acessar as instalações de distribuição, esses mesmos agentes celebrarão:

- Contrato de Conexão a Distribuição – CCD; e
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD com a distribuidora proprietária das instalações a serem acessadas.

As centrais geradoras despachadas centralizadamente também firmarão CUST com o ONS, mesmo que se conectem as instalações de distribuição. Somente celebrarão CUST com o NOS, caso se conectem diretamente a rede básica, as centrais geradoras não despachadas centralizadamente.

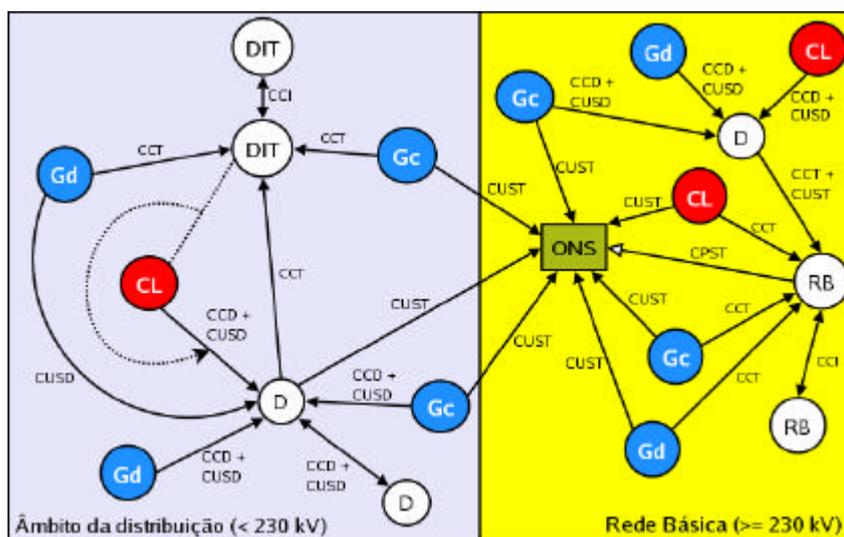
Os consumidores livres, por não serem agentes setoriais regulados, celebrarão os seguintes contratos para acessar a:

- Rede Básica
  - Contrato de Conexão à Transmissão – CCT
  - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, caso o acesso seja na Rede Básica ou nas DITs com tensão igual ou superior a 230 kV.
- Rede de Distribuição
  - Contrato de Conexão a Distribuição – CCD, e
  - Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD.

O contrato de conexão é feito mediante resultado da análise técnica do sistema onde se encontra o ponto de conexão, definindo assim as condições para a conexão de consumidor ou gerador de energia elétrica. Nos contratos de uso do sistema de transmissão e distribuição são

acordados os valores de demanda contratada e demais condições operacionais entre os envolvidos. Uma análise mais completa sobre contratos e tarifas será realizada no Capítulo 3.

A Figura 3 relaciona os agentes do SEB e seus contratos, estando representados o consumidor livre (CL), o gerador despachado centralizadamente pelo ONS (Gc), o não despachado centralizadamente (Gd), a distribuidora (D) e a transmissora (RB ou DIT).



**Figura 3** Relações entre os agentes do setor elétrico brasileiro

Fonte: ANEEL (2008)

Em relação à compra de energia elétrica, o consumidor livre, conectado a rede de transmissão ou distribuição, pode selar um contrato de compra junto a um gerador ou comercializador através da CCEE. Neste contrato bilateral de compra de energia elétrica, que é feito no ACL, são estabelecidos os volumes de energia e potência, os prazos, além dos preços e garantias acordados. O consumidor livre ligado à rede de distribuição ainda pode comprar energia da distribuidora.

Outra possibilidade é a compra de energia elétrica pelo consumidor livre no mercado de curto prazo. A energia disponibilizada neste mercado é formada pela diferença entre os montantes de energia gerada ou consumida, e os montantes de energia contratada. Cabe a CCEE fazer a verificação do montante de energia elétrica, positivo ou negativo, a ser

negociado no mercado de curto prazo, com definição de valores estipulados pela metodologia de Preço de Liquidação das Diferenças - PLD.

As distribuidoras devem comprar energia de forma a atender cem por cento da demanda contratada por seus usuários. Esta energia deve ser contratada em leilões realizados no ACR, sendo composta por parcelas de fontes geradoras existentes e de novos empreendimentos. As distribuidoras também podem comprar energia do PROINFA, Itaipu Binacional e de geração distribuída<sup>2</sup>, porém devem estar atentas à legislação vigente que limita os valores das parcelas que compõem o montante de energia contratado.

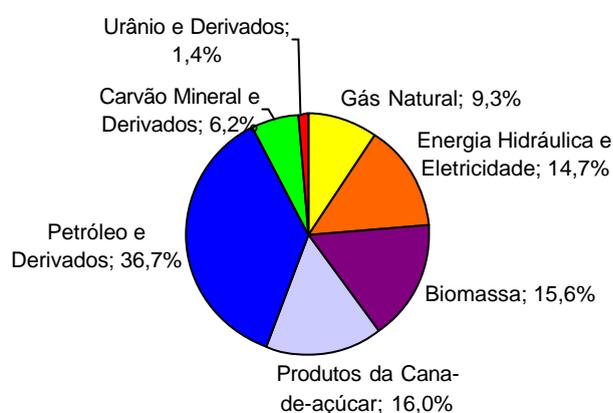
A preocupação com o suprimento de energia elétrica para o mercado nacional, faz com que o MME solicite aos agentes setoriais projeções de geração e consumo para períodos de cinco anos. Isto possibilita o planejamento da expansão do sistema, além do que, através destas informações o MME pode definir o montante de energia elétrica a ser contratado no ACR e a relação dos empreendimentos de geração que devem integrar os leilões.

## **2.4 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL**

O Brasil vem desenvolvendo, ao longo do tempo, um sistema de produção e transmissão de energia elétrica que interliga quase todo o seu território, chamado Sistema Interligado Nacional - SIN. Este sistema proporciona segurança no fornecimento, melhor aproveitamento dos recursos energéticos e ainda minimiza os custos operacionais.

O SIN é um sistema hidrotérmico, formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e de parte da região Norte. Segundo dados do ONS, apenas 3,4% da capacidade de produção atual de energia elétrica do Brasil não está inserida no SIN, e a maior parte destes geradores não interligados estão localizados em pequenos sistemas isolados na região Amazônica.

Para se ter uma idéia da importância e complexidade do SIN, é interessante analisar a matriz energética brasileira. Os resultados preliminares do Balanço Energético Nacional - BEN de 2008, desenvolvido pela EPE, mostram, conforme Figura 4, o domínio do petróleo e seus derivados na composição da matriz energética. Este estudo também apresenta o vigoroso crescimento dos produtos à base da cana-de-açúcar (Quadro 1), que já ocupam o posto de segunda maior fonte de energia do país, com contribuição superior a da energia hidráulica e eletricidade.



**Figura 4 Oferta interna de energia (2007)**

Fonte: BEN(2008)

**Quadro 1 Oferta interna de energia (2006-2007)**

	milhões de TEP		
Energético	2007	2006	D%
<b>Oferta total</b>	<b>239,4</b>	<b>225,9</b>	<b>5,9</b>
<b>Energia Não Renovável</b>	<b>128,3</b>	<b>124,4</b>	<b>3,1</b>
Petróleo e Derivados	87,9	85,5	2,8
Gás Natural	22,3	21,6	3
Carvão Mineral e Derivados	14,8	13,6	8,6
Urânio e Derivados	3,3	3,7	-9,9
<b>Energia Renovável</b>	<b>111,0</b>	<b>101,5</b>	<b>9,4</b>
Produtos da Cana-de-açúcar	38,4	32,8	17,1
Energia Hidráulica e Eletricidade	35,3	33,4	5,6
Lenha e Carvão Vegetal	29,9	28,6	4,6
Outras Renováveis	7,5	6,7	11,8

Fonte: BEN(2008)

<sup>2</sup> Será considerada distribuída à geração conectada diretamente aos centros de carga, sem necessidade de uso dos ativos de distribuição e transmissão do sistema público de energia.

Estes resultados refletem na oferta interna de energia elétrica, que, conforme o Quadro 2, apresenta um perfil de expansão alinhado com a matriz energética brasileira.

**Quadro 2 Variação da potência instalada por fonte geradora (2007-2006)**

Fontes	2007	2006	D%
<b>Total</b>	<b>482,6</b>	<b>460,1</b>	<b>4,9</b>
<b>Energia Não Renovável</b>	<b>49,6</b>	<b>51,7</b>	<b>-4,1</b>
Gás Natural	16,0	18,3	-12,3
Derivados de Petróleo	13,4	12,4	7,9
Nuclear	12,3	13,8	-10,2
Carvão e Derivados *	7,9	7,2	10,4
<b>Energia Renovável</b>	<b>433,0</b>	<b>408,4</b>	<b>6,0</b>
Hidráulica	371,5	348,8	6,5
Importação	40,9	40,9	-0,2
Biomassa **	20,0	18,5	7,9
Eólica	0,6	0,2	135,8

\* Inclui gás de coqueria

\*\* Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Fonte: BEN(2008)

Além disso, o Quadro 3 e a Figura 5 apresentam, respectivamente, a variação percentual de cada fonte na oferta interna de energia elétrica no período de 2006 a 2007, e a composição do mercado de energia elétrica brasileiro.

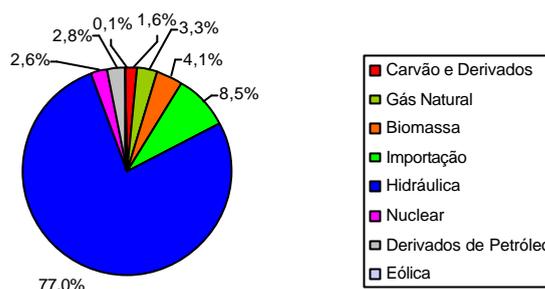
**Quadro 3 Variação percentual da potência instalada por fonte geradora (2007-2006)**

Energético	2007	2006
<b>Energia Não Renovável</b>	<b>10,2</b>	<b>11,3</b>
Gás Natural	3,3	4,0
Derivados de Petróleo	2,8	2,7
Nuclear	2,5	3,0
Carvão e Derivados	1,6	1,6
<b>Energia Renovável</b>	<b>89,8</b>	<b>88,7</b>
Hidráulica *	85,6	84,7
Biomassa **	4,1	4,0
Eólica	0,1	< 0,1

\* Inclui Importação

\*\* Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações

Fonte: BEN(2008)



**Figura 5 Composição da oferta de energia elétrica interna (2007)**

Fonte: BEN(2008)

Os dados compilados nos Quadros 2 e 3, e na Figura 5, mostram a forte influência de fatores geográficos e climatológicos na oferta interna de energia elétrica. Esta observação está baseada no fato de a energia hidráulica, com seu potencial espalhado por todo território nacional, ser responsável por 77% da geração de energia elétrica, e a biomassa, concentrada principalmente na indústria sucro-alcooleira, por 4,1%.

Em conjunto com os fatores mencionados, tem-se a importação de 8,5% da energia elétrica que compõem a oferta do setor. Além disso, grande parte da geração de energia elétrica está concentrada em usinas de grande porte e afastadas dos centros consumidores, o que mostra a necessidade de um sistema de geração e transmissão de energia elétrica interligado e com alta confiabilidade.

A instituição responsável pela coordenação e controle da operação do SIN é o ONS. Para exercer estas atividades, o ONS desenvolve estudos e ações com base nos Procedimentos de Rede, e nos dados recebidos das autoridades setoriais e dos agentes proprietário das instalações que compõem o SIN.

Os Procedimentos de Rede são um conjunto de documentos criados pela ONS, com a participação dos agentes setoriais e homologação da ANEEL. Eles definem normas, procedimentos, e os requisitos técnicos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real do SIN.

Os principais estudos e ações do ONS, na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na rede básica, podem ser agrupados nos seguintes macroprocessos:

- Ampliação e reforços na rede básica;
- Avaliação das condições futuras da operação;
- Avaliação de curto prazo das operações;
- Resultado das operações;
- Análise da carga de energia e demanda;
- Indicadores de desempenho do SIN;
- Histórico da operação;
- Integração de novas instalações ao SIN;
- Administração dos serviços de transmissão.

## **2.5 COMENTÁRIOS FINAIS**

Este capítulo apresentou o contexto no qual este estudo está inserido. Neste sentido, foi realizada uma breve descrição do histórico do setor elétrico brasileiro e dos processos de reestruturação à que foi submetido. Para a completa formulação deste cenário, ainda foram realizadas análises de dados da matriz energética brasileira e do sistema interligado nacional.

Embora a primeira reforma do sistema elétrico brasileiro tenha proporcionado grandes melhoras ao setor, ela se mostrou incapaz de atrair investimentos para a expansão da capacidade de geração e transmissão.

Para contornar estes problemas foi necessária uma segunda reforma do setor. Esta nova reestruturação, que visa dar maiores garantias aos investidores, vêm agindo com sucesso sobre este antigo problema dos setores de infra-estrutura no Brasil.

O autoprodutor, que antes da primeira reforma do setor elétrico passou a perder seu espaço devido ao enfoque nos grandes geradores, começou a ter sua importância resgatada. Neste período, a autoprodução e a produção independente foram regulamentadas e os investimentos para a diversificação da matriz energética brasileira foram incentivados. A segunda reforma do setor continuou e ampliou este incentivo, o que vem favorecendo a autoprodução.

Sendo assim, o Capítulo 3 objetiva apresentar e discutir a legislação vigente relacionada à autoprodução. Deverão ser analisadas as leis, as resoluções normativas e os decretos que envolvam estes agentes. Também serão discutidas as diferentes possibilidades de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, além dos encargos que incidem sobre a autoprodução.

### **3 AUTOPRODUTOR**

#### **3.1 INTRODUÇÃO**

A definição de autoprodutor, segundo o Decreto n.º 2003, de 1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por PIE e por autoprodutor, é a seguinte

*Art. 2º Para fins do disposto neste Decreto, considera-se:*

*II – Autoprodutor de Energia Elétrica, a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.*

Devido as diversas considerações de caráter legal, técnico e econômico que envolvem a autoprodução, torna-se necessária uma análise profunda e criteriosa da vasta legislação que regulamenta este agente. Sob a ótica deste conjunto de fatores é que devem ser identificadas as melhores alternativas de fornecimento de energia elétrica para a autoprodução.

#### **3.2 CONCESSÃO E AUTORIZAÇÃO**

A produção de energia elétrica por autoprodutor, depende de concessão ou autorização de uso do bem público. Nos termos das Leis n.º 8.987 e n.º 9.074, de 1995, da Lei n.º 9.427, de 1996, da Lei n.º 10.848, de 2004, e da Lei n.º 11.488, de 2007, são definidas as concessões, permissões e autorizações dos serviços de energia elétrica.

A Lei n.º 8.987 dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos. Esta lei segue a Constituição Federal, e serve como base para a regulamentação dos serviços de energia elétrica.

O Capítulo VII da Lei n.º 8.987, através dos artigos 29 e 30, trata dos encargos do poder concedente. As definições desta lei são válidas para outros setores, além do setor elétrico, por possuírem um caráter mais generalista. A seguir a transcrição de parte do artigo 29 desta lei é realizada:

*Art. 29. Incumbe ao poder concedente:*

*I – regulamentar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;*

*II – aplicar as penalidades regulamentares e contratuais;*

*III – intervir na prestação do serviço, nos casos e condições previstas em;*

*IV – extinguir a concessão, nos casos previstos nesta lei e na forma prescrita no contrato[...]*

A regulamentação do processo de outorga de concessão de autorizações de geração de energia elétrica é definida pelo Decreto nº 5.163, de 2004, e também pelo disposto nas Leis nº 9.074 e nº 11.488.

Neste decreto e nas leis citadas, a outorga de concessão bem como a autorização para autoprodutor deve ser feita pela ANEEL. Porém, as diretrizes fixadas pelo MME sempre devem ser seguidas.

Os critérios utilizados para determinar a necessidade de concessão, mediante licitação ou apenas de autorização, estão definidas na Lei nº 9.074 (regulamentada pelo Decreto nº 2003. Conforme pode-se verificar na referida lei, o enquadramento dos autoprodutores é dado pela relação entre a capacidade e a modalidade de geração de energia elétrica.

O artigo 5º, da Lei nº 9.074, relaciona as possibilidades de concessão mediante licitação:

*Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:*

*I – o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinadas a execução de serviços públicos;*

*II – o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados a produção independente de energia elétrica;*

*III – de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.[...]*

O artigo 7º, desta mesma lei, determina os objetos de autorização:

*Art. 7º São objetos de autorização:*

*I – a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000kW, destinadas a uso exclusivo de autoprodutor;*

*II – o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 10.000kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.*

Para finalizar, conforme o artigo 8º da Lei n.º 9.074, o aproveitamento de potências hidráulicas, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização. Nestes casos, os geradores devem apenas comunicar ao poder concedente sobre o aproveitamento de potenciais energéticos.

### **3.3 ACESSO AOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO**

A legislação em vigor assegura aos geradores e consumidores, livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário do serviço público de energia elétrica.

Porém, algumas resoluções e documentos desenvolvidos pela ANEEL e pelo ONS (de cunho técnico e econômico) que regulamentam as condições necessárias para a permissão do acesso, colocam entraves na escolha do sistema de transporte de energia elétrica aos autoprodutores.

O artigo 13, incluso na seção III da Lei n.º 2.003, que dispõe sobre o acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição, diz o seguinte:

*Art. 13 Para garantir a utilização e a comercialização da energia produzida, o produtor independente e o autoprodutor terão assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de concessionários e permissionários de serviço público de energia elétrica, mediante o ressarcimento de custo do transporte envolvido.[...]*

Logo, o autoprodutor e os demais agentes sempre terão livre acesso a um dos sistemas de transporte de energia elétrica (sistema de transmissão ou distribuição). Isto fica claro

perante a lei, já que a regulamentação da contratação do acesso induz o incremento da oferta ao mercado por parte dos produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica.

Contudo, entre os documentos que estabelecem as condições gerais de contratação do acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica está a Resolução n.º 281, de 1999. Esta resolução contempla aspectos que podem restringir a escolha do autoprodutor pelo sistema de transporte de energia que deseja acessar.

No inciso IV, do artigo 3º da Resolução n.º 281, é feita referência a estudos de avaliação técnica e econômica desenvolvidos pelo ONS. A seguir encontra-se a transcrição do referido inciso:

*Art 3 O Operador Nacional do Sistema – ONS além das atribuições que lhe foram atribuídas [...]*

*IV – elaborar, em consonância com o planejamento da expansão da geração e dos sistemas de transmissão, estudos de avaliação técnica e econômica dos reforços da Rede Básica, decorrentes das solicitações de acesso, e propor a ANEEL as expansões necessárias, e indicando os orçamentos e os prazos para implantação; [...]*

Soma-se a isto o artigo 7º do Decreto n.º 2.665, no qual encontram-se relevantes condições gerais de acesso aos sistemas de transmissão e distribuição:

*Art. 7º A ANEEL estabelecerá as condições gerais do acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, compreendendo o uso e a conexão, e regulará as tarifas correspondentes, com vistas a: [...]*

*II – assegurar a cobertura de custos compatíveis com o custo-padrão; [...]*

*IV – induzir a utilização racional dos sistemas elétricos;*

*V – minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.*

Uma compilação das informações provenientes da Resolução n.º 281, do Decreto n.º 2.655, além de outras normas regulamentadoras, pode ser encontrada no módulo 3 dos Procedimentos de Rede. Este módulo tem o título de Acesso aos Sistemas de Transmissão, com submódulos que tratam da solicitação de acesso a Rede Básica, das informações

necessárias para a solicitação de acesso, inspeção e ensaios nas instalações de conexão, além dos requisitos técnicos mínimos para a conexão à Rede Básica.

O objetivo deste módulo é estabelecer as instruções e os processos para a viabilização do acesso, que compreende a conexão e o uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica. Os princípios básicos, no que diz respeito aos sistemas de transmissão, especificados neste procedimento de rede são:

- o acesso é um direito assegurado a qualquer agente de geração, agente de distribuição, agente de importação/exportação ou consumidor livre, genericamente denominados, acessantes;
- a qualidade e o desempenho do sistema elétrico devem ser preservados conforme os padrões definidos nos Procedimentos de Rede (Módulo 2 – Requisitos Mínimos para Instalações e Gerenciamento de Indicadores de Desempenho da Rede Básica e de seus Componentes), para que se evite o comprometimento do atendimento a usuários do SIN;
- a avaliação, por meio de análises específicas, dos reflexos que a conexão dos acessantes provocará no desempenho do sistema;
- os processos de solicitação de acesso, de dimensionamento e de operação do ponto de conexão são realizados com a participação de diversos agentes, além dos próprios acessantes envolvidos, e cabe ao ONS a responsabilidade de coordenação do processo de acesso à rede básica;
- a efetivação do acesso está condicionada à implantação das ampliações e reforços na rede básica indicados no parecer de acesso.

A avaliação do impacto gerado pelo acessante, conforme definido no módulo 3 dos Procedimentos de Rede, é feita através de um estudo de integração do empreendimento ao sistema elétrico. Este estudo deve definir a melhor alternativa de conexão sob a ótica do

mínimo custo global, e se for o caso, em consonância com as estratégias de expansão do sistema de transmissão indicadas pela EPE.

### **3.4 OPERAÇÃO**

Os agentes de geração têm suas usinas classificadas segundo modalidades de operação, que caracterizam seu relacionamento operacional com o ONS. São atribuições do ONS à administração da rede de transmissão, o planejamento e programação da operação, à operação em tempo real, à pré-operação e à pós-operação.

A modalidade de operação da usina é definida a partir da avaliação dos possíveis impactos à operação hidráulica e energética do SIN, e a segurança da rede de operação. A integração de cada usina é avaliada separadamente, mediante estudo que pondera seu porte e localização elétrica.

Uma grande usina pode impactar o SIN tanto pelo critério energético como de segurança da rede de operação, enquanto pequenas usinas não irão interferir no gerenciamento energético do sistema. Porém, se estas pequenas usinas forem reunidas numa mesma área de influência ou ligadas no mesmo ponto de conexão, poderão injetar significativa potência no sistema e vir a ocasionar problemas de segurança da rede de operação.

As usinas são classificadas em três modalidades de operação:

Tipo I: Programação e despacho centralizados;

Tipo II: Programação centralizada e despacho não centralizado;

Tipo III: Programação e despacho não centralizado.

Normalmente os autoprodutores são classificados na modalidade de operação Tipo III, que não possui despachos coordenados e nem programação estabelecidas e controladas pelo ONS. Esta modalidade é adequada ao produtor, pois usualmente sua capacidade de

geração não é muito alta e sofre variações devido à alimentação da sua própria unidade de processo, que é a prioridade deste agente por definição.

Diferentemente das usinas Tipo I e Tipo II, que possuem mecanismos mais sofisticados de controle e operação, os autoprodutores devem atender apenas os requisitos relativos à medição para faturamento. Esta exigência serve para garantir o controle dos processos de contabilização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, como também a apuração das demandas pelo ONS.

O Sistema de Medição e Faturamento – SMF é composto pelos medidores principal e de retaguarda, pelos transformadores para instrumentos, pelos canais de comunicação com o CCEE, e pelos sistemas de coleta de dados de medição de faturamento. O SMF deve ser instalado na conexão do autoprodutor com o sistema de transmissão ou distribuição, e também em suas unidades geradoras para a medição de geração bruta.

### 3.5 CONTRATOS

Existem, basicamente, quatro alternativas que relacionam o fornecimento externo e as modalidades de geração de energia elétrica de um autoprodutor. Quanto ao fornecimento externo, o autoprodutor pode ter a condição de consumidor cativo ou consumidor livre. As modalidades de geração praticadas são a geração distribuída (não integrada) ou a geração integrada<sup>3</sup>. A Figura 6 mostra cada uma destas alternativas.

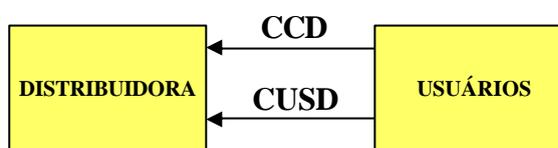
		Geração	
		Distribuída	Integrada
Consumo	Cativo	Consumidor cativo com geração distribuída	Consumidor cativo com geração integrada
	Livre	Consumidor livre com geração distribuída	Consumidor livre com geração integrada

**Figura 6 Alternativas de autoprodução**

<sup>3</sup> A geração integrada é aquela que demanda do uso dos ativos de distribuição e transmissão para a interligação geração-consumo.

As operações de consumo e de geração do autoprodutor devem ser consideradas separadamente. Desta maneira são definidos os contratos e tarifas deste agente, com suporte na legislação específica que regula a autoprodução.

Para conexão ao sistema de distribuição, seja para importação ou exportação de energia elétrica, são necessários contratos de conexão e uso deste sistema, conforme relaciona a Figura 7.



**Figura 7** Relações contratuais entre agentes e distribuidoras

O autoprodutor deve celebrar um Contrato de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD e um Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição - CCD junto à concessionária ou permissionária do serviço de distribuição. Como estes contratos são interdependentes, devem apresentar compatibilidade nas informações definidas.

No CCD é determinado o ponto de conexão do consumidor ou gerador ao sistema de distribuição. Também são especificados os encargos de conexão, as exigências operacionais, o sistema de medição, além de serem feitas considerações sobre os aspectos legais que permeiam o contrato.

O CUSD especifica o montante máximo de uso do sistema - MUSD contratado para os períodos fora de ponta e em ponta. Exigências operacionais, considerações sobre continuidade e qualidade de fornecimento, e a definição da fórmula de cálculo dos encargos mensais são apresentados neste contrato.

Operacionalmente o MUSD é a informação mais importante do CUSD. É através deste valor de demanda contratada que são definidas as condições técnicas necessárias no ponto de

conexão e do sistema de distribuição utilizado. Além disso, os cálculos dos encargos de uso e de multas de ultrapassagem tomam como referência o MUSD acordado.

O encargo de uso do sistema de distribuição ou transmissão é calculado com base no MUSD contratado ou verificado (o que for maior), por ponto de conexão, para os períodos de ponta e fora de ponta é estabelecido de acordo com as seguintes expressões:

- Unidades geradoras

$$Eg = Tg * Ug \quad (3.1)$$

- Unidades consumidoras

$$Ec = Tp * Up + Tfp * Ufp \quad (3.2)$$

Onde:

Eg: encargo mensal de gerador pelo uso do sistema de transmissão ou distribuição, em R\$;

Ec: encargo mensal de consumidor pelo uso do sistema de transmissão ou distribuição, em R\$;

Tg: tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição atribuída ao usuário, em R\$/kW;

Tp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição no horário de ponta, em R\$/kW;

Tfp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou distribuição no horário fora de ponta, em R\$/kW;

Ug: MUSD contratado ou verificado (o que for maior), em kW.

Up: MUSD contratado ou verificado (o que for maior) no horário de ponta, em kW.

Ufp: MUSD contratado ou verificado (o que for maior) no horário fora de ponta, em kW.

O faturamento de ultrapassagem do MUSD contratado, nos segmentos de ponta e fora de ponta é realizado da seguinte forma:

Se

$$DR > T * RC \quad (3.3)$$

$$FU = (DR - RC) * TU \quad (3.4)$$

Onde:

DR: MUSD registrado em kW;

RC: MUSD contratado em kW;

T: limite de ultrapassagem do MUSD contratado associado ao uso do sistema de distribuição, definido no contrato;

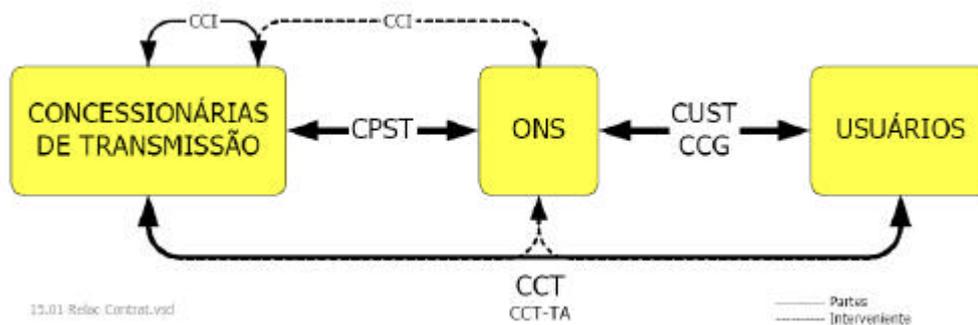
FU: faturamento de ultrapassagem do MUSD em R\$;

TU: tarifa de ultrapassagem de energia em R\$/kW

É importante mencionar que as exigências operacionais, definidas no CCD e no CUSD, servem de fomento para definição de multas e responsabilidades entre o acessante e a distribuidora. Estas exigências estão determinadas na legislação vigente e nos Procedimentos de Distribuição.

Quando o acesso é feito diretamente ao sistema de transmissão, levando-se em consideração os requisitos técnicos e legais exigidos, a regulamentação vigente estabelece que a contratação dos serviços de transmissão se dê através dos contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST e de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT.

O CUST é celebrado entre os usuários da Rede Básica e o ONS, que por sua vez, possui Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST com as concessionárias de transmissão. O CCT é firmado entre o agente acessante e a concessionária transmissora responsável pela área onde se encontra o ponto de conexão, com consentimento do ONS. A Figura 8 ilustra estas relações.



**Figura 8 Relações contratuais entre os agentes e o ONS**

Fonte: ONS (2008)

Tanto o CCT quanto o CUST são formulados nos mesmos moldes do CCD e do CUSD, respectivamente. As diferenças entre estes contratos estão basicamente nos procedimentos técnicos que devem ser respeitados, intuitivamente pela diferença dos sistemas de transporte de energia em questão. É importante mencionar que as fórmulas apresentadas para o cálculo dos encargos mensais de uso do sistema de distribuição e do faturamento de ultrapassagem também são válidas para o sistema de transmissão.

O autoprodutor pode ter suas condições de geração e consumo definidas em contratos diferentes. Para isso deve estabelecer um contrato como gerador e um outro contrato como consumidor. No sistema de distribuição ainda é possível definir o maior valor do MUSD contratado (importação ou exportação de energia) no CUSD, determinando paralelamente um acordo operativo. Neste acordo são especificados todos os parâmetros operacionais, especialmente os valores de demanda contratada, para exportação e importação de energia elétrica, nos horários de ponta e fora de ponta.

Além dos contratos de uso e conexão ao sistema de distribuição, devem ser estabelecidos contratos de compra e venda de energia elétrica (commodity).

Em relação ao consumo de energia elétrica, temos duas situações distintas. Na primeira existe uma relação de consumo cativo, onde o agente não necessita firmar contrato de compra de energia elétrica. A segunda situação ocorre quando o agente é considerado um consumidor livre, sendo responsável pelo seu fornecimento de energia elétrica.

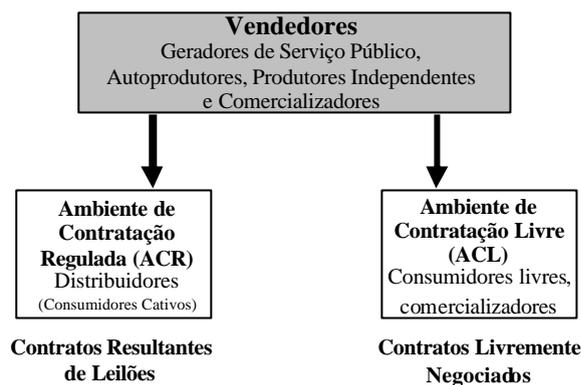
O suprimento de energia elétrica para os consumidores cativos é de responsabilidade da distribuidora que os atende. Além disso, a ANEEL estabelece que as concessionárias de distribuição devem comprar energia de modo a atender toda a demanda contratada por seus clientes.

Ao contrário dos consumidores cativos, os consumidores livres devem adquirir a energia que irão consumir. Esta compra de energia é realizada através de contratos bilaterais com agentes geradores e/ou comercializadores, conforme o interesse do consumidor livre. Os contratos de compra de energia são realizados no ambiente de contratação livre - ACL, com devido registro na CCEE, e estabelecem volumes de energia e potência, preços de energia contratada, além de prazos e garantias.

Para venda de energia produzida em excedente, o autoprodutor pode participar tanto do ACR como do ACL. Contudo, o determinante nesta escolha é se a energia será vendida através de leilões e contratos bilaterais, ou no mercado de curto prazo (spot).

A venda de energia no ACR ou através de contratos bilaterais no ACL implica na obrigatoriedade de cumprimento dos contratos de fornecimento de energia elétrica assumidos pelo autoprodutor. Já no mercado de curto prazo (spot), o autoprodutor pode comercializar sua energia somente quando tiver produção excedente ao seu consumo. A venda será realizada através da cotação de mercado do MWh, definida semanalmente pelo critério do PLD.

A Figura 9 apresenta uma visão geral das possibilidades de comercialização de energia discutidas.



**Figura 9** Visão geral da comercialização de energia elétrica  
Fonte: CCEE (2008)

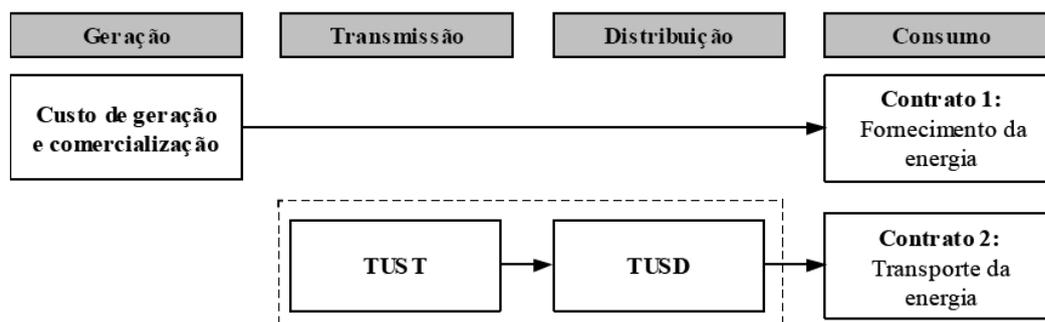
### 3.6 TARIFAS

As tarifas cobradas pelo fornecimento de energia elétrica no sistema elétrico brasileiro estão vinculadas ao uso dos sistemas de transporte de energia e ao consumo de energia elétrica (commodity).

Um dos pontos de êxito do atual modelo setorial está na concorrência entre geradores e comercializadores, que ocorre devido à diferença nos valores das tarifas de energia elétrica ofertadas ao mercado por estes agentes. As demais tarifas de transporte de energia elétrica, conforme Resolução normativa ANEEL n.º 281, por estarem vinculadas a atividades classificadas como monopólios naturais, são controladas pelo órgão regulador (ANEEL).

Para a utilização dos sistemas de transporte de energia são definidas as tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e a tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. Em adição a estas tarifas tem-se a tarifa de consumo de energia elétrica, definida pelo preço do MWh contratado.

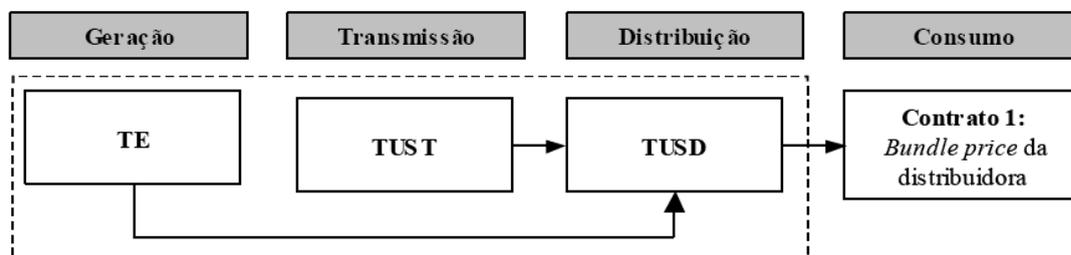
Os consumidores livres, conectados na Rede Básica, têm como encargos a TUST e a TE. Quando conectados a rede de distribuição, também devem pagar a TUSD. A Figura 10 ilustra estas situações.



**Figura 10 Composição tarifária dos consumidores livres**

Fonte: PIERONI (2005)

Os consumidores cativos possuem uma tarifa única. Esta tarifa única é composta pelas tarifas de uso dos sistemas de transporte (TUST + TUSD) e pela TE, conforme composição dos custos da energia contratada pela distribuidora acessada. Estes consumidores, respeitados alguns parâmetros que serão discutidos posteriormente, ainda podem optar por diferentes modalidades tarifárias. A Figura 11 relaciona as tarifas que compõem os encargos dos consumidores cativos.



**Figura 11 Composição tarifária dos consumidores cativos**

Fonte: PIERONI (2005)

### 3.6.1 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

A Tarifa de Uso do sistema de Transmissão – TUST é utilizada para recuperar os custos da Rede Básica de transmissão. O cálculo da TUST deve resultar em arrecadação anual de encargos que cubra os montantes correspondentes a:

- I. prestação de serviços de transmissão, relativos às Instalações integrantes da Rede Básica;
- II. prestação de serviços de operação e telecomunicação;

- III. parte dos custos operacionais do ONS, cobertos com valores obtidos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão – EUST.

De acordo com a Resolução ANEEL n.º 67/2004, a TUST é constituída por duas componentes:

- I. TUST<sub>RB</sub> : aplicável a todos os usuários do SIN; e
- II. TUST<sub>FR</sub> : aplicável apenas à concessionária ou permissionária de distribuição que utilize as instalações da Rede Básica, em caráter exclusivo ou compartilhado, ou que se conecte às instalações a que se refere o art 4, inciso III, em caráter compartilhado.

A TUST<sub>RB</sub> é calculada de acordo com a metodologia nodal, que reflete um sinal econômico para cada ponto de conexão à Rede Básica. A TUST<sub>FR</sub> é obtida a partir do rateio das parcelas da RAP (Receita Anual Permitida) pelos MUSTs contratadas pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição.

São acrescidos a TUST, conforme Resolução normativa ANEEL n.º 667/2002 e n.º 74/2004, os seguintes encargos setoriais:

- I. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC<sup>4</sup>, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica;
- II. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE<sup>5</sup>, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica;
- III. Encargos dos serviços do sistema – ESS<sup>6</sup>, incidente sobre o consumo de energia com conexão direta à rede básica;

---

<sup>4</sup> A Conta de Combustíveis Fosséis – CCC foi criada em 1973 (Lei 5899/73) tendo como objetivo cobrir os custos dos combustíveis de centrais termelétricas pertencentes a certas concessionárias, localizadas, na sua maioria, nos sistemas isolados. A CCC incide sobre o consumo de energia, e é dividida em sub-contas para os sistemas isolados (CCC-isolado), para o sistema interligado NE/N (CCC-interligado n/ne) e sistema interligado S/SE/CO (CCC-interligado se/s/co).

<sup>5</sup> A CDE foi criada pela Lei 10.438/02, com o intuito de angariar recursos para promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional

IV. Programa de Incentivo as Fontes Alternativas – PROINFA<sup>7</sup>;

V. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D<sup>8</sup>;

VI. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia – TFSEE<sup>9</sup>.

É muito importante mencionar que, por definição do art. 2º da Resolução normativa ANEEL n.º 117/2004, a tarifa de uso do sistema de transmissão é nula nos horários fora da ponta.

*Art 2.o As tarifas de uso do sistema de transmissão [...]*

*III – tarifa nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora da ponta;*

*[...]*

A TUST é regulamentada anualmente pela ANEEL na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas – RAP das concessionárias de transmissão, conforme seus Contratos de Concessão. O período de validade (ciclo tarifário) vai de 1 de julho do ano em que são publicadas até 30 de junho do anos seguinte.

Conforme será discutido no capítulo 4 deste texto, as tarifas de uso do sistema de transmissão, para os segmentos de consumo e de geração de energia elétrica, são definidas através de simulação no Programa Nodal.

### **3.6.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição**

A tarifa de uso do sistema de distribuição – TUSD é destinada à remuneração das distribuidoras ou concessionárias de distribuição de energia elétrica.

---

<sup>6</sup> Regulamentado pelo Decreto 2665/98 e Resolução 290/00 da ANEEL, o ESS representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema para o atendimento do consumo, por exemplo os serviços anciliares. Tal custo é apurado mensalmente e pago pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração.

<sup>7</sup> O PROINFA foi instituído pela Lei 10.438/02, visando levantar recursos para subsidiar fontes alternativas de energia no sentido de diversificar a matriz energética brasileira.

<sup>8</sup> O encargo de P&D foi criado pela Lei 9991/00, que estabeleceu que as concessionárias de serviço público de distribuição deveriam aplicar anualmente recursos correspondentes a 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética.

<sup>9</sup> A Taxa de Fiscalização foi instituída pela Lei 9427/96, devendo ser recolhida diretamente pela ANEEL de todos os agentes. Destina-se à cobertura das despesas desta agência regulatória.

De acordo com a Resolução normativa ANEEL n.º 166/2005 a receita requerida de distribuição é segregada em função dos componentes Fio B, Fio A, Encargos do Serviço de Distribuição, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, além dos encargos setoriais e financiamento do PROINFA.

A componente Fio B, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora, é formada pelo valor dos seguintes itens:

- I. Remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica, calculado no âmbito da revisão tarifária<sup>10</sup> periódica;
- II. Quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação; e
- III. Custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica.

A componente Fio A, determinada pelo custo do uso de redes de distribuição ou transmissão de terceiros, é formada pelo valor dos seguintes itens:

- I. Custo relativo ao pagamento da  $TUST_{RB}$ ;
- II. Custo relativo ao pagamento da  $TUST_{RF}$ ;
- III. Custo com conexão às instalações da Rede Básica;
- IV. Custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias; e
- V. Perdas elétricas na Rede Básica, referente ao montante de perdas técnicas e não técnicas.

Os encargos de serviço de distribuição são formados pelo valor dos itens abaixo:

- I. Quota da Reserva Global de Reversão – RGR<sup>11</sup>;
- II. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- III. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e
- IV. Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS<sup>12</sup>.

---

<sup>10</sup> A revisão tarifária é o reajuste anual dado às concessionárias de distribuição para reposição das perdas com a inflação e variação da taxa de câmbio. O realinhamento tarifário é uma das variáveis consideradas na revisão tarifária.

As componentes Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas correspondem, respectivamente, ao custo das perdas técnicas e ao custo das perdas não técnicas do sistema de distribuição.

Os encargos setoriais que compõem a TUSD são:

- I. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC do Sistema Inerligado;
- II. Conta de Consumo de Combustíveis – CCC dos Sistemas Isolados;
- III. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

Soma-se a estes encargos, a componente relativa ao custo do PROINFA.

O valor da TFSEE deve ser proporcional à receita requerida pela distribuição relativa às componentes Fio B, Encargos de Serviço de Distribuição, Perdas Técnicas e Perdas Não Técnicas da TUSD, deduzida a receita pelo atendimento a outras concessionárias. Já o valor de P&D e Eficiência Energética deve ser proporcional a todas componentes mencionadas acima mais a componente Fio A, deduzida a receita pelo suprimento a outras concessionárias.

### **3.6.3 Tarifação de Consumidor Cativo**

Os consumidores cativos pagam uma tarifa única, composta pelos custos de toda a cadeia de valor de fornecimento de energia elétrica, uso do sistema de transmissão e uso das instalações de distribuição.

Na TUSD estão contemplados os custos de uso dos sistemas de transporte de energia elétrica, enquanto o custo da energia elétrica para consumidores cativos é determinada pela tarifa de energia – TE.

A TE, de acordo com a Resolução normativa ANEEL n.º 166/2008, é formada pelo valor dos seguintes itens:

---

<sup>11</sup> Encargo instituído pela Lei 5655/71, recolhido pelas distribuidoras, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

- I. Custo de aquisição de energia elétrica para revenda;
- II. Custo da geração própria da concessionária de distribuição;
- III. Repasse da potência proveniente de Itaipu Binacional;
- IV. Transporte de energia proveniente de Itaipu Binacional;
- V. Uso dos sistemas de transmissão de Itaipu Binacional;
- VI. Uso da Rede Básica vinculado aos contratos iniciais <sup>13</sup>;
- VII. Encargos de Serviço do sistema – ESS;
- VIII. Perdas na Rede Básica;
- IX. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética; e
- X. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

Para determinação do custo da geração própria da concessionária de distribuição, são considerados os seguintes itens:

- I. Remuneração dos ativos de geração de energia elétrica, estabelecidos no âmbito da revisão tarifária periódica;
- II. Quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação;
- III. Custos operacionais estabelecidos no âmbito da revisão tarifária periódica;
- IV. Quota da Reserva Global de Reversão – RGR;
- V. Uso dos sistemas próprios de distribuição;
- VI. Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- VII. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;
- VIII. Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH.

A tarifa deve ser isonômica em todos os níveis de tensão, com valor correspondente a divisão de custo associado a cada item formador da TE pelo mercado de referência de energia,

---

<sup>12</sup> Corresponde a uma contribuição paga por todos os associados ao ONS, tendo por finalidade custear o funcionamento desta instituição.

descontado o consumo relativo a consumidores livres e possível suprimento de outras concessionárias.

Os consumidores cativos estão agrupados, devido ao nível de tensão de fornecimento, em duas classes: Consumidores de Alta Tensão – A e os Consumidores de Baixa Tensão – B. Existem ainda subgrupos dentro de cada uma destas classes, conforme apresenta o Quadro 4.

**Quadro 4 Grupos de Consumidores**

<b>Grupo A – Alta Tensão</b>	<b>Grupo B – Baixa Tensão</b>
A1 (230 kV ou mais)	B1 – Residencial
A2 (88 a 138 kV)	B1 – Residencial Baixa Renda
A3 (69 kV)	B2 – Rural
A3a (30 a 44 kV)	B3 – Demais Classes
A4 (2,3 a 25 kV)	B4 – Iluminação Pública
AS (Subterrâneo)	

Fonte: COPEL (2008)

Baseadas no perfil de comportamento do consumo e na matriz de geração de energia elétrica são definidas tarifas diferenciadas para horários do dia (ponta e fora da ponta) e períodos do ano (Seco e Úmido).

Com as devidas ponderações feitas em relação aos horários diários e períodos anuais de consumo, são estabelecidas a tarifação Convencional e Horo-sazonal. A estrutura tarifária horo-sazonal ainda está dividida entre as tarifas Azul e Verde.

A tarifa Azul é opcional as unidades consumidoras que possuem processo produtivo contínuo e enquadram-se no grupo A. A adoção deste modelo tarifário é obrigatório para os consumidores do tipo A1, A2 e A3. Já a tarifa Verde é utilizada para consumidores com capacidade de modulação do processo produtivo. É opcional aos consumidores tipo A3a, A4 e A5.

---

<sup>13</sup> Em função da extinção da tarifa de uso das instalações de transmissão da rede básica vinculada aos contratos iniciais, foi estabelecido que os encargos remanescentes destas tarifas ficam atribuídos às concessionárias de distribuição de energia elétrica.

No Apêndice A são apresentadas as tarifas aplicadas pela distribuidora AES SUL, para o período de 19 de abril de 2008 a 18 de abril de 2009, de acordo com a Resolução homologatória ANEEL n.º 635/2008.

As metodologias de cálculo dos encargos mensais do consumidor cativo, para o modelo tarifário horo-sazonal, são especificadas a seguir:

- Tarifa Azul

$$F_t = D_p * T_{dp} + D_{fp} * T_{dfp} + C_p * T_{cp} + C_{fp} * T_{cfp} \quad (3.5)$$

- Tarifa Verde

$$F_t = D * T_d + C_p * T_{cp} + C_{fp} * T_{cfp} \quad (3.6)$$

Onde:

Ft: Fatura mensal (R\$);

D: Demanda faturada (kW);

Dp: Demanda faturada no horário de ponta (kW);

Dfp: Demanda faturada no horário fora da ponta (kW);

Td: Tarifa de demanda

Tdp: Tarifa de demanda no horário de ponta (R\$/kW);

Tdfp: Tarifa de demanda no horário fora da ponta (R\$/kW);

Cp: Consumo no horário de ponta (kWh);

Cfp: Consumo fora do horário da ponta (kWh);

Tcp: Tarifa de consumo no horário de ponta (R\$/kWh);

Tcfp: Tarifa de consumo do horário fora da ponta (R\$/kWh).

### 3.7 ENCARGOS SETORIAIS

Os encargos setoriais considerados pelo ONS, no âmbito da Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão – AMSE, compreendem as quotas da Conta de Consumo

de Combustíveis – CCC, da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. Estas quotas são atribuídas as concessionárias de transmissão integrantes do SIN, de onde são repassadas as unidades consumidoras (consumidores livres e/ou autoprodutores) conectadas as suas respectivas instalações de transmissão.

Segundo os procedimentos estabelecidos, as quotas de CCC, CDE e PROINFA, devem ser repassadas às unidades consumidoras mediante encargo tarifário incluído na apuração mensal de encargos de uso do sistema de transmissão, calculadas em função da energia elétrica consumida pelas unidades consumidoras (informação fornecida pela CCEE) e pelas tarifas específicas de cada conta.

Os critérios e procedimentos estabelecidos para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidor livre e/ou produtor, com unidade de consumo conectada às respectivas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, passem a ser cotistas da CCC e da CDE estão apresentados nas Resoluções Normativas n.º 074/04, n.º 166/04 (ambas sobre CCC e CDE) e n.º 127/04 (PROINFA).

As metodologias de cálculo dos encargos setoriais consideradas são:

- CCC Isolado

$$\text{Conta CCC}_{\text{Isolado}} = (E_{\text{cons}} - G_{\text{própria}}) \times T_{\text{CCC}_{\text{Isolado}}} \quad (3.7)$$

- CDE

$$\text{Conta CDE} = (E_{\text{cons}} - G_{\text{própria}}) \times T_{\text{CDE}} \quad (3.8)$$

- PROINFA

$$\text{Conta PROINFA} = (E_{\text{cons}} - G_{\text{própria}}) \times T_{\text{PROINFA}} \quad (3.9)$$

onde:

$E_{\text{cons}}$ : Energia Consumida;

$G_{\text{própria}}$ : Geração própria proveniente de autoprodução ou produção

independente;

T<sub>CCCIso</sub>: Tarifa de CCC do Sistema Isolado ;

T<sub>CDE</sub>: Tarifa de CDE ;

T<sub>PROINFA</sub>: Tarifa de PROINFA.

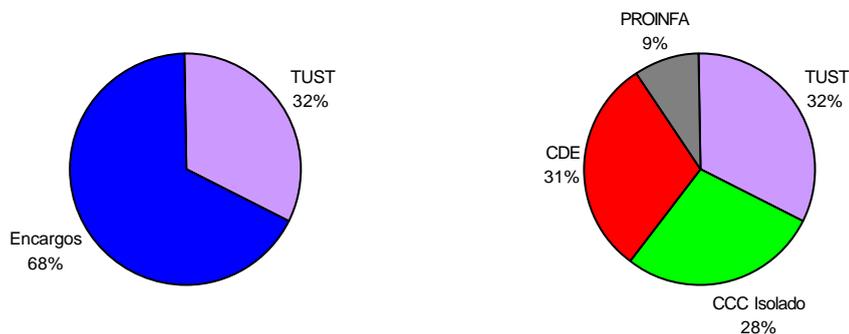
A representatividade do custo dos encargos setoriais, quando comparados aos valores das tarifas de uso dos sistemas de transporte de energia, será analisada através de uma comparação entre os valores da TUST e dos encargos pagos mensalmente pelas empresas Braskem e Copesul. Os dados apresentados nos Quadros 5 e 6, representados graficamente pelas Figuras 12 e 13 , foram obtidos no Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão do mês de maio de 2008.

**Quadro 5 Quota devida a TUST**

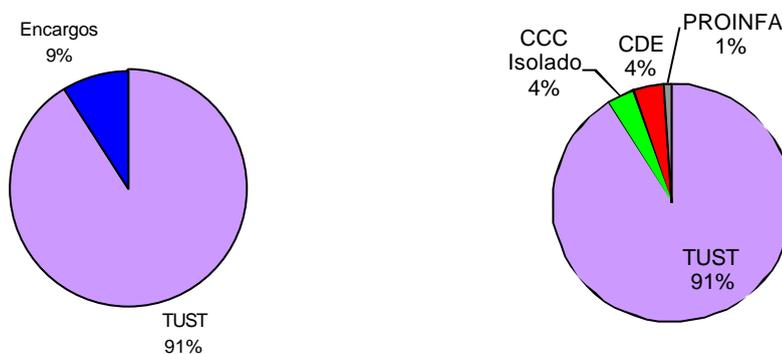
Usuário	Demanda Contratada (MW)	TUST (R\$/MW)	Encargo da TUST (R\$)
Braskem	65	4.978,00	323.570,00
Copesul – T	31	4.978,00	154.318,00

**Quadro 6 Quota devida aos Encargos Setoriais**

Usuário	Consumo (MWh)	Geração Própria (MWh)	Tarifas (R\$/MWh)			Encargos Setoriais (R\$)
			CCCIso	CDE	PROINFA	
Braskem	31.956,95	—	8,72	9,57	2,85	675.569,86
Copesul - T	22.989,97	22.267,90	8,72	9,57	2,85	15.264,45



**Figura 12 Relação entre os custos da TUST e dos encargos setoriais - Braskem**



**Figura 13 Relação entre os custos da TUST e dos encargos setoriais - Copesul**

### 3.8 TRIBUTOS

Os tributos incidentes sobre a comercialização de energia elétrica são o PIS/COFINS, o ICMS e o Imposto de Renda.

O Programa de Integração Social – PIS foi criado pelo Governo Federal, e tem a função de promover a integração do empregado na vida e no desenvolvimento das empresas, viabilizando uma melhor distribuição da renda nacional.

A Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS é uma contribuição federal destinada a financiar a previdência social, a saúde e a assistência social.

O Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS é um imposto estadual que incide sobre a circulação da mercadoria. É necessária a caracterização de circulação econômica (compra e venda) e jurídica (contratos) da comercialização para que haja tributação.

Todos estes três impostos incidem sobre a receita bruta das empresas.

As metodologias empregadas para serem obtidas às bases de cálculo do PIS/COFINS e do ICMS são apresentadas abaixo:

- Base de cálculo para PIS/COFINS

$$\frac{\text{Valor da energia}}{(1 - \text{Alíquota PIS} - \text{Alíquota COFINS} - \text{Alíquota ICMS})} \quad (3.10)$$

- Base de cálculo para ICMS

$$\frac{(\text{Valor da energia} + \text{PIS} + \text{COFINS})}{(1 - \text{Alíquota ICMS})} \quad (3.11)$$

No Quadro 7 é apresentado um exemplo do cálculo destes três tributos em uma fatura de energia elétrica fictícia.

**Quadro 7 Modelo de Cálculo de PIS/COFINS e ICMS**

Item	Consumo	Tarifa (R\$)	Valor (R\$)
Consumo	1.000	0,35455	354,55
<b>Valor da Energia</b>			354,55
<b>Base de cálculo para PIS/COFINS</b>			462,44
<b>Base de cálculo para ICMS</b>			462,43
<hr/>			
	PIS	0,95%	4,39
	COFINS	4,38%	20,25
	ICMS	18%	83,24
<b>Total da fatura (R\$)</b>			<b>462,43</b>

Fonte: Adaptado do Informativo Mensal ELEKTRO (2005)

O valor do PIS e do COFINS são obtidos multiplicando-se a base de cálculo pela respectiva alíquota. Esta alíquota varia mensalmente, e é considerada por referência pelo Governo Federal.

O Imposto de Renda também está presente na comercialização de energia elétrica, contudo, este imposto é baseado no resultado global da empresa. Por este motivo torna-se praticamente impossível determinar a parcela do Imposto de Renda incidente sobre cada uma das atividades desenvolvidas, principalmente quando tratamos de autoprodução, onde a comercialização de energia elétrica não é a atividade principal da empresa.

### **3.9 RESERVA DE CAPACIDADE**

Conforme Resolução normativa nº 304, de 2008, artigo 1, inciso 1.º :

*Reserva de capacidade é o montante de uso, em MW, requerido dos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina de autoprodutor ou produtor independente de energia, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina, adicionalmente ao montante de uso já contratado de forma permanente para atendimento às referidas unidades consumidoras.*

A reserva de capacidade foi criada com o objetivo de incentivar a autoprodução e a produção independente de energia elétrica. Esperava-se com esta ação aumentar a geração distribuída e conseqüentemente a confiabilidade do sistema elétrico. Entretanto, o modelo tarifário apresentado pela Resolução nº 371, de 1999, inibia a utilização da reserva de capacidade pois a sua contratação era atrativa apenas para agentes com perfil de carga bem definido.

Com a alteração introduzida pela Resolução nº 304, os encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição devidos à reserva de capacidade, passaram a estar diretamente

relacionado ao efetivo uso desta energia. Desta maneira, a reserva de capacidade tornou-se uma ferramenta de incentivo para os autoprodutores e PIE.

A reserva de capacidade também contribui para aumentar a eficiência do sistema elétrico. Isto se deve a forma como são determinadas as disponibilidades remanescentes dos sistemas de transmissão e distribuição, descrita no inciso 3º do artigo 1 da Resolução n.º 304:

[...]

*§§ 3º O atendimento à solicitação de reserva de capacidade deve ser feita com base na utilização de capacidade remanescente do sistema elétrico de transmissão ou distribuição, devendo a existência desta capacidade ser avaliada no início de cada ciclo contratual em parecer emitido pelo ONS ou pela concessionária ou permissionária de distribuição, a depender das instalações acessadas pelo autoprodutor ou produtor independente de energia.*

Porém, existe um fator implícito nesta definição que trata sobre a instituição ou agente que irá emitir o parecer sobre a existência de reserva de capacidade. No caso do ONS, que é uma entidade privada sem fins lucrativos, não existe interesse em inviabilizar a contratação de reserva de capacidade no sistema de transmissão. O mesmo não pode-se dizer das concessionárias ou permissionárias de distribuição, que não possuem interesse em transformar uma demanda contratada (renda fixa), em uma reserva de capacidade (que gera receitas variáveis, podendo até ser nula).

Em complemento ao inciso 1.º do artigo 1, o inciso 2.º, diz que a contratação de reserva de capacidade é opcional e tem caráter emergencial. Menciona ainda que esta reserva pode ser utilizada para manutenções programadas que exijam interrupção ou redução na geração de energia elétrica, e que a sua contratação para qualquer outro propósito é vedada. Sendo assim, estes dois incisos determinam para que finalidades a reserva de capacidade pode ser utilizada.

Outro fator de restrição a utilização da reserva de capacidade é apresentada no inciso 1.º do artigo 5.º-A da Resolução nº 371, introduzido pela Resolução n.º 304.

[...]

*1.º Na hipótese de, em um determinado ciclo contratual, o número acumulado de dias em que houve a utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias, as tarifas aplicáveis ao cálculo do encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade relativo aos dias excedentes serão de valor igual a quatro vezes as tarifas de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidos para os horários de ponta e fora de ponta.*

A contratação de reserva de capacidade por autoprodutor deve ser realizada através da celebração de CUST ou de CUSD específicos. Este contrato é anual, e dispõe ainda sobre o período em que será possível a utilização da reserva de capacidade, a qual deve coincidir com o período de geração de energia elétrica da usina do agente contratante.

O contrato de reserva de capacidade deve ser único por ponto de conexão, e o montante de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição contratado é limitado pela potência nominal de geração do contratante.

Porém, o que torna atraente a reserva de capacidade é a maneira como são celebrados os contratos de uso dos sistemas de transmissão ou distribuição. Diferentemente dos contratos de demanda usuais, neste caso o usuário paga apenas pelos dias que utilizou a reserva de capacidade.

A metodologia para calcular o valor do encargo mensal por uso da reserva de capacidade é definida no artigo 5 da Resolução nº 371, alterado pela Resolução nº 304:

*Art. 5º O valor a ser cobrado nos contratos de reserva de capacidade pelo uso dos sistemas elétricos de transmissão ou distribuição será calculado por meio da seguinte equação:*

$$E_{RC} = (M_p \times T_p + M_{fp} \times T_{fp}) \times (n_u/n_m)$$

*onde*

*ERC: encargo mensal pelo uso da reserva de capacidade, em R\$;*

*nu: número de dias em que houve utilização da reserva de capacidade no mês em referência;*

*nm: número de dias do mês em referência;*

*Tp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário de ponta para unidades consumidoras, em R\$/kW;*

*Tfp: tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição no horário fora de ponta para unidades consumidoras, em R\$/kW;*

*Mp: montante de uso de reserva de capacidade para o horário de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo ciclo contratual;*

*Mfp: montante de uso de reserva de capacidade para o horário fora de ponta, em kW, determinado pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição no mês em referência, devendo o referido valor contratado ser único para todo o ciclo contratual.*

Conforme mencionado, existe uma limitação em 60 (sessenta) dias de uso da reserva de capacidade durante um período contratual de 1 (um) ano, sob pena de pagar multa igual a quatro vezes a tarifa usual relativa aos dias excedentes. Também esta especificada uma multa igual a três vezes o valor aplicável de tarifa de uso do sistema de transmissão ou de distribuição estabelecidos para cada período, aplicada à parcela do montante de uso reserva de capacidade que foi superior ao valor contratado. Em caso de ultrapassagem superior a cinco por cento do valor contratado, considera-se  $N_u$  igual à  $N_m$  na equação definida no artigo 5º, da Resolução n.º 371, para os cálculos dos encargos mensais.

Outra consideração importante é em relação às obras no sistema elétrico de distribuição para atender a contratação da reserva de capacidade. Segundo o artigo 5º da Resolução n.º 371, alterado pela Resolução n.º 304, as obras necessárias serão de responsabilidade do autoprodutor ou produtor independente de energia interessado. O início da implementação da obra deve ser precedida de celebração do CUSD.

### 3.10 REDUÇÃO DE TARIFAS

O art. 26 da Lei n.º 9.427, com as modificações impostas pelas Leis n.º 9.648, de 1998, e n.º 10.438, de 2002, introduziu a incidência de percentual de redução nas tarifas de uso dos sistemas de transporte de energia para alguns empreendimentos de geração destinados a produção independente e autoprodução. Através da Lei n.º 10.762, de 2003, e da Resolução normativa ANEEL n.º 77/2004, estes benefícios foram estendidos, conforme redação do artigo 1.º:

*Art 1.º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada.*

O percentual de redução a ser aplicado nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, para os empreendimentos referidos no artigo transcrito acima, é de 50 %. Esta redução deve incidir na produção e no consumo da energia comercializada por estes empreendimentos.

Existem ainda condições em que a redução das tarifas de uso dos sistemas de transporte de energia elétrica pode chegar a 100 % para a produção de energia, permanecendo com redução tarifária de 50 % sobre o consumo. Na maior parte dos casos, os descontos estão vinculados ao período inicial de operação destes empreendimentos. Conforme estipulado no art.º 22 da Resolução ANEEL n.º 281/1999 e na Resolução ANEEL n.º 74, para receber estes descontos os empreendimentos devem atender as seguintes condições:

- I. aqueles com percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003;
- II. os caracterizados como PCH que iniciaram a operação comercial até 31 de dezembro de 2003;
- III. aqueles a partir de fonte eólica, biomassa e geração qualificada que iniciaram operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003.

Além destas condições, a Resolução ANEEL n.º 271/2007 concedeu estes benefícios para os empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo de 50%, biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Para o faturamento das unidades consumidoras deve-se atentar para os seguintes critérios:

- I. percentual de redução da TUST, para consumidores ligados diretamente a Rede Básica, será aplicado somente sobre a parcela Fio<sup>14</sup> desta tarifa.
- II. percentual de redução da TUSD, para consumidores ligados a rede de distribuição, será aplicado sobre as componentes Fio A, Fio B, Encargos do Serviço de Distribuição e Perdas Técnicas.
- III. O percentual de redução não incidirá sobre o valor do uso dos sistemas de distribuição e transmissão cobrado nos contratos de reserva de capacidade.

---

<sup>14</sup> A expressão “fio” é um jargão do mercado e se refere aos ativos no âmbito da transmissão e distribuição.

### **3.11 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Neste capítulo, foi desenvolvido o estudo da regulamentação da autoprodução no setor elétrico brasileiro. Os tópicos de análise deste trabalho apresentam a fundamentação necessária para a determinação das alternativas de fornecimento de energia elétrica para os agentes autoprodutores.

Inicialmente, foram abordados conceitos gerais da regulamentação da autoprodução, como a concessão e autorização, o acesso aos sistemas de transmissão ou distribuição, e o modo de operação. Evoluindo-se nestes conceitos, foram abordados aspectos econômicos que influenciam diretamente no montante de custos da utilização dos sistemas de transporte de energia, e das operações de compra e venda de energia elétrica.

A contribuição deste capítulo está na compilação e organização das leis, decretos e resoluções que tratam da autoprodução. Ao contrário dos agentes geradores e consumidores, a otimização do fornecimento de energia para o autoprodutor dependerá de uma análise específica do perfil de carga de cada agente, para assim então, determinarem-se as necessidades daquele sistema e as melhores formas de atendê-lo.

## 4 PROGRAMA NODAL

As instalações da Rede Básica de transmissão dos sistemas interligados, definidas de acordo com os critérios fixados na Resolução ANEEL n.º 254/98, têm uma receita autorizada pela ANEEL que deverá, juntamente com a parcela do orçamento do ONS, tributos e eventuais diferenças financeiras de ciclo tarifário anterior, ser coberta pelos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Neste capítulo será apresentada a metodologia nodal com o objetivo de enriquecer uma subsequente discussão dos fatores que devem ser considerados nas simulações tarifárias utilizando-se o programa NODAL. Este texto irá contemplar somente o cálculo da  $TUST_{RB}$  para novos empreendimentos de geração e consumo.

### 4.1 A METODOLOGIA NODAL

A metodologia nodal parte de um caso base de fluxo de potência no qual a rede básica de transmissão está representada com a inclusão de todos os elementos de transmissão existentes, bem como aqueles previstos para entrada em operação no ano de vigência tarifária. As cargas estão representadas conforme distribuição espacial por barramentos, informada ao ONS para os estudos de planejamento, e ajustadas de forma que sua totalização, por usuário, corresponda à demanda máxima anual contratada.

As centrais geradoras para as quais são determinados os encargos de transmissão devem ser representadas no ano base, despachadas proporcionalmente a sua energia assegurada<sup>15</sup>, respeitando os limites de intercâmbio entre os submercados<sup>16</sup> e a capacidade máxima instalada de cada central geradora.

---

<sup>15</sup> Energia assegurada de uma central é igual à média da energia que o aproveitamento pode gerar, levando-se em consideração a série de vazões, a produtividade média, a indisponibilidade total, a potência instalada e o risco de não atendimento da carga.

<sup>16</sup> Submercados são divisões regionais do SIN: N (Norte), NE (Nordeste), S (Sul) e SE/CO (Sudeste e Centro-oeste).

Em termos gerais, geradores situados próximos a grandes centros de carga ou consumidores situados em regiões com excesso de geração deverão ter tarifas reduzidas, enquanto que geradores situados em regiões com excesso de geração e consumidores situados próximos a grandes centros de carga deverão ter tarifas maiores.

Para a obtenção dos encargos determinam-se inicialmente as tarifas nodais de transmissão, mediante a solução do modelo que otimiza a rede de mínimo custo que atenda ao mercado. A solução analítica do modelo é obtida mediante a construção da matriz de fatores de sensibilidade, que relaciona os fluxos de potência nas diferentes linhas e transformadores com a potência injetada em cada barra do sistema. Esta matriz é derivada da matriz de impedâncias  $Z_{bus}$ , calculada como parte do processo de solução do fluxo de carga linear.

Através destes coeficientes é possível determinar a variação do custo de reposição da rede mínima em função de um incremento unitário na demanda ou na geração em cada barra do sistema, de acordo com as seguintes expressões, cuja notação é descrita logo a seguir:

- Para carga

$$p_i^{c'} = -\sum_{j=1}^{NL} (b_{ji} * c_j * fp_j) \quad (4.1)$$

- Para gerador

$$p_i^{g'} = \sum_{j=1}^{NL} (b_{ji} * c_j * fp_j) \quad (4.2)$$

A seguir estão dispostas as equações que calculam os termos  $fp_j$  e  $c_j$ .

$$fp_j = \begin{cases} 0; & r_j < r^{\min} \\ \frac{r_j - r^{\min}}{r^{\max} - r^{\min}}; & r^{\min} \leq r_j \leq r^{\max} \\ 1; & r_j > r^{\max} \end{cases} \quad (4.3)$$

$$r_j = \frac{|f_j|}{cap_j} \quad (4.4)$$

em que:

$p_i^{c'}$ : TUST<sub>RB</sub> sem ajuste para carga na barra i;

$p_i^{g'}$ : TUST<sub>RB</sub> sem ajuste para gerador na barra i;

NL: Número de circuitos da Rede Básica;

$\beta$ : Valor da matriz de sensibilidade cuja linha corresponde ao circuito j e a coluna corresponde à barra i. O valor a ser considerado será positivo quando coincidir com o sentido do fluxo dominante do circuito j e negativo caso contrário;

$c_j$ : Custo unitário (custo de reposição anualizado/capacidade de carregamento) do circuito j;

$fp_j$ : Fator de ponderação dos valores da matriz beta pelo nível de carregamento do circuito j;

$f_j$ : Fluxo de potência ativa no circuito j;

$cap_j$ : Capacidade do circuito j;

$r_j$ : Fator de carregamento<sup>17</sup> do circuito j;

$r^{\min}$ : Fator de carregamento mínimo, abaixo do qual o fator de ponderação vale 0 (zero);

$r^{\max}$ : Fator de carregamento máximo, acima do qual o fator de ponderação vale 1 (um).

Para a execução dos cálculos de fluxo de carga deve-se utilizar uma barra como referência. Contudo, devido à necessidade de se realizar um ajuste adicional de forma que os agentes geradores cubram 50% dos custos dos serviços de transmissão e os agentes consumidores os outros 50%, este fato é irrelevante para determinação das tarifas.

Os fatores de sensibilidade dependem exclusivamente da topologia de rede. Portanto, em sistemas onde o sentido do fluxo nas linhas é definido, os preços nodais independem dos despachos das usinas e das condições de demanda considerados. Porém, nos circuitos em que

---

<sup>17</sup> De acordo com a Resolução normativa 117/04, os valores de  $r^{\min}$  e  $r^{\max}$  são inicializados em 0 e 100%, respectivamente.

o fluxo pode se inverter, deve-se calcular os preços nodais com seus custos unitários ponderados por  $+\beta$  ou  $-\beta$ , em função dos despachos considerados. A adoção de despachos arbitrários para as usinas, definindo sentidos arbitrários para os fluxos nesses circuitos, introduziria uma componente no cálculo das tarifas.

Portanto, não deve haver sinalização locacional pelo uso desses elementos. Logo, seus custos unitários são anulados na expressão que calcula os preços nodais, fazendo com que eles sejam remunerados pela parcela de ajuste para cobertura da receita da transmissão. Esta opção conduz a tarifas independentes de critérios de despacho adotados.

O ajuste para recuperar a parcela estabelecida é feito através de uma parcela aditiva a tarifa obtida pelas expressões 4.1 e 4.2. Logo, as expressões resultantes são:

- Para carga

$$\mathbf{p}_i^c = \mathbf{p}_i^{c'} + \Delta c \quad (4.5)$$

$$\Delta c = \frac{RAP^c - \sum_{j=1}^{NB} (\mathbf{p}_j^{c'} * d_j)}{\sum_{j=1}^{NB} d_j} \quad (4.6)$$

$$RAP^c = RAP * (1 - P^G) \quad (4.7)$$

- Para usinas novas ou com capacidade instalada alterada

$$\mathbf{p}_i^g = \mathbf{p}_i^{g'} + \Delta g \quad (4.8)$$

$$\Delta g = \frac{RAP^G - \sum_{j=1}^{NB} (\mathbf{p}_j^{g'} * g_j)}{\sum_{j=1}^{NB} g_j} \quad (4.9)$$

$$RAP^G = RAP * P^G \quad (4.10)$$

onde:

$\mathbf{p}_i^c$ : TUST<sub>RB</sub> para carga na barra i;

$p_i^g$ : TUST<sub>RB</sub> para gerador na barra  $i$ ;

RAP: Receita Anual Permitida;

RAP<sup>C</sup>: Total dos encargos a serem pagos pelos consumidores;

$P^G$ : Parcela da RAP paga pelos geradores. Valor entre 0 e 1;

$d_j$ : Demanda máxima contratada na barra  $j$ ;

NB: Número de barras.

## 4.2 SIMULAÇÃO

O Programa Nodal utiliza como dados de entrada a configuração da rede básica, representada com suas linhas de transmissão, subestações, gerações e cargas previstas para o horizonte do final do ciclo tarifário<sup>18</sup>, além da receita anual permitida – RAP a ser arrecada para cobertura dos custos do serviço prestado pelas instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, excetuando-se os transformadores de fronteira.

Cabe ao ONS subsidiar a ANEEL e os agentes do sistema elétrico, através da preparação da infra-estrutura de dados do sistema de transmissão, para simulação das TUSTs.

Os arquivos disponibilizados para cada ciclo tarifário podem ser classificados da seguinte maneira:

a. Dados Gerais do SIN:

- Configuração da rede e carga contratada no Contato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST: extensão .DC;
- Geração contratada no CUST e prevista: extensão .USI.

b. Dados específicos para a TUST<sub>RB</sub>:

---

<sup>18</sup> Ciclo tarifário é igual ao período anual, definido pela ANEEL, para a qual são definidas RAPs às concessionárias de transmissão e TUST aos usuários. Desde a sua implantação este período tem sido definido de 01/julho de um ano até 30/junho do ano subsequente.

- Equipamentos da Rede Básica (transformadores e linhas), com os custos padronizados e as capacidades declaradas nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST: extensão .TRA;
  - TUST do ciclo anterior para os geradores: extensão .TCA.
- c. Dados específicos para a  $TUST_{FR}$ :
- Numerações que identificam as empresas de transmissão e de distribuição: extensão .TED;
  - Relações dos números e nomes das barras do arquivo de extensão .DC relativos aos pontos de conexão contratados no CUST: extensão .NBD;
  - Transformadores de fronteira e demais instalações de transmissão – DIT compartilhadas, com suas respectivas receitas anuais, seus proprietários (transmissoras) e usuários (distribuidoras): extensão .RCO.

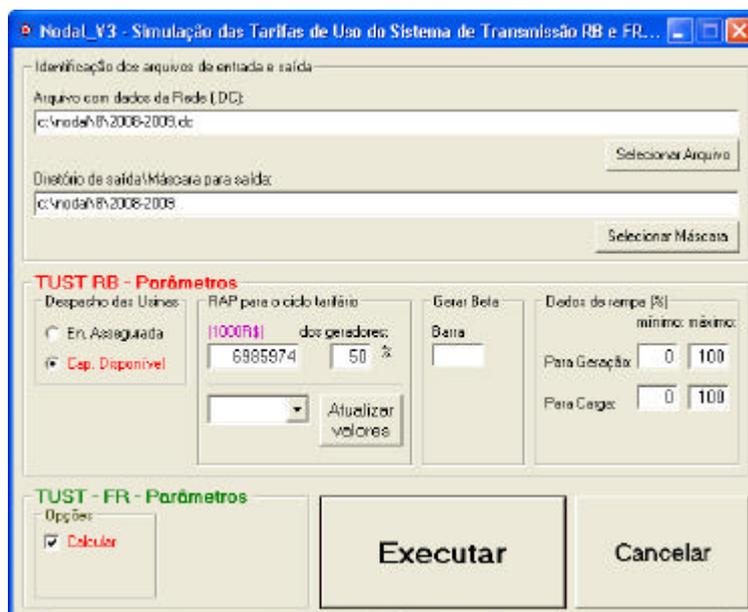
A utilização de todos os arquivos de dados, disponibilizados pelo ONS, é imprescindível para a precisa determinação das tarifas de uso do sistema de transmissão. Contudo, para a inclusão de novos empreendimentos de geração ou de carga basta editar somente os arquivos .DC (configuração de rede) e .USI (geração contratada e prevista).

A inserção de empreendimentos de geração e de carga podem ser feitas diretamente através dos arquivos .DC e .USI, alterando os campos pertinentes conforme será discutido neste texto.

Ao iniciar a simulação das TUSTs, o endereço do arquivo .DC que será utilizado como base de dados para execução dos cálculos deve ser informado ao programa. No mesmo diretório do arquivo .DC, devem estar os demais arquivos de dados de entrada: .TRA (dados de capacidades e custos de transmissão), .USI (dados de capacidades das usinas), além do

arquivo opcional<sup>19</sup> .TCA (tarifas e capacidades das usinas existentes no ciclo tarifário anterior).

A Figura 14 mostra a tela onde são identificados os arquivos de entrada de dados e alguns parâmetros necessários para a simulação das TUSTs.



**Figura 14** Tela de identificação dos arquivos de entrada e configuração de parâmetros do programa NODAL

Os empreendimentos de geração ainda podem ser incluídos através da opção de montagem de arquivo espelho, conforme Figura 15. Através desta solicitação o usuário define passo a passo a localização do empreendimento, o ponto de conexão, além da potência instalada e assegurada pela usina.

<sup>19</sup> Se o arquivo .TCA não for utilizado, todas as usinas serão consideradas como novas na simulação das TUSTs.



**Figura 15** Tela de montagem de arquivo espelho para inclusão de novo empreendimento de geração

Deve-se dedicar especial atenção na definição da RAP. Em cada ciclo tarifário os valores das tarifas de transmissão devem ser tais que multiplicadas pelos respectivos MUST, gerem encargos que, somados, sejam suficientes para remunerar a totalidade dos serviços de transmissão. A RAP da rede básica é composta por:

- receitas anuais permitidas para as empresas concessionárias de transmissão, determinadas pela ANEEL;
- parcela anual do ONS a ser coberta pela EUST, aprovada pela ANEEL;
- compensação de déficit ou superávit do exercício anterior, contabilizado anualmente pelo ONS e aprovado pela ANEEL.

Para estimar a RAP de ciclos posteriores ao vigente, consideram-se as futuras obras integrantes da rede básica, as expectativas de crescimento da demanda e da capacidade instalada, além da inflação.

#### **4.2.1 Arquivo com a Configuração de Rede**

A configuração de rede é obtida tomando com base o último mês do ciclo tarifário e do Plano de Ampliações e Reforços – PAR. As informações contidas neste arquivo estão

agrupadas nos conjuntos de dados DBAR (dados de barra), DLIN (dados dos circuitos) e DARE (dados das áreas).

- Dados de barra - DBAR

Estes dados são organizados de acordo com o Quadro 8:

**Quadro 8 Dados de barra – DBAR**

Campo	Colunas	Descrição	Default	
<b>Número (N)</b>	01-04	Número de identificação da barra CA.		
<b>Tipo (T) (de barra)</b>	08-08	0 – carga 1 – tensão regulada 2 – referência 3 – carga com limite de tensão	0	
<b>Nome (nome)</b>	10-21	Identificação alfanumérica da barra.		
<b>Tensão (V)</b>	23-26	Valor inicial da magnitude da tensão, em p.u. 1.0.	1.0	
<b>Ângulo (A)</b>	27-30	Ângulo de fase inicial da tensão da barra, em graus.	0.0	
<b>Geração</b>	<b>Ativa (Pg)</b>	31-35	Geração de potência ativa na barra, em MW.	0.0
	<b>Reativa</b>	36-40	Geração de potência reativa na barra, em MVAR.	0.0
	<b>Reativa Mínima (Qn)</b>	41-45	Limite mínimo de geração de potência reativa na barra, em MVAR.	
	<b>Reativa Máxima (Qm)</b>	46-50	Limite máximo de geração de potência reativa na barra, em MVAR.	
<b>Barra Controlada (Bc)</b>	51-55	Número da barra cuja magnitude da tensão controlada.	A barra própria	
<b>Carga</b>	<b>Ponta (PI)</b>	56-60	Carga ativa da barra, em MW, no horário de ponta.	0.0
	<b>Fora (QI)</b>	61-65	Carga ativa da barra, em MW, fora do horário de ponta.	0.0
<b>Capacitor Reator (Sh)</b>	66-70	Valor total da potência reativa injetada na barra, em MVAR, por bancos de capacitores/reatores.	0.0	
<b>Área (A)</b>	71-72	Número da área (Estado) à qual pertence a barra.		
<b>SubS (SS)</b>	73-74	Número do subsistema (sub-mercado) ao qual pertence a barra: 1 - Sul; 2 - Sudeste; 3 - Nordeste; 4 - Norte.		
<b>Dist (I)</b>	75-76	Distribuidora que detem a concessão, conforme codificação definida no arquivo com extensão .TED.	99	

Fonte: ONS (2005)

- Dados dos circuitos - DLIN

Os dados dos circuitos devem ser dispostos conforme o Quadro 9:

Quadro 9 Dados de barra – DLIN

Campo		Colunas	Descrição	Default
Da Barra (DE)		01-04	Número da barra de uma das extremidades do circuito como definido no campo Número do Código de Execução DBAR.	
Para Barra (PA)		09-12	Número da barra da outra extremidade do circuito como definido no campo Número de Código de Execução DBAR.	
Circuito (Nc)		13-14	Número de identificação do circuito de corrente alternada em paralelo.	
Estado (E)		15-15	L se o circuito estiver em operação (ligado). D se o circuito estiver fora de operação (desligado).	L
Proprietário (P)		16-16	F se o circuito pertencer à área da barra definida no campo Da Barra. T se pertence a área da barra definida no campo Para Barra.	F
Resistência (R%)		18-23	Valor da resistência do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da resistência para o tap nominal.	0.0
Reatância (X%)		24-29	Valor da reatância do circuito, em %. Para transformadores este valor corresponde ao valor da reatância para o tap nominal.	
Susceptância (MVar)		30-35	Valor total da susceptância shunt do circuito, em MVar.	0.0
Tap	Valor (Tap)	36-40	Valor do tap referido à barra definida no campo Da Barra, em p.u., para os transformadores de tap fixo ou, uma estimativa deste valor para os transformadores com variação automática de tap (LTC).	
	Mínimo (Tmn)	41-45	Valor mínimo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap.	
	Máximo (Tmax)	46-50	Valor máximo que o tap pode assumir, em p.u., para transformadores com variação automática de tap.	
Defasagem (Phs)		51-55	Valor do ângulo de defasamento, em graus, para transformadores defasadores. O defasamento angular especificado é aplicado em relação ao ângulo da barra definido no campo Da Barra.	0.0
Barra Controlada (Bc)		56-60	No caso de circuitos tipo transformador com variação automática de tap, este campo é destinado ao número da barra cuja magnitude da tensão deve ser controlada.	Da Barra
Capacidade Normal (Cn)		61-64	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais para fins de monitoração de fluxo, em MVA.	
Capacidade Emergência (Ce)		65-68	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência para fins de monitoração de fluxo, em MVA.	Cap. Normal

Fonte: ONS (2005)

- Dados de Área - DARE

Os dados de área são configurados seguindo a definição do Quadro 10:

**Quadro 10 Dados de Área – DARE**

<b>Campo</b>	<b>Colunas</b>	<b>Descrição</b>
<b>Número (Ar)</b>	01-04	Número da área, como definido no campo Área do código de execução.
<b>Nome (Identificação da Área)</b>	20-55	Identificação alfanumérica da área (Estado).

Fonte: ONS (2005)

#### 4.2.2 Arquivo com Geração Prevista e Contratada no CUST

Neste arquivo estão representados os empreendimentos de geração que têm CUST assinados ou que tenham previsão de entrada dentro do ciclo tarifário. O arquivo .USI está formatado por blocos de dados, cada um correspondendo a uma usina geradora, que começam com seu nome e terminam na primeira linha preenchida com 9999. As demais linhas apresentam informações individualizadas de cada empreendimento de geração, conforme mostra a Figura 16:

<b>(TIP)</b>	<b>(NOME DA USINA)</b>	<b>(En.Ass).</b>	<b>(Pot.Dis)</b>
<b>(Nº)</b>	<b>(Nome Barra)</b>	<b>(Cap. Max)</b>	
<b>9999</b>			

**Figura 16 Disposição das informações de um empreendimento de geração em arquivo .USI**

Fonte: ONS (2005)

A Quadro 11 apresenta o formato de registro e define as informações presentes na Figura 16 para cada empreendimento de geração.

**Quadro 11 Formato de registro das informações para empreendimento de geração**

<b>Campo</b>	<b>Colunas</b>	<b>Descrição</b>
<b>Tipo (Tip)</b>	01-03	Tipo da usina: UHE, UTE, CGE, UTN ou PCH.
<b>Nome da Usina</b>	05-32	Identificação alfanumérica da usina
<b>Energia Assegurada (Em. Ass)</b>	37-45	Energia assegurada da usina (Mwmed).
<b>Potência Disponível (Pot. Dis)</b>	47-55	Potência disponível da usina (MW).
<b>Número da Barra (N.º)</b>	01-04	Número da barra com geração, com 9999 indicando o fim dos dados geração por barra da usina.
<b>Nome Barra</b>	10-21	Nome da barra com geração.
<b>Máxima Geração (Cap. Max)</b>	21-35	Capacidade da geração da barra, em MW.

Fonte: ONS (2005)

### 4.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentado o Programa Nodal. A metodologia nodal, responsável pela modelagem matemática empregada neste programa, que define as tarifas de uso do sistema de transmissão também foi analisada.

A simulação da TUST é parte imprescindível deste trabalho. Somente através desta tarifa, podem ser definidos os encargos e a viabilidade da conexão de um autoprodutor à Rede Básica.

## 5 ENGENHARIA ECONÔMICA

As organizações necessitam de um processo estruturado e sistematizado que permita e viabilize a avaliação do processo de gerenciamento de projetos, programas e portfólios e respectivos resultados de negócios. Esta ferramenta deve funcionar não apenas como uma ferramenta de mensuração, mas principalmente como ferramenta de melhoria contínua (PHILIPS, 2004).

O empreendedor pode encontrar este suporte, necessário ao processo de avaliação de investimentos, na Engenharia Econômica. Com foco no processo de tomada de decisão, os critérios avaliados pela engenharia econômica, para aprovação de um projeto, são:

- Critérios financeiros - disponibilidade de recursos;
- Critérios econômicos - rentabilidade do investimento;
- Critérios imponderáveis - fatores não convertidos em dinheiro, riscos envolvidos no investimento.

### 5.1 CONCEITOS BÁSICOS

- **Juros Compostos**

Juros compostos são aqueles calculados sobre a soma do capital inicial, mais os juros dos períodos anteriores. Neste regime, os juros gerados em cada período de capitalização passam a render juros no período seguinte.

O montante de uma aplicação, obtido ao final de um determinado período com incidência de uma taxa de juros composta, é dado por:

$$F = P * (1 + i)^n \quad (5.1)$$

onde:

- F: Montante, Valor Futuro ou Valor Nominal;  
 P: Valor Presente, Principal, Valor Atual ou Capital;  
 i: Taxa de juros;  
 n: Número de períodos de juros.

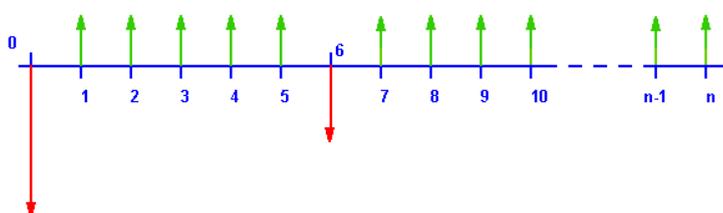
- **Fluxo de Caixa**

O fluxo de caixa demonstra as entradas (recebimentos) e saídas (pagamentos) de recursos financeiros de um projeto ao longo do tempo. O fluxo de caixa pode ser apresentado em forma de quadro (Quadro 12) ou gráfico (Figura 17).

**Quadro 12 Fluxo de caixa**

Mês	Recebimentos	Pagamentos	Líquido
Janeiro	2.000,00	1.500,00	500,00
Fevereiro	4.000,00	4.300,00	-300,00
Março	8.000,00	6.500,00	1.500,00
Abril	4.300,00	2.900,00	1.400,00

Fonte: Magalhães, 2007

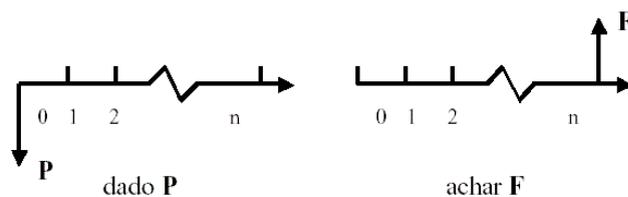


**Figura 17 Representação gráfica de fluxo de caixa**

– **Relações de Equivalência**

As relações de equivalência permitem a obtenção de fluxos de caixa que se equivalem no tempo.

- Relações entre Valor Presente (P) e Valor Futuro (F)



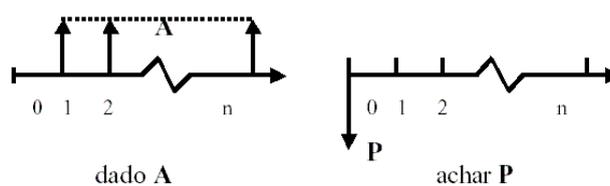
**Figura 18 Relação entre Valor Presente e Valor Futuro**

Fonte: Magalhães, 2007

$$F = P * (1 + i)^n \quad (5.2)$$

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n} \quad (5.3)$$

b. Relações entre Valor Uniforme (A), Valor Presente (P) e Valor Futuro (F)



**Figura 19 Relação entre Anuidade e Valor Presente**

Fonte: Magalhães, 2007

$$P = A * \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right] \text{ ou,} \quad (5.4)$$

$$A = P * \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (5.5)$$

$$F = A * \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \text{ ou,} \quad (5.6)$$

$$A = F * \left[ \frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (5.7)$$

Onde:

A: Anuidade, Prestação, Valor Uniforme;

## 5.2 ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

- **Taxa mínima de atratividade - TMA**

Taxa Mínima de Atratividade, Taxa de Atratividade ou Taxa de Desconto de um fluxo de caixa descontado é a taxa de juros que um capital pode render no mercado financeiro, em aplicação de risco equivalente, se não for aplicado em um projeto de investimento.

Quando há incerteza sobre o rendimento de um investimento, a taxa de retorno que se pode esperar sobre um investimento com um montante similar de incerteza, caso em que ela terá de incorporar uma compensação por essa incerteza (Damodaran, 2004).

- **Taxa Interna de Retorno - TIR**

A taxa interna de retorno de um projeto de investimento é aquela na qual, se forem depositadas as mesmas quantias em uma aplicação financeira, nas mesmas datas, correspondentes às saídas do fluxo de caixa, obter-se-iam os mesmos rendimentos, caracterizados por retornos nas mesmas datas e valores às entradas (receitas) do fluxo de caixa.

A TIR é uma taxa tal que, se for utilizada para calcular o fluxo de caixa descontado, o referido valor presente fica zero.

**Quadro 13 Cálculo da TIR de um projeto com desconto de 60%**

Período	Benefícios	Fator de desconto	Fluxo descontado
Ano 0	-1.200.000,00	1,0000	-1.200.000,00
Ano 1	950.000,00	0,6250	593.750,00
Ano 2	850.000,00	0,3906	332.010,00
Ano 3	800.000,00	0,2441	195.280,00
Ano 4	600.000,00	0,1526	91.560,00
Ano 5	400.000,00	0,0954	38.160,00
		<b>TOTAL</b>	50.760,00

Fonte: Magalhães, 2007

- **Valor Presente Líquido - VPL**

Valor presente líquido de um projeto é o cálculo do valor presente ou valor atual de um fluxo de caixa projetado de um investimento, considerando-se todas as entradas (receitas) e saídas de caixa (investimentos e despesas), a uma taxa de juros igual à taxa mínima de atratividade. No exemplo apresentado abaixo, foi utilizada uma taxa de desconto igual a 15% a.a.

**Quadro 14 Cálculo do VPL de um projeto**

Período	Benefícios	Fator de desconto	Fluxo descontado
Ano 0	0,00	1,0000	-100.000,00
Ano 1	60.000,00	0,8696	52.176,00
Ano 2	60.000,00	0,7561	45.366,00
Ano 3	80.000,00	0,6575	52.600,00
Ano 4	100.000,00	0,5718	57.180,00
Ano 5	100.000,00	0,4972	49.720,00
<b>TOTAL</b>			<b>152.042,00</b>

Fonte: Magalhães, 2007

**Quadro 15 Cálculo do fator de desconto do VPL**

Período	Fluxo	Fator de desconto
Ano 0	$1/(1+0,15)^0$	1,0000
Ano 1	$2/(1+0,15)^1$	0,8696
Ano 2	$3/(1+0,15)^2$	0,7561
Ano 3	$4/(1+0,15)^3$	0,6575
Ano 4	$5/(1+0,15)^4$	0,5718
Ano 5	$6/(1+0,15)^5$	0,4972

Fonte: Magalhães, 2007

### 5.3 MÉTODOS DE ANÁLISE DE INVESTIMENTOS

- **Método do Valor Presente Líquido**

A viabilidade econômica do projeto de investimento é obtida através do cálculo do valor presente líquido, ou seja, do valor presente ou valor atual do fluxo de caixa do projeto descontado à taxa mínima de atratividade.

Se o valor presente líquido do fluxo de caixa do projeto de investimento for positivo (maior do que zero), considera-se que o projeto é viável economicamente, portanto, agrega valor à empresa. Caso contrário o projeto é inviável.

Quando o valor presente líquido encontrado ficar próximo de zero, o investimento pode ser considerado como indiferente do ponto de vista da viabilidade econômica.

- **Método da Taxa de Retorno Interno**

Este método preconiza o cálculo da TIR para cada projeto de investimento e sua comparação, primeiramente com a taxa mínima de atratividade. Se a TIR é maior que a TMA, considera-se o projeto viável economicamente, caso contrário o projeto é inviável.

## **5.4 COMENTÁRIOS FINAIS**

Neste capítulo, foram apresentadas ferramentas da Engenharia Econômica utilizadas neste trabalho.

A aplicação destes conceitos possibilita, de forma objetiva, desenvolver uma comparação entre as alternativas de fornecimento de energia elétrica formuladas e analisadas no Capítulo 6.

## **6 ESTUDO DE CASO DA REFAP S/A**

Neste capítulo, inicialmente, são feitas considerações sobre a empresa REFAP S/A e caracterizado seu sistema elétrico. Na seqüência, são apresentadas alternativas de fornecimento de energia elétrica, e finalizando o capítulo, os resultados são mostrados e analisados.

### **6.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS DA REFAP S/A**

- **Histórico**

A Refinaria Alberto Pasqualini foi inaugurada em 1968, em uma área de 600 hectares no município de Canoas. A refinaria, que foi a primeira unidade do sistema Petrobras a operar na região Sul, iniciou suas operações no auge da expansão do projeto estatal do setor petrolífero, ajudando a alterar a relação comercial brasileira no segmento energético e de combustível, já que o país – com a criação das primeiras unidades de refino – passou a importar mais petróleo bruto e menos derivados, agregando valor à matéria-prima em solo brasileiro.

Em janeiro de 2001 a empresa teve seu capital aberto, e desde então vem contando com capital da Petrobras (70% das ações) e com capital da espanhola Repsol (30% das ações). Assim sendo, a empresa deixou de ser um órgão operacional da Petrobras, e com o nome de Alberto Pasqualini – Refap S/A passou a ser uma empresa subsidiária da Petrobras.

Em 2006, a Refap concluiu as obras de ampliação, iniciadas em 2001. O empreendimento foi uma das maiores obras de engenharia na América Latina e ampliou a capacidade de processamento de petróleo da empresa de 20 mil para 30 mil m<sup>3</sup>/dia.

Com o investimento de U\$\$ 1,2 bilhão, a Refap teve um incremento na capacidade de produção de derivados de 600 milhões para 900 milhões de litros por mês, sendo que 50% deste total é representado pelo óleo diesel e 25% por gasolina. O restante se divide em

produtos como querosene de aviação, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, asfalto, nafta petroquímica e propeno.

- **Diretoria Industrial**

O petróleo processado na Refap é recebido através de duas monobóias (sistema de atracação em alto mar), localizadas em Tramandaí. Através destas monobóias, os navios bombeiam o petróleo até o parque de tancagem do Terminal Almirante Soares Dutra (TEDUT), que posteriormente o envia até a refinaria por meio de óleo dutos subterrâneos. A Refap recebe, além de petróleo, principalmente nafta petroquímica, destinada à empresa COPESUL.

O parque industrial da refinaria pode ser dividido nos setores de Destilação, Craqueamento, Utilidades e Logística. As unidades de processo (refino de petróleo) estão lotadas nas gerências de Destilação e Craqueamento, sendo que os setores de Utilidades e Logística podem ser considerados como sistemas de apoio dos setores de processo.

- Destilação

É responsável pela operação das unidades de destilação atmosférica, destilação à vácuo, solventes, hidrotratamento do diesel e coqueamento retardado.

Os principais derivados produzidos são a nafta, o diesel, asfaltos, coque, hexano, entre outros. Além disso, produz gasóleos que são matéria prima para as unidades de craqueamento catalítico fluidizado.

- Craqueamento

Opera as unidades de craqueamento catalítico, recuperação de gases, tratamento de produtos, recuperação de enxofre, geração de hidrogênio.

Seus principais produtos são a nafta craqueada, diesel e gás liquefeito de petróleo - GLP.

- Utilidades

É responsável pela captação e tratamento de água, geração de vapor, geração de energia elétrica, controle do sistema elétrico, produção de ar comprimido e distribuição de óleo combustível para as caldeiras e fornos das unidades de processo.

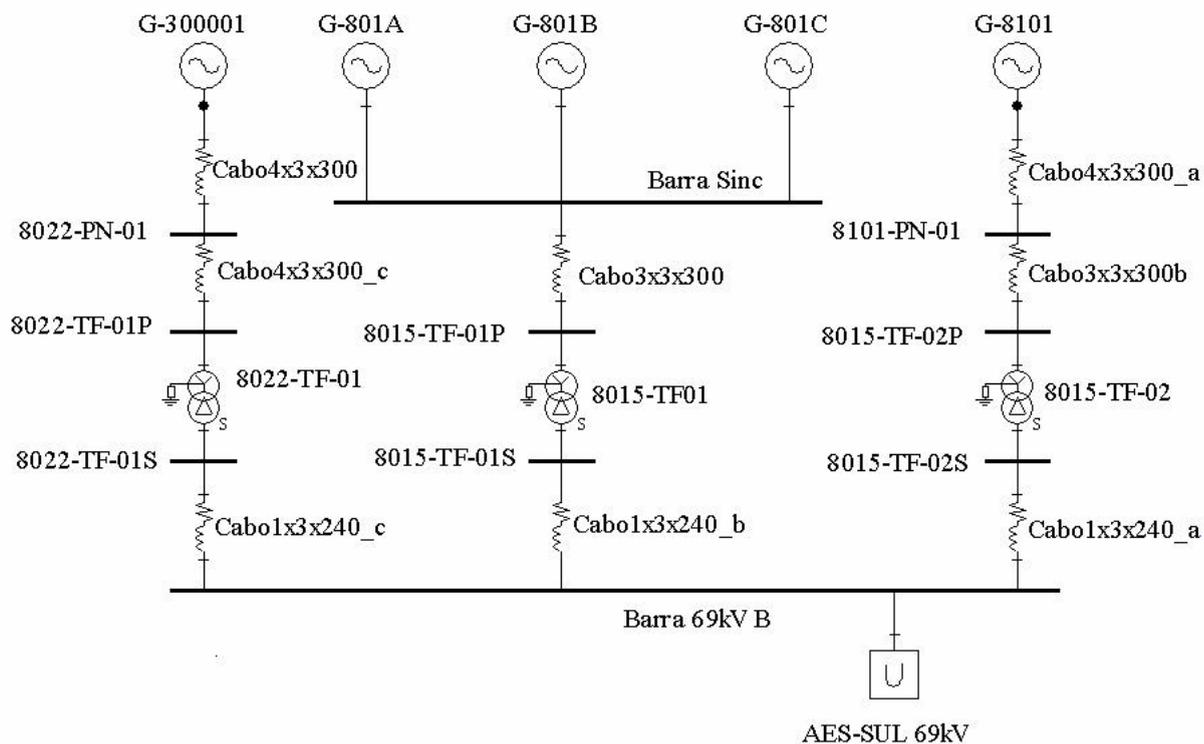
- Logística

É responsável pela transferência e estocagem de matérias-primas e derivados para comercialização, bem como pela certificação de produtos, operação das tochas e do ETDI - Estação de Tratamento de Efluentes.

## **6.2 CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO**

O sistema elétrico da REFAP S/A é constituído por unidades geradoras de energia elétrica, por circuitos de distribuição e sub-transmissão, além de um diversificado e amplo número de cargas. Esta composição torna todo este sistema complexo. Contudo, o potencial de geração de energia elétrica da empresa ainda está intimamente ligado às suas variáveis de processo.

Na Figura 20 é apresentado um diagrama unifilar simplificado do diagrama elétrico de potência da REFAP S/A. Para um maior detalhamento, pode-se consultar o Anexo A – SISTEMA ELÉTRICO DA REFAP S/A.



**Figura 20 Diagrama elétrico do sistema de potência da REFAP S/A**

Fonte: ANGELO (2007)

A REFAP é interligada a concessionária de distribuição local (AES Sul) através de uma linha de transmissão de circuito simples em 69kV. Esta linha de transmissão chega até a subestação SE-8015.

A subestação SE-8015 é composta por duas barras, que compõem o barramento principal, por duas chaves seccionadoras e um disjuntor de interligação, e ainda por um conjunto de TCs destinados à implantação do sistema de proteção e medição deste circuito. É através deste disjuntor da subestação SE8015 que é feita a sincronização entre os sistemas da REFAP e da AES Sul.

Desta subestação derivam três ramais em 69kV, que são conectados aos sistemas de geração própria da refinaria. Esta conexão é feita por intermédio de transformadores rebaixadores, todos localizados fora dos limites da subestação SE-8015. Estes ramais são constituídos de chaves seccionadoras e disjuntor, além de conjuntos de pára-raios e TCs destinados à implantação do sistema de proteção e medição de cada circuito.

O circuito elétrico de potência da empresa possui três barras de geração independentes. Estas barras possuem tensão de 13,8 kV, correspondente à tensão terminal dos grupos geradores. São utilizados disjuntores para realização do sincronismo entre os conjuntos geradores e os barramentos de 13,8kV, e também para a realização do sincronismo de cada ramal de sub-transmissão com o barramento principal de 69kV (interligação de todos os geradores).

Uma das características deste sistema elétrico é a saída de ramais alimentadores (distribuição) de todas as barras de geração (13,8kV). Sistemas com estas características podem ser classificados como de geração distribuída, embutida ou dispersa.

Todos os sistemas de distribuição (alimentadores) que interligam as subestações internas da refinaria são em barra dupla, aumentando a confiabilidade do sistema e dando-lhe flexibilidade para operação e manutenção. Os alimentadores, derivados das barras de geração, alimentam as subestações em 13,8 kV.

Nas subestações a tensão dos alimentadores é rebaixada para os níveis de 4,16 kV (alimentação de motores de grande porte), 440 V (alimentação de motores em geral) e 127/220V (demais circuitos). Existem ainda algumas cargas especiais, alimentadas diretamente em 13,8kV.

### **6.2.1 Geradores**

A capacidade de geração instalada da REFAP S/A é de 88,9 MVA, com potência ativa de 72,6 MW. Esta soma de potências é produzida por três geradores a vapor (G-801A, G-801B, G-801C), uma unidade de cogeração (G-8101) e por um turbo-expansor (G-300001) integrado a uma unidade de processo.

- Geradores A Vapor

Aliado a energia elétrica, o vapor é um dos principais insumos para o funcionamento de uma refinaria. Todos os processos de refino necessitam de vapor de alta, média ou baixa pressão para sua operação. Além disso, por motivos de confiabilidade do sistema, é usual dividir-se as alimentações das bombas - principal equipamento de uma unidade de refino – entre energia elétrica (motores elétricos) e vapor (turbinas).

Sendo assim, necessariamente qualquer refinaria irá contar com unidades geradoras de vapor: as caldeiras. Nas caldeiras é gerado VAP - vapor de alta pressão ( $60\text{kgf/cm}^2$ ) através da queima de óleo combustível, gás combustível ou monóxido de carbono. Este vapor pode ser transformado em vapor de média - VMP ou baixa pressão nas turbinas, devido à geração de trabalho nestes equipamentos e conseqüente perda de energia. A geração e utilização de vapor são controladas conforme a necessidade de consumo, balanço energético e confiabilidade do sistema.

Os geradores a vapor da REFAP S/A estão acoplados a turbinas consumidoras de VAP. Nestas máquinas pode-se controlar a extração de VMP em um estágio intermediário da turbina, além da condensação de parte do vapor de alimentação para controle de temperatura da máquina.

Cada uma destas três máquinas trifásicas, que compõem este conjunto gerador, possui potência aparente nominal de 9MVA, com tensão terminal de 13,8kV. A potência ativa nominal de cada máquina é de 7,5MW, totalizando 22,5MW neste conjunto gerador.

- Cogeração

Cogeração é o nome dado ao processo que utiliza a produção simultânea e de forma seqüenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica a partir do uso de um

combustível convencional - gás natural, óleo combustível, diesel e carvão - ou algum tipo de resíduo industrial - bagaço de cana, madeira

A cogeração da REFAP/SA é formada por uma turbina Hitachi, modelo H25, que utiliza gás combustível e gás natural como fonte de energia. Esta turbina aciona um gerador elétrico trifásico Siemens, acoplado ao seu eixo, com potência nominal de 27,5MW e tensão terminal de 13,8kV.

Os gases de exaustão, da queima de gás na câmara de combustão, são fonte de energia para uma caldeira de recuperação. Nesta caldeira é produzido VAP, que alimenta o coletor geral de vapor de alta pressão da refinaria.

- Turbo – Expansor

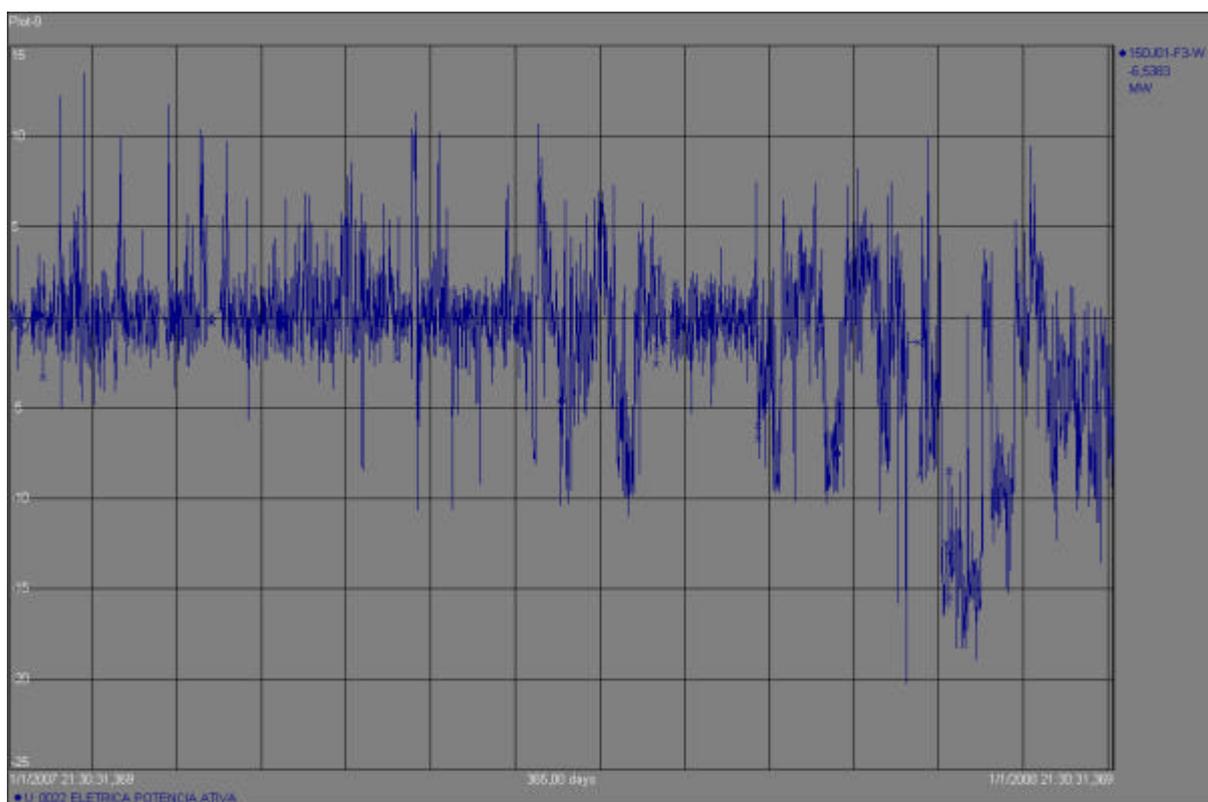
O Turbo-expansor aproveita a energia dos gases provenientes do regenerador da Unidade de Craqueamento Catalítico Fluidizado de Resíduo - URFCC. Essa turbina da Dresser Rand, modelo E-156, está acoplada a um gerador trifásico de 33,9 MVA, de 13,8kV, da Alsthom. A potência de saída do gerador pode variar de 5 a 20 MW, dependendo da carga do URFCC.

### **6.2.2 Perfil de Carga**

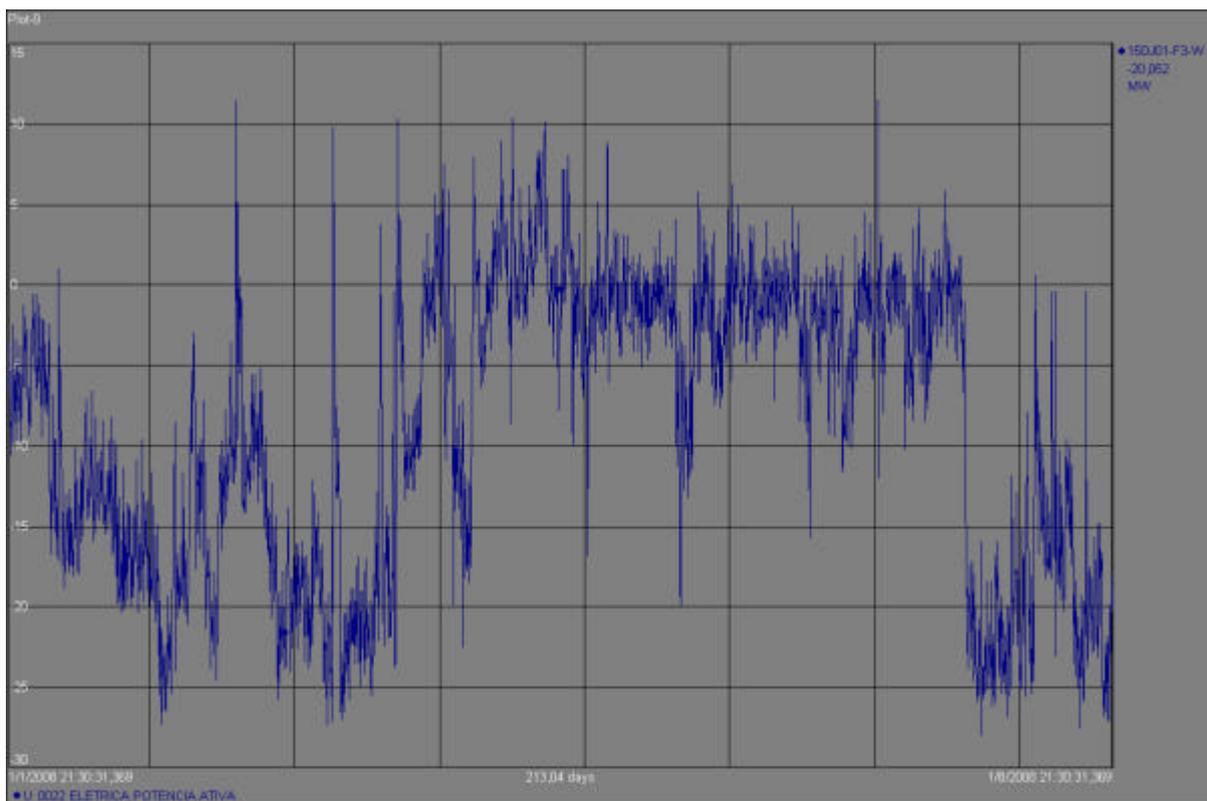
A relação entre as variáveis geração e consumo de energia elétrica são decisivas para a análise de viabilidade, do ponto de vista econômico, das alternativas de fornecimento para a REFAP S/A.

Através da análise dos históricos de geração e exportação de energia elétrica, correlacionados com a produção de energia em cada unidade geradora e ao estado de operação (ligado ou desligado) de algumas importantes cargas da empresa, pode-se determinar a demanda média da refinaria e sua capacidade de exportação.

Primeiramente, é interessante ter uma idéia geral do comportamento do sistema. Para isso, são apresentadas - Figuras 21 e 22 - as curvas de importação/exportação de energia elétrica dos anos de 2007 e 2008. Os valores negativos do gráfico significam exportação de energia elétrica, enquanto valores positivos demonstram importação.



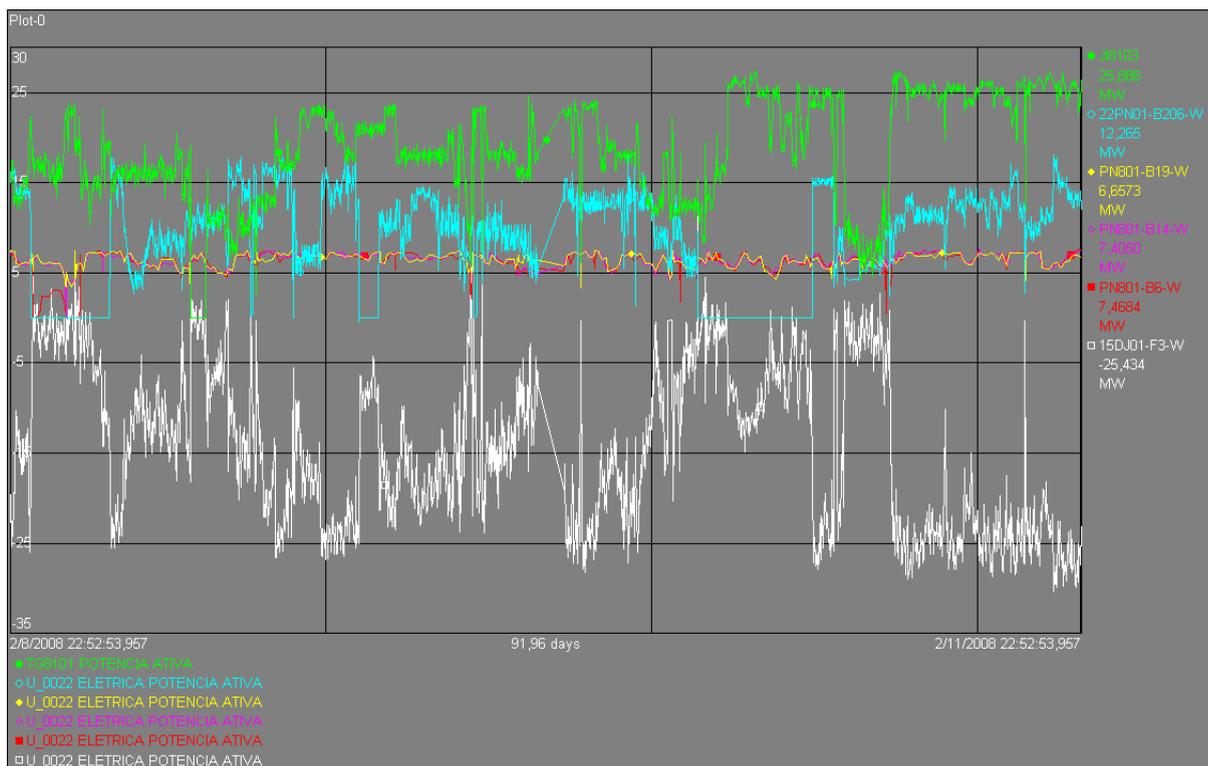
**Figura 21** Gráfico da exportação/importação de energia elétrica da empresa REFAP S/A em 2007



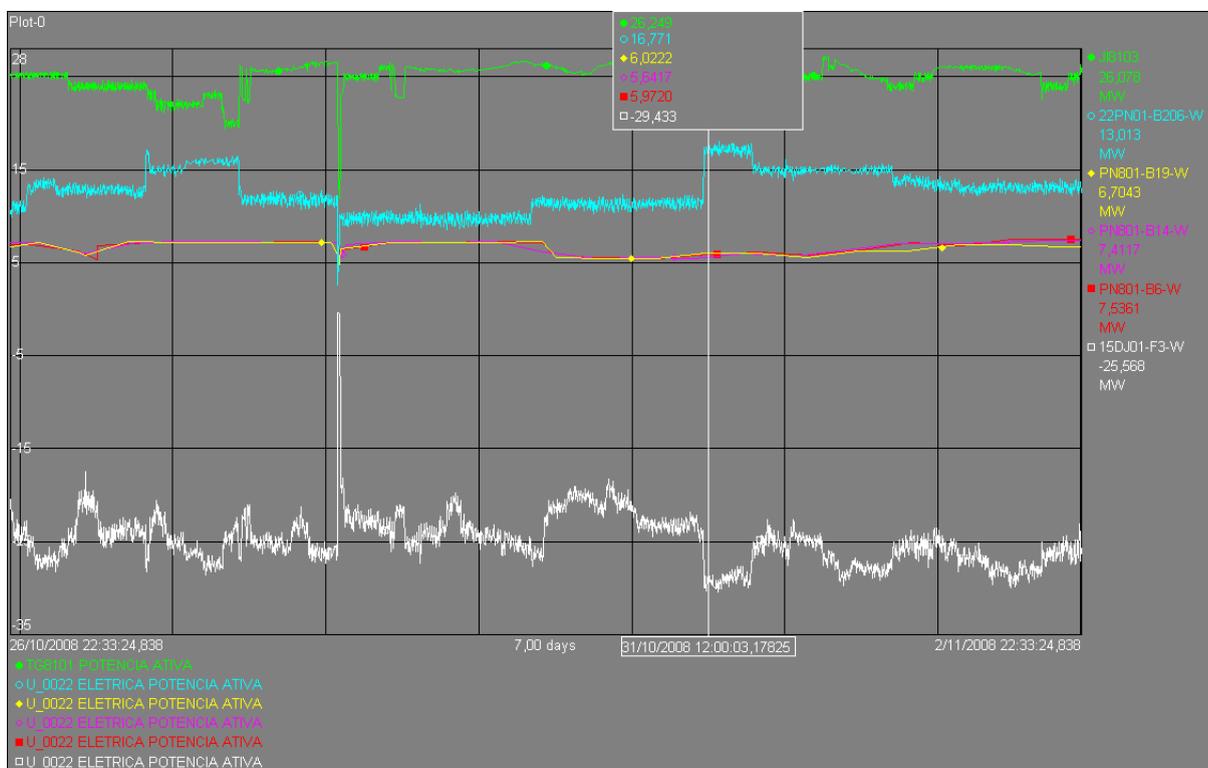
**Figura 22 Gráfico da exportação/importação de energia elétrica da empresa REFAP S/A em 2008**

Pode-se observar que o comportamento do sistema é muito instável. Nestes gráficos é possível identificar períodos em que uma máquina geradora não está em operação, o que desloca a curva de importação/exportação de energia elétrica para cima. Porém, o mais interessante é verificar que, mesmo quando esta curva está no meio de um período predominantemente de exportação, pontualmente tem-se importação de energia.

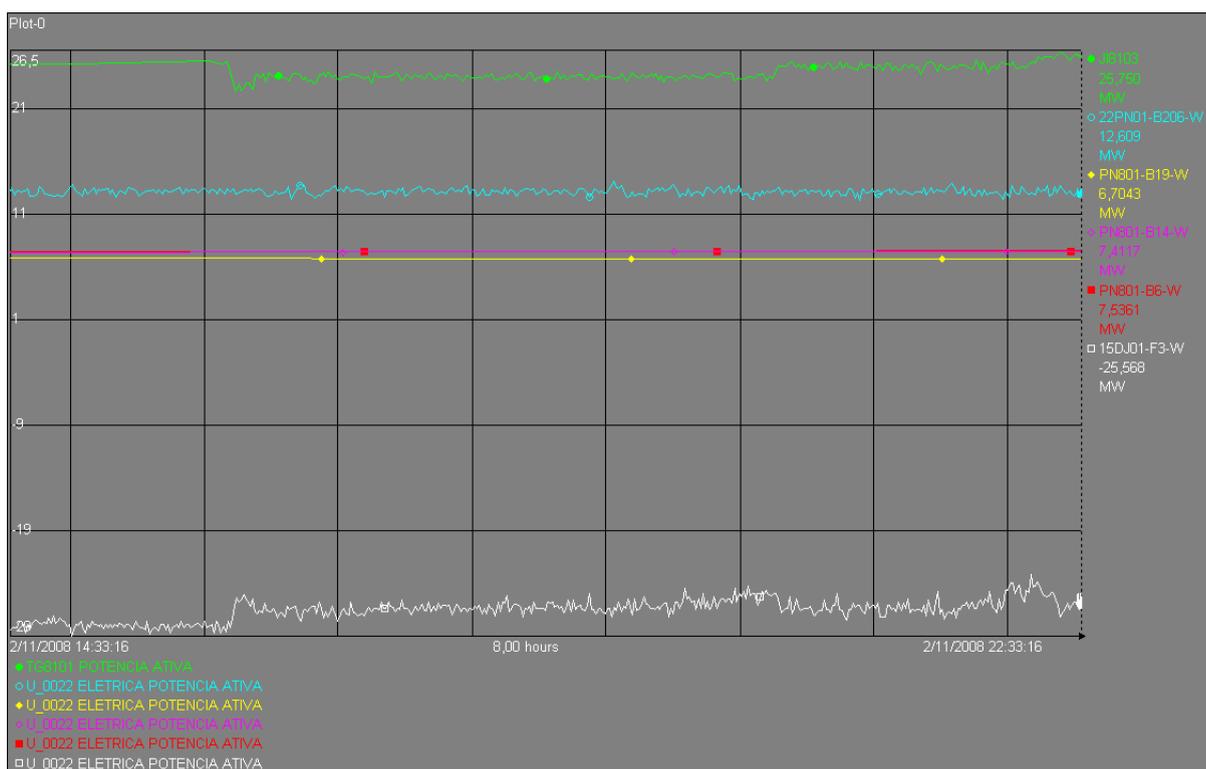
Para uma melhor compreensão das informações dispostas nas Figuras 21 e 22, são apresentados nas Figuras 23, 24 e 25 gráficos com as curvas de todas as máquinas geradoras, além da curva de importação/exportação de energia elétrica.



**Figura 23** Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 02/08/2008 à 02/11/2008



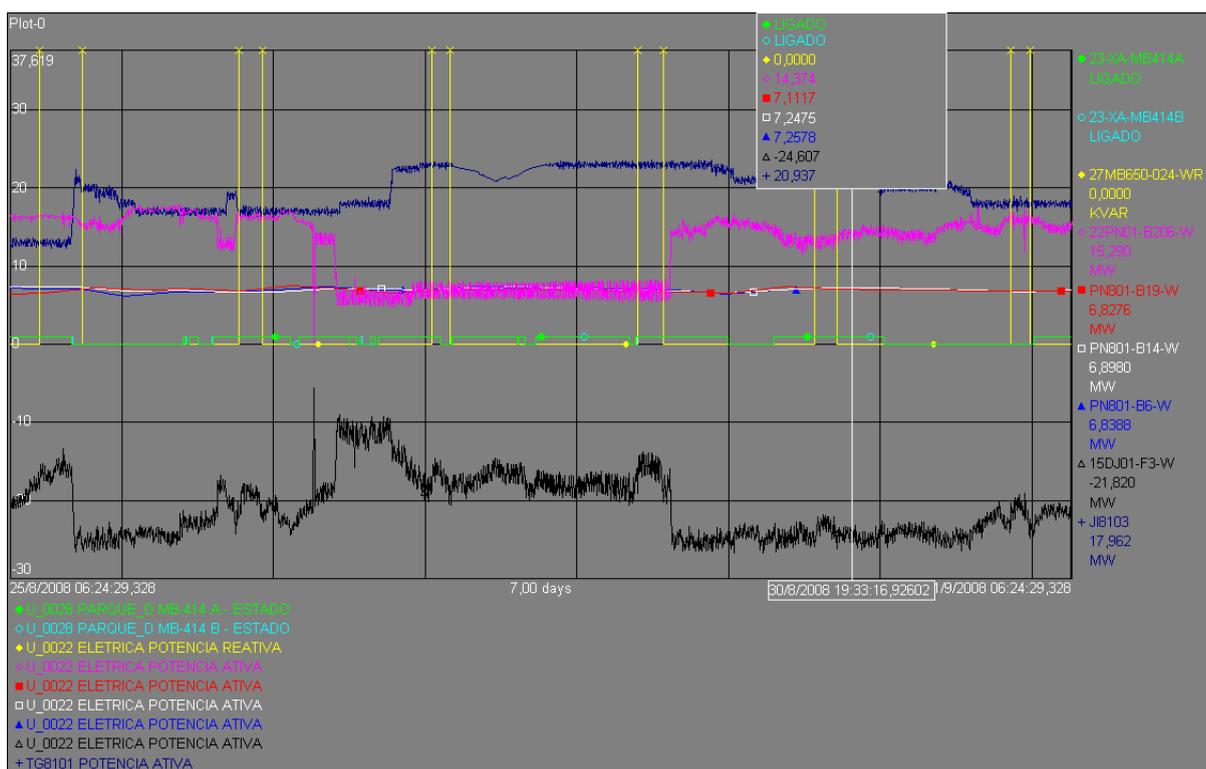
**Figura 24** Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 26/10/2008 à 02/11/2008



**Figura 25 Gráficos de potência gerada em cada unidade de geração e curva de exportação/importação de energia elétrica – 02/11/2008**

Com um amplo conjunto de dados, pode-se determinar com segurança a demanda média da refinaria. Para realizar este cálculo somam-se as potências geradas em cada uma das máquinas e o valor encontrado na curva de importação/exportação de energia elétrica.

Logo, pode-se definir a demanda média da REFAP S/A em 33MW, com picos de consumo em 36MW. Estes picos de consumo podem ser controlados, uma vez que correspondem, na maior parte dos casos, a operação em conjunto de 3 grandes cargas da empresa. Esta relação é observada na Figura 26.



**Figura 26 Gráficos de potência por unidade de geração, curva de exportação/importação de energia elétrica e representação de cargas – 25/08/2008 à 25/09/2008**

Através do histórico de operação dos geradores também são identificadas quais as potências máximas atingidas pelas mesmas em regime de trabalho. Outras variáveis, que influenciam diretamente na produção de energia elétrica, como volume de gás de refinaria e de VAP, também devem ser consideradas na estimativa de disponibilidade de energia excedente para exportação.

Para cada um dos geradores à vapor pode-se considerar uma potência de 7,5MW. Estas máquinas são extremamente confiáveis, e sua potência está vinculada à disponibilidade de VAP e ao controle de pressão do coletor de VMP. Atualmente, para manter o controle de VMP, cada uma das unidades geradoras a vapor deve operar com geração mínima de 4,5MW.

Existe, também, uma dependência na capacidade de geração de energia elétrica entre a operação da unidade de refino URFCC e a co-geração e o turbo-expansor. Com a variação da carga desta unidade, é modificada a produção de gás de refinaria (combustível da cogeração),

além do volume de gás de exaustão (movimenta turbo-expansor) e de VAP. Sendo assim, considerando o histórico operacional do URFCC, pode-se obter em regime de trabalho uma geração de 27,5MW na unidade de co-geração, e de 16MW no turbo-expander.

Assim, levando-se em consideração os históricos de operação de todos os geradores e as demais variáveis que influenciam este complexo processo, a produção de energia elétrica na REFAP, em regime de trabalho, é de 66MW. Subtraindo a potência média demandada pela refinaria, encontra-se uma potência de 33MW disponível para exportação. Valores acima de 33MW poderão ficar disponíveis para exportação, mas é importante salientar que atualmente, pela confiabilidade e variação de carga do URFCC, estas situações devem ser consideradas anormais.

Desta análise conclui-se que, devido a limitação de injeção de potência no sistema de distribuição da AES SUL em apenas 27,6MW, tem-se uma potência excedente média de 5,4MW que não pode ser exportada. A Figura 27 ilustra a situação relatada.

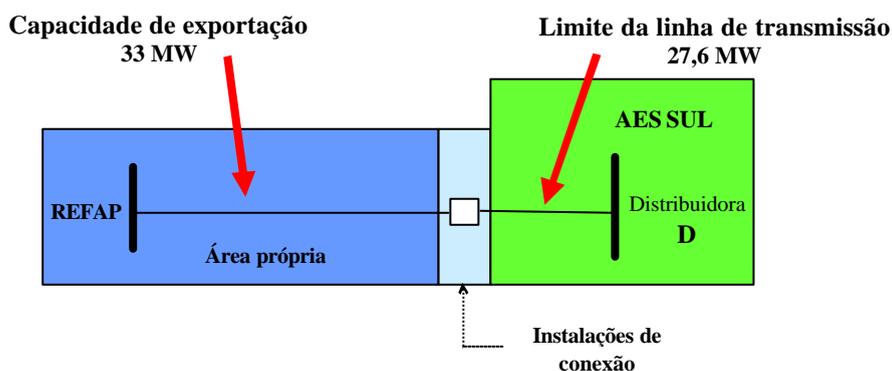


Figura 27 Limitações do atual sistema de fornecimento de energia elétrica

### 6.3 ALTERNATIVAS DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Fundamentadas no estudo da legislação, que regulamenta a autoprodução, desenvolvido no Capítulo 3, são propostas alternativas de fornecimento de energia elétrica para a REFAP S/A.

A análise de cada uma das alternativas propostas considerará variáveis como a quantidade excedente de energia a ser comercializada (iguais para todas as alternativas), estimativa de custo das obras necessárias para atender cada projeto, além das tarifas e tributos incidentes em cada uma das condições pré-estabelecidas.

Primeiramente, para simplificação da demonstração dos resultados, não serão apresentados os cálculos que determinam as bases de cálculo de PIS/COFINS e de ICMS (ver expressões 3.10 e 3.11). O montante de PIS/COFINS será apresentado diluído nas tarifas, enquanto o ICMS será discriminado separadamente. Vale ressaltar que, as alíquotas de PIS e COFINS utilizadas foram obtidas através da média das alíquotas dos últimos trinta e seis meses. O Quadro 16 mostra os tributos e respectivas alíquotas utilizadas neste trabalho.

**Quadro 16 Tributos e alíquotas**

	Alíquota
PIS	0,92%
COFINS	4,23%
ICMS	17,00%

As tarifas de uso do sistema de distribuição utilizadas, neste trabalho, são praticadas pela distribuidora AES SUL (Resolução homologatória n.º 635), e estão disponíveis no Apêndice A deste texto. Já as tarifas de uso do sistema de transmissão foram determinadas através de simulação no programa NODAL, conforme Anexo B.

Nos quadros em que são apresentados cálculos dos custos envolvidos em cada possibilidade de fornecimento, as tarifas de uso do sistema de distribuição e transmissão e ainda a tarifa de energia, já estão dispostas com os tributos PIS e COFINS incluídos.

Os cálculos dos encargos sobre o consumo de energia (MWh) foram realizados utilizando-se a média de consumo mensal dos últimos doze meses da REFAP. Além disso, para não haver diferenças entre as alternativas de fornecimento, relacionadas às tarifas de energia, os encargos referentes ao consumo, que influenciam nas bases de cálculo de PIS/COFINS e ICMS, foram calculados utilizando-se a média da tarifa de energia especificada para consumidor cativo na Resolução homologatória n.º 635, com os devidos encargos de PIS/COFINS somados.

Para estimativa dos valores que deverão ser recebidos com a venda de excedente de geração de energia elétrica, foi utilizado o valor médio nos últimos vinte e quatro meses do MWh comercializado no mercado de curto prazo da CCEE.

Para cada uma das três possibilidades de contrato de consumo (cativo, livre conectado a rede de distribuição e livre conectado a rede básica) deverão ser consideradas as seguintes demandas contratadas:

- Demanda para consumo de 7MW em conjunto com contrato de reserva de capacidade de 4MW;
- Demanda para exportação de 33MW;
- Demanda para exportação de 113MW.

Os valores citados de demanda para consumo foram obtidos através da análise do perfil de carga da empresa, pela confiabilidade de cada unidade geradora, além de procedimentos de emergência operacional da refinaria. Logo, uma demanda de 11MW deve atender as necessidades da empresa mesmo em cenários críticos. Pela análise do perfil de

carga, então, pode-se observar que dificilmente a importação de energia excede os 7MW, o que possibilita a adoção de um contrato de reserva de capacidade no valor de 4MW.

Para determinação dos encargos de uso da reserva de capacidade, foram considerados que durante 5 dias de cada mês a importação de energia elétrica teve sua demanda contratada (7MW) ultrapassada, ou seja, foi necessária a reserva de capacidade. De fato, esta consideração visa diluir sobre todos os meses do período contratual o encargo de uso de reserva de capacidade, o qual pode ser utilizado durante 60 dias de um período contratual (1 ano). Todos os cálculos foram realizados sem considerações sobre multas, previstas no caso de ultrapassagem da demanda (demanda contratada mais demanda de reserva de capacidade) e do limite de dias em que a reserva de capacidade pode ser utilizada.

Em relação à demanda contratada para exportação de energia, foi considerado o valor, que conforme discutido anteriormente, atende a capacidade de exportação atual da empresa, ou seja, 33MW. Os cálculos apresentados com demanda de 113MW simplesmente fornecem a dimensão dos custos de geração envolvidos em um possível processo de ampliação da capacidade de exportação de energia elétrica da REFAP, uma vez que a relação dos custos entre as alternativas não será alterada pela modificação da demanda.

### **6.3.1 Situação atual**

A REFAP possui uma relação de consumo cativo com a distribuidora AES SUL, além da condição de exportadora de energia elétrica, o que caracteriza a autoprodução. Atualmente, os valores de demanda contratada são de 10 e 11MW para consumo nos horários de ponta e fora de ponta, respectivamente. Para exportação de energia elétrica a demanda contratada é de 26,285MW.

Assumindo as tarifas padrões especificadas anteriormente, obtêm-se os seguintes resultados:

Quadro 17 Encargos de consumo na atual situação de fornecimento

CONSUMO					
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Energia Consumida (kWh)	Tarifa energia (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta	10.000,0000	26,6325	36.867,0833	0,2099	274.061,9837
Fora de Ponta	11.000,0000	4,5205	402.686,6667	0,1307	102.343,6307
ICMS	-----	-----	-----	-----	77.095,1258
<b>TOTAL</b>					<b>453.500,7402</b>

Quadro 18 Encargos de geração na atual situação de fornecimento

GERAÇÃO			
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta e F. Ponta	26.285,0000	2,9319	77.065,5172
ICMS	-----	-----	15.784,5035
<b>TOTAL</b>			<b>92.850,0207</b>

O valor final da fatura de energia elétrica, somando-se os encargos de consumo e de geração, é de R\$ 546.350,76.

Além disso, deve ser considerado que nesta situação deixa-se de exportar 5,4MW por hora, o que representa, com uma cotação média de R\$ 110,59 por MWh, uma receita mensal de R\$ 429.973,90.

### 6.3.2 Alternativa A

A primeira alternativa a ser analisada é o de conexão à rede de distribuição como consumidor cativo, conciliando a condição de exportação. Esta sistemática é a mesma utilizada atualmente pela REFAP S/A, e está representada na Figura 28.

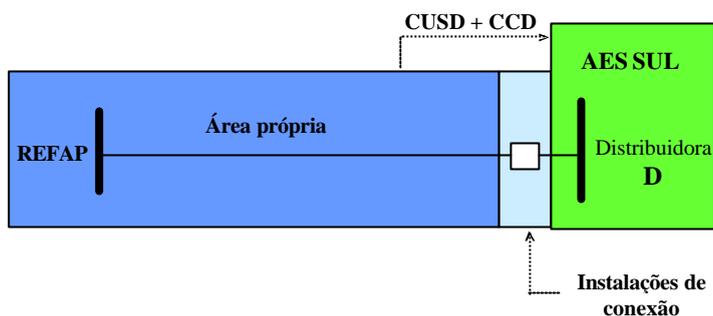


Figura 28 Conexão da REFAP ao sistema de distribuição da AES SUL

No Quadro 19 são apresentados os cálculos para determinação dos custos de uso do sistema de distribuição, dos tributos e da energia consumida.

Quadro 19 Encargos de consumo para alternativa A

	CONSUMO				
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Energia Consumida (kWh)	Tarifa energia (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta	7.000,0000	26,6325	36.867,0833	0,2099	194.164,4886
Fora de Ponta	7.000,0000	4,5205	402.686,6667	0,1307	84.261,6782
	RESERVA DE CAPACIDADE				
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Número de dias por mês em que a reserva foi utilizada	Custo (R\$)	
Ponta	4.000,0000	26,6325	5	17.754,9989	
Fora de Ponta	4.000,0000	4,5205	5	3.013,6587	
ICMS	-----	-----	-----	-----	61.280,8677
				<b>TOTAL</b>	<b>360.475,6921</b>

Seguem os quadros em que estão determinados os encargos para a exportação de energia elétrica.

Quadro 20 Encargos de geração para alternativa A com demanda contratada de 33MW

GERAÇÃO			
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta e F. Ponta	33.000,0000	2,9319	96.753,3600
ICMS	-----	-----	19.816,9533
		<b>TOTAL</b>	<b>116.570,3133</b>

Quadro 21 Encargos de geração para alternativa A com demanda contratada de 113MW

GERAÇÃO			
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta e F. Ponta	113.000,0000	2,9319	331.306,9600
ICMS	-----	-----	67.858,0521
		<b>TOTAL</b>	<b>399.165,0121</b>

### 6.3.3 Alternativa B

Aqui são analisadas as relações de consumidor livre conectado à rede de distribuição. As condições para exportação de energia são iguais às representadas na alternativa A.

Nesta alternativa são considerados os encargos setoriais sobre a autoprodução. De acordo com a Resolução homologatória n.º 635, respeitada a Resolução 166/2005, o autoprodutor e PIE, localizados na área de abrangência da AES Sul, deverão pagar encargos de R\$ 0,54 por MWh consumido nos horários de ponta e fora de ponta.

Quadro 22 Encargos de consumo para alternativa B

CONSUMO						
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Energia Consumida (kWh)	Tarifa energia (R\$/kW)	Tarifa Encargos (R\$/MWh)	Custo (R\$)
Ponta	7.000,0000	27,16557482	36.867,0833	0,2099	0,5400	197.915,9318
Fora de Ponta	7.000,0000	4,616441875	402.686,6667	0,1307	0,5400	85.150,8053
RESERVA DE CAPACIDADE						
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Número de dias por mês em que a reserva foi utilizada			Custo (R\$)
Ponta	4.000,0000	27,16557482	5			18.110,3832
Fora de Ponta	4.000,0000	4,616441875	5			3.077,6279
ICMS	-----	-----	-----	-----	-----	62.365,8533
<b>TOTAL</b>						<b>366.620,6015</b>

### 6.3.4 Alternativa C

Esta alternativa analisa a conexão da REFAP a Rede Básica, e está representada na

Figura 29.

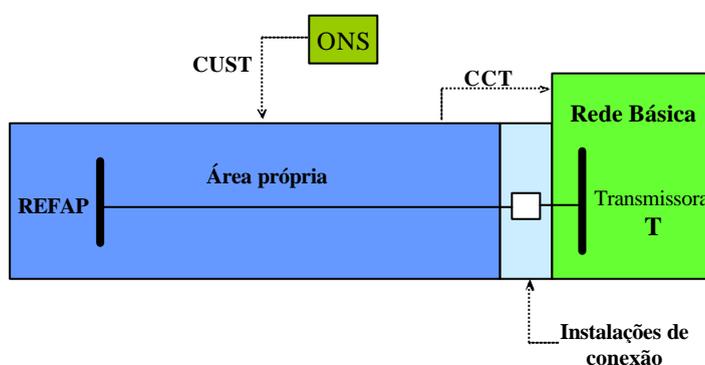


Figura 29: : Conexão da REFAP à Rede Básica

No Quadro 23 podem ser encontrados os encargos referentes ao uso do sistema de transmissão e a energia consumida, enquanto nos Quadros 24 e 25 estão definidos os encargos para exportação de energia elétrica.

Quadro 23 Encargos de consumo para alternativa C

CONSUMO					
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Energia Consumida (kWh)	Tarifa energia (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta	7.000,0000	5,0184	36.867,0833	0,2099	42.865,6704
Fora de Ponta	7.000,0000	0,0000	402.686,6667	0,1307	52.618,2614
RESERVA DE CAPACIDADE					
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Número de dias por mês em que a reserva foi utilizada	Custo (R\$)	
Ponta	4.000,0000	5,0184	5	3.345,5877	
Fora de Ponta	4.000,0000	0,0000	5	0,0000	
ICMS	-----	-----	-----	-----	20.242,1907
<b>TOTAL</b>					<b>119.071,7101</b>

Quadro 24 Encargos de geração para alternativa C com demanda contratada de 33MW

GERAÇÃO			
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta e F. Ponta	33.000,0000	1,9041	62.836,9170
ICMS	-----	-----	12.870,2119
<b>TOTAL</b>			<b>75.707,1289</b>

Quadro 25 Encargos de geração para alternativa C com demanda contratada de 113MW

GERAÇÃO			
	Demanda Contratada (kW)	Tarifa demanda (R\$/kW)	Custo (R\$)
Ponta e F. Ponta	113.000,0000	1,9041	215.168,8370
ICMS	-----	-----	44070,72565
<b>TOTAL</b>			<b>259.239,5627</b>

Na conexão a Rede Básica, deve-se dar ênfase ao fato de a REFAP ter custo nulo com os encargos setoriais  $CCC_{\text{Isolado}}$ , CDE e PROINFA. Isto ocorre pois a empresa tem um volume de exportação de energia elétrica maior do que seu consumo, o que pela metodologia empregada no cálculo destes encargos (Equações 3.7, 3.8 e 3.9), não gera gastos adicionais.

### 6.3.5 Estimativa de Custo de Obras

Para implantação das alternativas propostas, são necessárias obras que adequem os ramais de transmissão pertencentes a REFAP, além das instalações de conexão e subestações envolvidas.

Para tornar o sistema compatível com as Alternativas de conexão A e B, é necessária uma revitalização da linha de transmissão que interliga a subestação Cachoeirinha a REFAP. O custo estimado desta obra é apresentado no Quadro 26.

**Quadro 26 Estimativa de custo da obra de revitalização da linha de transmissão REFAP – Cachoeirinha**

<b>Unidades</b>	<b>Equipamento</b>	<b>Preço (R\$)</b>
10,2 (km)	linha de transmissão com suporte de concreto - circuito simples	6120000
30%	mão de obra	1.836.000,00
<b>TOTAL</b>		<b>7.956.000,00</b>

A Alternativa C, por sua vez, requer a construção de uma subestação de 230/69kV. Para este projeto, também é necessária a construção de uma linha de transmissão em 69kV, para escoar a potência exportada até a nova subestação, que deverá ficar próxima à linha de transmissão de 230kV. A distância entre a provável localização desta nova subestação e da subestação SE8015 é de 1,5km. A estimativa de custo desta obra é apresentada no Quadro 27.

**Quadro 27 Estimativa de custo para construção de subestação de 230/69kV e ramal de interligação em 69kV**

Unidades	Equipamento	Preço (R\$)
1	Transformador 50/66,5MVA 230/69/13,8kV	5.300.000,00
3	TC 250/5/5/5A 230kV (Medição) 0,3C50	50.000,00
3	TC 250/5A 230kV (Proteção)	50.000,00
3	TP 230/115/115/115V	45.000,00
3	TP 230/115V 230kV (Proteção)	45.000,00
3	pára-raios monofásicos PR 192kV	15.000,00
3	pára-raios monofásicos PR 60kV	2.000,00
1	Disjuntor tripolar 1200A	250.000,00
1	Chave seccionadora 400A - 230kV	75.000,00
1,5 (km)	linha de transmissão simples em estrutura metálica	525.000,00
30%	mão de obra	1.907.100,00
<b>TOTAL</b>		<b>8.264.100,00</b>

É importante fazer menção a diferença entre os custos e características das linhas de transmissão especificadas para cada um dos projetos. Para o atendimento das Alternativas A e B, o projeto de revitalização da rede de distribuição já é previsto pela AES SUL, porém em traçado urbano, que implica na obrigatoriedade de uso de estruturas de concreto para as linhas de transmissão. A linha de transmissão, que irá conectar a nova subestação de 230/69kV à subestação SE8015, tem seu traçado interno à área de propriedade da REFAP, permitindo a sua construção em estruturas metálicas.

#### 6.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Os resultados obtidos, para cada uma das alternativas propostas, são analisados considerando-se os encargos e receitas atuais da empresa, ou seja, os recebimentos dispostos nos fluxos de caixa de cada alternativa são resultados da diferença de encargos entre a alternativa analisada e a situação atual. A criação de fluxos de caixa para cada proposta, permite traçar um comparativo entre os projetos.

A seguir, os fluxos de caixa das três alternativas de fornecimento de energia elétrica para a REFAP S/A. Estes fluxos de caixa estão representados em forma de quadros, e os

períodos descritos têm o objetivo de caracterizar uma mensalidade líquida de recebimentos contínua ao longo do tempo, e não de limitar temporalmente o fluxo de caixa.

**Quadro 28 Fluxo de caixa para alternativa A**

Mês	Recebimentos			Pagamentos (R\$)	Líquido (R\$)
	Encargos Consumo (R\$)	Encargos Exportação (R\$)	Venda de energia (R\$)		
1	0,00	0,00	0,00	7.956.000,00	7.956.000,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	93.025,05	-23.720,29	429.973,92	0,00	499.278,68
5	93.025,05	-23.720,29	429.973,92	0,00	499.278,68

**Quadro 29 Fluxo de caixa para alternativa B**

Mês	Recebimentos			Pagamentos (R\$)	Líquido (R\$)
	Encargos Consumo (R\$)	Encargos Exportação (R\$)	Venda de energia (R\$)		
1	0,00	0,00	0,00	7.956.000,00	7.956.000,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	86.880,14	-23.720,29	429.973,92	0,00	493.133,77
5	86.880,14	-23.720,29	429.973,92	0,00	493.133,77

**Quadro 30 Fluxo de caixa para alternativa C**

Mês	Recebimentos			Pagamentos (R\$)	Líquido (R\$)
	Encargos Consumo (R\$)	Encargos Exportação (R\$)	Venda de energia (R\$)		
1	0,00	0,00	0,00	8.264.100,00	8.264.100,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	334.429,03	17.142,89	429.973,92	0,00	781.545,84
5	334.429,03	17.142,89	429.973,92	0,00	781.545,84

A Taxa Mínima de Atratividade - TMA utilizada para as análises de investimento é de 2,1% a.m. Esta rentabilidade foi definida através da rentabilidade média praticada em 2008, em aplicações de renda fixa, obtida pelo fundo de pensão Petros. Em relação às taxas de CDB

e CDI ofertadas por instituições financeiras, e da taxa SELIC, a TMA utilizada se mostra acima da média de mercado.

Em todos os fluxos de caixa propostos, foi dada uma carência de dois meses entre o pagamento inicial e o início dos recebimentos de mensalidades. Com esta ponderação, espera-se representar o período existente entre a saída do capital de investimento e a conclusão das obras projetadas.

A seguir são apresentadas as análises de cada fluxo de caixa, considerando o número de períodos necessários para tornar o VPL de cada projeto igual à zero, ou seja, amortizar o investimento realizado:

- **Alternativa A**

$$P = 7.956.000,00$$

$$F = 7.956.000,00 * (1 + 0.021)^2 = 8.293.660,60$$

$$VPL = 8.293.660,60 + 499.278,68 * \left[ \frac{(1 + 0,021)^n - 1}{0,021 * (1 + 0,021)^n} \right] = 0$$

$$n = 20,64 \text{ meses} \approx 1 \text{ ano e } 8 \text{ meses}$$

- **Alternativa B**

$$P = 7.956.000,00$$

$$F = 7.956.000,00 * (1 + 0.021)^2 = 8.293.660,60$$

$$VPL = 8.293.660,60 + 493.133,77 * \left[ \frac{(1 + 0,021)^n - 1}{0,021 * (1 + 0,021)^n} \right] = 0$$

$$n = 20,96 \text{ meses} \approx 1 \text{ ano e } 9 \text{ meses}$$

- **Alternativa C**

$$P = 8.264.100,00$$

$$F = 8.264.100,00 * (1 + 0.021)^2 = 8.614.836,67$$

$$VPL = 8.614.836,67 + 781.545,84 * \left[ \frac{(1 + 0,021)^n - 1}{0,021 * (1 + 0,021)^n} \right] = 0$$

$$n = 12,67 \text{ meses} \approx 1 \text{ ano e } 1 \text{ mês}$$

A exibição dos encargos relacionados à exportação de 113MW, tem o objetivo de demonstrar a representatividade dos custos envolvidos na transmissão e nos tributos incidentes sobre a exportação de energia elétrica.

O percentual de redução de 54% dos custos (ilustrado pela diferença de R\$ 139.925,45 por mês, para uma demanda contratada de 113MW), utilizando-se a rede básica ao invés do sistema de distribuição, simboliza a importância no processo de escolha entre as alternativas de fornecimento de energia.

## **7 CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA**

Este capítulo objetiva sintetizar as principais conclusões sobre os resultados das investigações conduzidas no presente trabalho e emitir recomendações para pesquisas posteriores.

### **7.1 CONTRIBUIÇÕES**

No presente trabalho foi realizada uma análise da autoprodução no sistema elétrico brasileiro. Constatou-se, que os agentes autoprodutores podem ser encontrados em diversos ramos de atividade, com distintas estratégias corporativas e fontes de energia. Além dessa variabilidade estrutural, verificou-se que a regulamentação da autoprodução aplica um tratamento não isonômico a estes agentes.

Estes fatores, agregados, dificultam a aquisição de resultados objetivos referentes ao acesso e uso dos sistemas de transporte de energia, e também dos encargos incidentes sobre cada agente.

As diversas variáveis envolvidas na autoprodução permitem que sejam definidas diferentes alternativas de fornecimento de energia elétrica para estes agentes. As formulações das alternativas implicam no casamento da legislação do setor elétrico brasileiro, com a análise do perfil de carga de cada agente, em conjunto ainda com a análise de custos e encargos.

Em relação à legislação do setor elétrico brasileiro, procurou-se, neste trabalho, sintonizar os diversos aspectos necessários para o desenvolvimento de alternativas de fornecimento de energia. O objetivo foi o de contribuir, principalmente através da análise desenvolvida no Capítulo 3, com a compilação e organização das leis, decretos e resoluções que tratam da autoprodução.

Também foi priorizada a análise de custos das alternativas propostas. Com isto, atingiu-se o objetivo de gerar uma metodologia capaz de definir as melhores alternativas de fornecimento para cada agente autoprodutor.

Por fim, espera-se que a metodologia e os resultados aqui apresentados possam contribuir com as empresas interessadas em iniciar na atividade de autoprodução, ou aos autoprodutores que desejem analisar outras alternativas de fornecimento de energia elétrica.

## **7.2 TÓPICOS PARA PESQUISA**

Para a avaliação completa, sob o ponto de vista econômico, sugere-se ampliar as considerações feitas neste trabalho, introduzindo conceitos de estratégia de comercialização de energia elétrica. Focando no caso da REFAP S/A, é necessário desenvolver um estudo aprofundado que correlacione o valor de geração por MWh em cada unidade geradora, e o valor ganho na comercialização na CCEE. Através destes dados, poderão ser definidas estratégias de operação que otimizem os lucros, ou minimizem os gastos da empresa.

Caso a REFAP S/A torna-se um agente autoprodutor com consumo livre, também será necessário criar estratégias de compra de energia elétrica. Isto implicará no desenvolvimento de novas políticas e formas de agir sobre este mercado.

Outro ponto de interesse está em desenvolver análises de fluxo de potência e cálculos de curto-circuito, para verificar a estabilidade do sistema, no caso de migração, em que a empresa irá se conectar. Vale ressaltar que os prejuízos de uma parada de emergência, em uma empresa de grande porte, acabam cobrindo as eventuais reduções de custos obtidas com a migração para outro sistema de fornecimento de energia.

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. **Legislação básica do setor elétrico brasileiro**. 2000. 2 v. Brasília, DF.
- CAMARGO, C. Celso de B. **Confiabilidade aplicada a sistemas de potência elétrica**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1981. xv, 206 p.
- CARLOS, Ângelo R. da S. **Seletividade e Coordenação de Esquemas de Proteção em Sistemas Elétricos de Média Tensão**. 2007. Projeto Diplomação, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.
- DAMODARAN, A. **Avaliação de Investimentos: ferramentas e técnicas para determinação do valor de qualquer ativo**. São Paulo: Qualitymark, 2003.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional 2008: Ano base 2007: Resultados Preliminares**. Rio de Janeiro, 2008. Disponibilizados em [www.ben.epe.org.br](http://www.ben.epe.org.br). Acessado em Setembro/2008.
- GARCIA, Agenor G. P. **Leilão de Eficiência Energética no Brasil**. 2008. 186 p. Tese (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- MAGALHÃES, I. **Gerenciamento de Serviços de TI na prática: uma abordagem com base na ITIL**. São Paulo: Novatec, 2007.
- MENDES, Carlos A. B. **Engenharia Econômica**. Disponibilizado em [galileu.iph.ufrgs.br/mendes](http://galileu.iph.ufrgs.br/mendes). Acessado em Outubro/2008.
- OLIVEIRA, Bianca N. **Modelo de Comercialização de Energia pela Opção de Disponibilidade na Geração Termelétrica**. 2008. 149 p. Tese (Mestrado em engenharia) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de Rede: Módulos dos Procedimentos de Redes**. Revisão 2. Rio de Janeiro, 2008. Disponibilizados em [www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx). Acessado em Setembro/2008.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Nota Técnica – Orientação para Simulação de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão**. Rio de Janeiro, 2005b. 20 p. Disponibilizado em [WWW.ONS.ORG.BR/ADMINISTRACAO\\_TRANSMISSAO/SIMULACAO\\_TARIFAS.ASPX](http://WWW.ONS.ORG.BR/ADMINISTRACAO_TRANSMISSAO/SIMULACAO_TARIFAS.ASPX).
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório de Apuração Mensal de Serviços e Encargos de Transmissão – Maio/2008**. Rio de Janeiro, 2008. 46 p. Disponibilizado em [www.ons.org.br/administracao\\_transmissao/apuracao\\_servicos.aspx](http://www.ons.org.br/administracao_transmissao/apuracao_servicos.aspx). Acessado em Setembro/2008.

**O planejamento da expansão do setor de energia elétrica** : a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2002. 538 p.

PEDROSA, P. **Setor Elétrico**: encargos, tributos e subsídios (relatório apresentado). São Paulo: ABRACE, julho de 2004.

PIERONI, Fernando P. **Impacto das Mudanças no Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro nas Estratégias de Investimento em Autoprodução**. 2005. 114 p. Tese (Mestrado em engenharia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

WERNECK, R. L. F. **Empresas Estatais e Política Macroeconômica**. Rio de Janeiro: Campos, Rio de Janeiro, 1987.

[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br); Acessado em Setembro/2008.

[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br); Acessado em Setembro/2008.

[www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br); Acessado em Setembro/2008.

[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br); Acessado em Setembro/2008.

[www.tractebel.energia.com.br](http://www.tractebel.energia.com.br); Acessado em Setembro/2008.

[www.rge-rs.com.br](http://www.rge-rs.com.br); Acessado em Agosto/2008.

[www.copel.com](http://www.copel.com). Acessado em Agosto/2008.

[www.cemig.com.br](http://www.cemig.com.br). Acessado em Agosto/2008.

[www.abradee.org.br](http://www.abradee.org.br). Acessado em Setembro/2008.

[www.abiape.com.br](http://www.abiape.com.br); Acessado em Agosto/2008.

ZOT, Wili D. **Matemática Financeira**. 4.ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2006. 190 p.

**ANEXO A: SISTEMA ELÉTRICO DA REFAP S/A**



**ANEXO B: RELATÓRIO PARCIAL DE TARIFAS NODAIS PARA CARGA E  
GERAÇÃO**

## PROGRAMA NODAL - SIMULAÇÃO DE TARIFAS DE USO DO SISTEMA ELÉTRICO

- v4(06/05)

CICLO 2008-2009 - 01/06/08

## RELATÓRIO DE TARIFAS NODAIS PARA CARGA E GERAÇÃO

NUM	BARRA NOME	GERAÇÃO		CARGA	
		POTÊNCIA T DISPONÍVEL (MW)	TARIFA NODAL (R\$/Kw. mês)	DEMANDA P/ CONTRATO (MW)	TARIFA NODAL (R\$/Kw. mês)
1069	XANXERE-- 230		2.511		3.981
768	XAVANTES- 138 G	47.7	2.300	318.9	4.191
766	XAVANTES- 230		2.296		4.195
491	XAVANTES- 345		1.807		4.684
9401	XAXIM --- 069		1.778		4.713
6285	XINGO---- 013 C		5.478	6.8	1.013
6283	XINGO---- 069		5.478		1.013
5060	XINGO---- 500		4.926		1.565
5061	XINGO---- GER G	3155.9	4.926		1.565
4247	YCB- TUPI S138		2.123		4.368
4261	YLW+DURAG138		2.460		4.031
4249	YRP+YMC-- 138		2.394		4.097
738	ZANCHE- 1- 138 C		1.507	5.0	4.984
6254	ZEBU----- 013 C		5.478	.8	1.013
6252	ZEBU----- 069		5.478		1.013
6250	ZEBU----- 138		5.478		1.013
6253	ZEBU- RS-- 069 C		5.478		1.013
2178	ZILLO---- 138		1.767		4.724
277	ZIN----- 138		2.024		4.467
3988	ZIN1- TAP- 138		2.024		4.467
3989	ZIN2- TAP- 138		2.024		4.467
1724	ZONA SUL- 069		2.109		4.383
1737	ZONA SUL- 138		2.107		4.384
2099	ZOOLOGIC- 138		1.643		4.848
9605	__REFAP_AUTP G	33.0	1.786	10.0	4.707

**APÊNDICE A: TARIFAS HOMOLOGADAS PARA DISTRIBUIDORA AES SUL**  
**19/04/2008 A 18/04/2009**

## ANEXO I

## AES-SUL

LEGENDA:	TUSD + TE <=> (TARIFAS DE FORNECIMENTO)					
TARIFA CONVENCIONAL	QUADRO A					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
SUBGRUPO	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)	(R\$/kW)	(R\$/MWh)
A4 (2,3 kV a 25 kV)	28,72	141,18	28,72	30,81	0,00	110,37
AS (Subterrâneo)	42,32	147,69	42,32	32,23	0,00	115,46
B1-RESIDENCIAL:		263,62		153,25		110,37
B1-RESIDENCIAL BAIXA RENDA:						
Consumo mensal até 30 kWh		90,32		52,14		38,18
Consumo mensal superior a 30 até 80 kWh		156,65		90,43		66,22
Consumo mensal superior a 80 até 100 kWh		158,16		91,94		66,22
Consumo mensal superior 100 até 160 kWh		237,24		137,91		99,33
Consumo mensal superior ao limite regional de 160 kWh		263,62		153,25		110,37
B2-RURAL		181,11		105,28		75,83
B2-COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL		127,24		73,97		53,27
B2-SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO		157,81		91,74		66,07
B3-DEMAIS CLASSES		263,23		153,02		110,21
B4-ILUMINAÇÃO PÚBLICA:						
B4a - Rede de Distribuição		135,62		78,84		56,78
B4b - Bulbo da Lâmpada		148,84		86,52		62,32

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO B					
	TUSD + TE		TUSD		TE	
	DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)		DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A1 (230 kV ou mais) Consumidores - BOREALIS, COPEL, PETROFLEX	5,30	0,00	5,30	0,00	0,00	0,00
A1 (230 kV ou mais) Consumidores - GERDAU	5,12	0,00	5,12	0,00	0,00	0,00
A2 (88 a 138 kV)	21,01	2,78	21,01	2,78	0,00	0,00
A3 (69 kV)	24,98	4,24	24,98	4,24	0,00	0,00
A4 (2,3 a 25 kV)	38,39	9,46	38,39	9,46	0,00	0,00
AS (Subterrâneo)	40,21	14,53	52,31	8,75	-12,10	5,78

TARIFA HORO-SAZONAL AZUL	QUADRO C											
	TUSD + TE				TUSD				TE			
	ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)		ENERGIA (R\$/MWh)	
	PONTA	F. PONTA										
SUBGRUPO	SECA	UMI-DA	SECA	UMIDA								
A1 (230 kV ou mais)	206,80	186,88	128,34	116,78	19,89	19,89	19,89	19,89	186,91	166,99	108,45	96,89
A2 (88 a 138 kV)	206,80	186,88	128,34	116,78	19,89	19,89	19,89	19,89	186,91	166,99	108,45	96,89
A3 (69 kV)	206,80	186,88	128,34	116,78	19,89	19,89	19,89	19,89	186,91	166,99	108,45	96,89
A4 (2,3 a 25 kV)	206,80	186,88	128,34	116,78	19,89	19,89	19,89	19,89	186,91	166,99	108,45	96,89
AS (Subterrâneo)	216,44	195,56	134,40	122,26	19,89	19,89	19,89	19,89	196,55	175,67	114,51	102,37

## ANEXO II - A

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO L	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	21,44	2,83
A3 (69 kV)	25,48	4,33
A4 (2,3 a 25 kV)	39,17	9,65
BT ( Menor que 2,3 kV )	52,31	8,75

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES	QUADRO M	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	20,29	20,29
A3 (69 kV)	20,29	20,29
A4 (2,3 a 25 kV)	20,29	20,29
BT ( Menor que 2,3 kV )	20,29	20,29

TUSD - CONCESSIONÁRIAS DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	QUADRO N	
	TUSD	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	19,94	2,63
A3 (69 kV)	23,69	4,01
A4 (2,3 a 25 kV)	36,37	8,94

TUSD - GERAÇÃO	QUADRO P	
	TG	
	DEMANDA (R\$/kW)	
SUBGRUPO		
A2 (88 a 138 kV)		2,75
A3 (69 kV)		2,75
A4 (2,3 a 25 kV)		2,75

TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005.	QUADRO T	
	TUSD	
	ENCARGOS (R\$/MWh)	
SUBGRUPO	PONTA	F. PONTA
A2 (88 a 138 kV)	0,54	0,54
A3 (69 kV)	0,54	0,54
A4 (2,3 a 25 kV)	0,54	0,54
BT ( Menor que 2,3 kV )	0,54	0,54