

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR José Aparecido
Cavalcante E APROVADA
PELA COMISSÃO JULGADORA EM 14, 12, 2011
[Assinatura]
ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

Autor: José Aparecido Cavalcante

**Subsídios para o planejamento da utilização do
potencial de excedentes de energia elétrica de
cogeração no setor sucroalcooleiro**

004/2012

Campinas
2011

Autor: José Aparecido Cavalcante

Subsídios para o planejamento da utilização do potencial de excedentes de energia elétrica de cogeração no setor sucroalcooleiro

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado da Faculdade de Engenharia Mecânica da Universidade Estadual de Campinas, como requisito para obtenção do título de Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos.

Área de Concentração:

Orientador: Arnaldo Cesar da Silva Walter
Co-orientador: Isaias de Carvalho Macedo

Campinas
2011

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

C314s Cavalcante, José Aparecido
Subsídios para o planejamento da utilização do potencial de excedentes de energia elétrica de cogeração no setor sucroalcooleiro / José Aparecido Cavalcante. -- Campinas, SP: [s.n.], 2011.

Orientadores: Arnaldo Cesar da Silva Walter, Isaias de Carvalho Macedo.

Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Geração Distribuída de energia elétrica. 2. Energia elétrica - Cogeração. I. Walter, Arnaldo Cesar da Silva. II. Macedo, Isaias de Carvalho. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. IV. Título.

Título em Inglês: Suggestions for foster surplus electricity production from cogeneration in the sugarcane sector

Palavras-chave em Inglês: Distributed Generation of electrical energy, Electrical power - Cogeneration

Área de Concentração:

Titulação: Mestre em Planejamento de Sistemas Energéticos

Banca examinadora: Luiz Augusto Horta Nogueira, Joaquim Eugênio Abel Seabra

Data da defesa: 14-12-2011

Programa de Pós Graduação: Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO ACADÊMICO

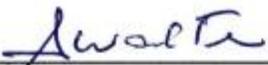
**Subsídios para o planejamento da utilização do
potencial de excedentes de energia elétrica de
cogeração no setor sucroalcooleiro**

Autor: José Aparecido Cavalcante

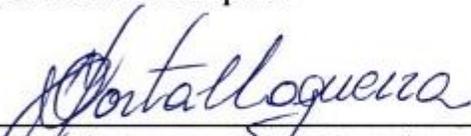
Orientador: Arnaldo Cesar da Silva Walter

Co-orientador: Isaias de Carvalho Macedo

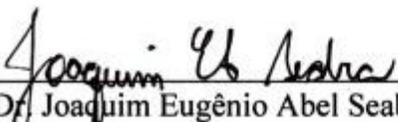
A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Dissertação:



Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter
FEM/UNICAMP/Campinas



Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira
UNIFEI/Itajubá



Prof. Dr. Joaquim Eugênio Abel Seabra
FEM/UNICAMP/Campinas

Campinas, 14 de Dezembro de 2011

Dedicatória

Dedico este trabalho a minha esposa Fátima e a meus dois filhos, Persio e Victor, que sempre me incentivaram para realização dos meus sonhos, sonhos de muita luta, dedicação, esforço e nunca desistência do ideal a alcançar.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Dr. Isaias de Carvalho Macedo, pelo interesse, paciência e ajuda.

Ao orientador Prof. Dr. Arnaldo Cesar da Silva Walter, pelo apoio e ajuda no desenvolvimento das disciplinas.

Ao amigo e Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira, pelo incentivo e ajuda.

À Universidade Estadual de Campinas, pela estrutura de ensino.

À empresa de energia CPFL, da qual faço parte, pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo e Prof. Dr. Joaquim Eugenio Abel Seabra, pela ajuda e atenção.

A minha esposa, Fátima, e meus filhos, Pérsio e Victor, pelo apoio e incentivo no dia a dia do desenvolvimento deste.

Aos meus amigos de trabalho, tais como Raul Martoni, Alexi e outros, que direta ou indiretamente me ajudaram e apoiaram na concretização deste trabalho.

Ao amigo Fernando Malagoli, pela ajuda incondicional, de grande importância no desenvolvimento deste trabalho.

Ao amigo Brittes, pelo apoio, que propiciou o desenvolvimento de um projeto de pesquisa e desenvolvimento e que deu condições para a execução deste trabalho.

E, finalmente, a meus pais e a DEUS, que sempre nos ampara e provê oportunidades, e pelo privilégio de ter tamanha experiência e, ao frequentar este curso, ver novos horizontes para meu projeto de vida.

*“...Não é preciso ter olhos abertos para ver o sol, nem é preciso ter ouvidos afiados para ouvir o trovão. Para ser vitorioso você precisa ver o que não está visível.
(Sun Tzu)*

Resumo

O objetivo deste trabalho é trazer subsídios para o planejamento da integração de sistemas de cogeração, com geração de excedentes de energia elétrica, aos sistemas de suprimento de energia, exemplificando com um estudo de caso na área de concessão da CPFL, no estado de São Paulo.

Após analisar a evolução da cogeração no âmbito da CPFL desde 1980 e as tendências mais recentes, e revistos alguns estudos sobre o planejamento da integração de sistemas de cogeração, foram estimados os potenciais “práticos” para 2015, considerado os aumentos de produção no setor de cana de açúcar. Na avaliação desses potenciais foram consideradas restrições de tecnologia, de oferta de matéria prima, e restrições comerciais.

A distribuição espacial das unidades industriais do setor foi considerada, e foram incluídas as unidades em fase de instalação. A legislação atual (em rápida mudança) sobre o acesso de cogeneradores ao Sistema de Distribuição e Transmissão das Concessionárias foi revista, e um estudo de caso completo baseado em uma solicitação de conexão é apresentado como exemplo. Tendo como exemplo as regiões Noroeste e Nordeste do estado de São Paulo, os mapas de oferta potencial foram sobrepostos aos mapas de demanda regional futura estimada, além de terem sido consideradas as restrições existentes dos sistemas de distribuição e de transmissão. Os resultados desta dissertação são subsídios para o planejamento da expansão da cogeração nos próximos anos. Ao fim, são apresentadas sugestões para futuros estudos no tema.

Palavras-chave: Geração distribuída, Cogeração, Conexão, Suprimento de Energia.

Abstract

The objective was to collect and process information to help in the planning of integration of co-generated surplus electricity from distributed systems with the SIN, with focus in the state of São Paulo, exemplifying with the area of concession of CPFL.

After analyzing co-generated energy utilization by CPFL since 1980 and the recent trends, and having considered the last studies on the integration, “practical” potentials were estimated (2015 horizon) for the sector of sugar cane processing. The estimates considered the expected growth for each sector in the period, and restrictions due to technology availability, as well as economic and commercial constraints. The sugar cane sector presents the largest potential than the others, and its space distribution was established including the units in the implementation phase.

The legislation and regulations for connection with the distribution systems (changing very rapidly in the last years) are summarized, and a complete Case Study was prepared (analysis of a specific connection required by a potential supplier) as an example, to indicate the main parameters for decision. The information for the expansion planning for the next years is provided (with the sugar cane potential suppliers) adding the mapping of the potential supply from each unit to the maps with estimates of the regional future demand and local projected restrictions (distribution and transmission). Suggestions are presented for advancing the present studies.

Key words: Distributed Generation, Co-generation, Interconnection, Energy Supply.

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 - Histórico de contratação de energia de biomassa pela CPFL (CPFL Comercialização)	12
Figura 2.2 - Cogeração no setor sucroalcooleiro em 2010 (CPFL Comercialização)	13
Figura 2.3 - Sazonalidade de fornecimento de energia dos cogeneradores (CPFL Comercialização)	14
Figura 2.4 - Relação de energia de biomassa e energia faturada pela CPFL Paulista (Levantamento próprio)	15
Figura 2.5 - Relação de energia de biomassa e energia faturada pelo Grupo CPFL (Levantamento próprio)	16
Figura 2.6 - Risco de descasamento entre a entrega de energia e o consumo (CPFL Comercialização)	17
Figura 3.1 - Empreendimentos de biomassa no estado de São Paulo - horizonte 2015 (ONS NT-008/2008)	26
Figura 3.2 - Capacidade para exportação e capacidade instalada em empreendimentos de biomassa no estado de São Paulo (ONS NT-008/2008)	27
Figura 3.3 - Montantes previstos de exportação das usinas de biomassa nos anos 2008 a 2015 (105 usinas) (ONS NT-008/2008)	28
Figura 3.4 - Empreendimentos de geração com biomassa na área da CPFL (RD-CPFL/2008)	34
Figura 3.5 - Níveis de necessidade de fertilizantes (Mapa 4) (FRANCO, 2008)	43
Figura 3.6 - Ponderação com mapa demanda x disponibilidade de água (Mapa 9.3) (FRANCO, 2008)	44
Figura 4.1 - Evolução de moagem de cana de açúcar nas usinas paulistas	51
Figura 4.2 - Produção de bagaço de cana de açúcar e geração específica de eletricidade (kWh/t cana), entre 1999 e 2008 (Levantamento próprio (BEN 2008 - UNICA, 1999-2008))	64
Figura 6.1 - Demanda prevista para o patamar de carga pesada (PESE, 2011-2020 vol.1)	83
Figura 6.2 - Demanda prevista para o patamar de carga média (PESE, 2011-2020 vol.1)	83
Figura 6.3 - Demanda prevista para o patamar de carga leve (PESE, 2011-2020 vol.1)	84
Figura 6.4 - Região elétrica de Araraquara da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)	88
Figura 6.5 - Região elétrica de Barretos da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)	89
Figura 6.6 - Região elétrica de Franca da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)	89
Figura 6.7 - Região elétrica de Ribeirão Preto da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)	90

Figura 6.8 - Região elétrica de São Carlos da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)	91
Figura 6.9 - Região elétrica de Araçatuba da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)	95
Figura 6.10 - Região elétrica de Bauru da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)	95
Figura 6.11 - Região elétrica de Jaú da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)	96
Figura 6.12 - Região elétrica de Marília da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)	97
Figura 6.13 - Região elétrica de São José do Rio Preto da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)	97
Figura 6.14 - Mapa com linhas de transmissão, subestações e potencial de energia excedentes - região Nordeste (Levantamento próprio)	99
Figura 6.15 - Mapa com linhas de transmissão, subestações e potencial de energia excedentes - região Noroeste (Levantamento próprio)	102
Figura C. 1 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área I (ONS NT-008/2008)	139
Figura C. 2 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área II (ONS NT-008/2008)	139
Figura C. 3 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área III (ONS NT-008/2008)	140
Figura C. 4 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área IV (ONS NT-008/2008)	140
Figura C. 5 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área V (ONS NT-008/2008)	141
Figura C. 6 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área VI (ONS NT-008/2008)	141
Figura C. 7 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área VII (ONS NT-008/2008)	142
Figura C. 8 - Sistema elétrico de transmissão da CPFL Paulista (RD - CPFL/2008)	142
Figura C. 9 - Impacto das usinas no sistema elétrico de transmissão - Ano 2009 (RD - CPFL/2008)	143
Figura C. 10 - Impacto das usinas no sistema elétrico de transmissão - Ano 2010 (RD - CPFL/2008)	143
Figura C. 11 - Linha de transmissão LT 138 kV caiçara - Iguapé - situação atual (RD - CPFL/2008)	144
Figura C. 12 - Linha de transmissão LT 138 kV caiçara - Iguapé - situação futura (RD - CPFL/2008)	144
Figura C. 13 - Mapa de usinas em operação e novas no Estado de São Paulo (Levantamento próprio)	145
Figura C. 14 - Tecnologia 01 - cogeração pura (contra-pressão) a 22 bar (NIPE/CGEE, 2005)	146
Figura C. 15 - Tecnologia 02 - cogeração pura (extração/contra-pressão) a 65/90 bar (NIPE/CGEE, 2005)	146
Figura C. 16 - Tecnologia 03 - cogeração com extração/condensação a 65/90 bar (NIPE/CGEE, 2005)	147

Figura C. 17 - Tecnologia 04 - cogeração com extração/condensação a 65/90 bar (sistemas eletrificados) (NIPE/CGEE, 2005)	147
Figura C. 18 - Indicação de um ponto de conexão de interesse (DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo A-5)	148
Figura C. 19 - Diagrama eletrogeográfico das instalações de conexão (DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo A-5)	148
Figura C. 20 - Mapa eletrogeográfico da região (DEEP, 2009/2018)	149
Figura C. 21 - Curva de carga do autotransformador da SE Ribeirão Preto - CTEEP na safra (ponta) - patamares: leve, média e pesada (DEEP, 2008)	149
Figura C. 22 - Curva de carga autotransformador da SE Ribeirão Preto - CTEEP: fora da safra - patamares: leve, média e pesada (DEEP, 2008)	150
Figura C. 23 - conexão "entra-e-sai" (PIGNATTI, 2007)	150
Figura C. 24 - Diagrama unifilar das instalações de conexão - Alternativa 1A (DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo)	151
Figura C. 25 - Fluxo de carga rodado no ANAREDE (RDEEP2007-541_rev02)	151
Figura C. 26 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)	152
Figura C. 27 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)	152
Figura C. 28 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)	153
Figura C. 29 - Diagrama unifilar da LT 138 kV Caiçara-Humaitá: considerando UTE Destilaria Exemplo (RDEEP2008-2007_rev02)	153
Figura C. 30 - Parâmetros de linhas de transmissão (RDEEP2008-2007_rev02)	154
Figura E. 1 - Classificação das instalações de transmissão (ANEEL, 2009)	179
Figura E. 2 - Etapas de acesso obrigatórias para consumidores livres e especiais e centrais geradoras solicitantes de registro (ANEEL, 2009)	183
Figura E. 3 – Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2010)	184

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Diferentes relações do Cliente Livre e do Cliente Regulado	9
Tabela 2.2 - Evolução do valor de referência	11
Tabela 3.1 - Níveis de tensão em condição normal (fase-fase) em corrente alternada para DIT e redes de distribuição (p.u. - por unidade)	24
Tabela 3.2 - Montantes de exportação nas áreas de concessão da distribuição	27
Tabela 3.3 - Empreendimentos de geração com biomassa na área da CPFL	36
Tabela 3.4 - Obras necessárias no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista	38
Tabela 3.5 - Investimentos anuais no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista	38
Tabela 4.1 - Valores de α para alguns setores industriais	47
Tabela 4.2 - Faixas usuais de valores de β para sistemas de cogeração	48
Tabela 4.3 - Moagem por EDRs em São Paulo, na safra 2008/09 - localização e capacidade instalada	54
Tabela 4.4 - Quantidades de usinas por EDRs a serem confirmadas (expansão, possível fusão)	56
Tabela 4.5 - Usinas no estado de São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização por EDRs, previsão da moagem em 2015 e potência instalada	58
Tabela 4.6 - EDRs com usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo	60
Tabela 4.7 - Usinas em São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização por EDRs, previsão da moagem em 2015, potencial prático em 2015	65
Tabela 4.8 - Usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo: estágio da implantação, data de início da operação, localização, e previsão da moagem e potencial prático em 2015	66
Tabela 5.1 - Orçamentos de linhas de transmissão	69
Tabela 5.2 - Módulo de manobra – Totais	70
Tabela 5.3 - Capacidade mínima dos disjuntores	80
Tabela 6.1 - Evolução do sistema elétrico no período de 2008 a 2018	84
Tabela 6.2 - Desempenho do sistema elétrico da região Nordeste – Entressafra	87
Tabela 6.3 - Desempenho do sistema elétrico da região Nordeste – Safra	87
Tabela 6.4- Expansão do sistema elétrico da região Nordeste	92
Tabela 6.5- Expansão do sistema elétrico da região Noroeste	98
Tabela 6.6 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool em operação na região Nordeste	100
Tabela 6.7 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool a implantar na região Nordeste	101
Tabela 6.8- Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool em operação na região Noroeste	103
Tabela 6.9 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool a implantar na região Noroeste	104
Tabela 6.10 - Obras para atendimento de demandas nas regiões Nordeste e Noroeste	104

Tabela 6.11- Mapeamento de oportunidades	105
Tabela B. 1 - Estimativa de investimentos nas conexões de um acessante	132
Tabela B. 2 - Tarifas de fornecimento de energia e as tarifas de uso – TUSD – Anexo II-A	137
Tabela B. 3 – Tarifas de fornecimento de energia e as tarifas de uso – TUSD – Anexo II-B	138
Tabela D. 1 - Instalações que apresentaram superação de disjuntores após a integração das usinas a biomassa	155
Tabela D. 2 - Variação superior a 10% nos níveis de curto-circuito na região de influência com a entrada das usinas a biomassa para o horizonte de dezembro de 2010	156
Tabela D. 3 - Usinas em São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização, previsão da moagem, potencial prático em 2015 e área de concessão CPFL	157
Tabela D. 4 - Usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo: estágio da implantação, data de início da operação, localização, e previsão da moagem em 2015	163
Tabela D. 5 - Resumo do desempenho das diferentes tecnologias avaliadas ^a	165
Tabela D. 6 - Obras e custos estimados da alternativa 1A	167
Tabela D. 7 - Critérios de tensão - faixas de classificação de tensões - Regime permanente	167
Tabela D. 8 - Demanda ativa e reativa na carga pesada	168
Tabela D. 9 - Geração ativa e reativa na carga pesada	168
Tabela D. 10 - Tensão na carga pesada	168
Tabela D. 11 - Demanda ativa e reativa na carga leve	169
Tabela D. 12 - Geração ativa e reativa na carga leve	169
Tabela D. 13 - Tensão na carga leve	169
Tabela D. 14 - Fluxo aparente e ativo nas linhas de transmissão na carga pesada	170
Tabela D. 15 - Fluxo aparente e ativo nas linhas de transmissão na carga leve	170
Tabela D. 16 - Percentual de carregamento na carga pesada – emergências	171
Tabela D. 17 - Percentual de carregamento na carga leve – emergências	171
Tabela D. 18 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga pesada	172
Tabela D. 19 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média	172
Tabela D. 20 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média, com chave no seccionamento para UTE Destilaria Exemplo	173
Tabela D. 21 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média com chave no seccionamento da linha tronco	173
Tabela D.22 - Análise das perdas em condição normal de operação na carga média	174
Tabela D. 23 - Histórico e projeção de carregamento de sistema de distribuição em média tensão (SDMT)	175
Tabela E. 1 - Classificação das instalações de transmissão em função da propriedade	180
Tabela E. 2 - Tipos de acessantes e etapas a cumprir	183

Lista de Abreviações e Siglas

Letras Gregas

α – Parâmetro da cogeração, definido na Equação 4.1

β – Parâmetro da cogeração, definido na Equação 4.2

Abreviações

A4 – Grupo de consumidores atendidos pela rede de alta tensão entre 2,3 a 25 kV

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

APE – Autoprodutor

AT – Alta Tensão

ATR – Auto Transformador

B – Grupo de consumidores ligados em tensão inferior a 2,3 kV

BD4 – Arranjo Barra Dupla a 4 (quatro) Chaves

BEN – Balanço Energético Nacional

BT – Baixa Tensão

C – Fundação em concreto

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis

CCD – Contrato de Conexão à Distribuição

CCD – Contrato de Conexão ao Sistema da Distribuição;

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

CCI – Configuração da Cadeia de Isoladores

CCP – Vão de Conexão de Banco de Capacitores Paralelo

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema da Transmissão;

CD – Circuito Duplo

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

COP – Conferência das Partes
CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CRB – Vão de Conexão de Reator de barra
CRL – Vão de conexão de Reator de linha
CT – Vão de Conexão de Transformador
CTA – Vão de Conexão de Transformador de aterramento
CUSD – Contrato de Uso do Sistema da Distribuição;
CUST – Contrato de Uso do Sistema da Transmissão;
DEE – Departamento de Engenharia e Planejamento da CPFL Energia
DEEE – Divisão de Gestão de Empreendimentos
DEEP – Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico
DIT – Demais Instalações da Transmissão
DO – Diário Oficial
DOO – Departamentos de Controle Operacional
DOOR – Divisão de Operação do Sistema Elétrico
EAR – Energia Armazenada
EAT – Extra Alta Tensão
Ec – Energia consumida
EDR – Escritório de Desenvolvimento Rural
EL – Vão de Entrada de Linha
EME –Emergências
ENA – Energia Natural Afluente
Ep – Energia produzida
EPM – Gestão e Planejamento de Mercado
EES – Encargos de Serviços do Sistema
ER – Energia de Reserva
FC – Fator de Capacidade
GED – Gerenciador Eletrônico de Documentos
GTDC – Grupo de Trabalho de Dados, Critérios e Metodologia
IB – Vão de Interligação de Barra
ICG – Centrais de Geração para Conexão Compartilhada
L – Carga leve
LER – Leilão de Energia e Reserva

LI – Licença de Implantação
LO – Licença de Operação
LP – Licença Prévia
LT – Linha de Transmissão
LTC – *Load Tap Changer*
M – Carga Média
MT – Média Tensão
MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição
MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NT – Nota Técnica
P – Carga Pesada
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento
PAR – DIT - Proposta Anual de Ampliações e Reforços nas instalações de Transmissão
PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas
PCI – Poder Calorífico Inferior
PESE – Planejamento de Estudo do Sistema Elétrico
PIE – Produção Independente
PL-226 – Projeto de Lei do Senado 226
PLD – Preço de Liquidação de Diferença
PMIS – Plano de Melhorias de Instalações Sistêmicas
PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA – Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRT – Portaria
Qc – Calor útil consumido
Qu – Calor útil produzido
RD – Resolução de Diretoria
RDEEP – Relatório da Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico
RGR – Reserva Global de Reversão
RT – Regulador de Tensão
SE – Subestação
SIG – Sistemas de Informações Geográficas
SIN – Sistema Interligado Nacional

SDMT – Sistema de Distribuição em Média Tensão
SMF – Sistema de Medição para Faturamento
TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TG – Tarifa de Geração
TUSD – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
UHE – Usina Hidrelétrica
UTE – Usina Termelétrica
UTR – Unidade Terminal Remota
VR – Valor Anual de Referência

Siglas

AES – Empresa Geradora de Energia Elétrica – AES Tietê
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CGEE – Centro de Gestão de Estudos Estratégicos
CJE – Companhia Jaguari de Energia
CLFM – Companhia Luz e Força Mococa
CNEE – Comissão Nacional de Energia Elétrica
COGENSP – Associação da Indústria de Cogeração de Energia (São Paulo)
CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento
CONAMA – Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
CSN – Companhia Siderúrgica Nacional
CSPE (ARSESP) – Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
CTC – Centro de Tecnologia Canavieira
CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EDEVP – Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.
EEB – Empresa Elétrica Bragantina S.A.

EFEI – Escola Federal de Engenharia de Itajubá
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
FURNAS – Transmissora e Geradora de Energia do Grupo Eletrobrás
IAC – Instituto Agronômico de Campinas
MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME – Ministério das Minas e Energia
NIPE – Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
SEM – Superintendência de Estudos do Mercado
SESE – Secretaria de Estado de Saneamento e Energia
SSE – Secretaria de Saneamento e Energia
UDOP – União dos Produtores de Bioenergia do Oeste Paulista
UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1.	Objetivo.....	1
1.2.	Contexto.....	2
1.3.	Metodologia.....	3
1.4.	Estrutura da Dissertação.....	3
2	EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO DE, 1980 - 2010	6
2.1.	A evolução da legislação sobre a compra de energia pelas concessionárias.....	6
2.1.1.	Clientes Livres e Clientes com Fornecimento Regulado.....	8
2.1.2.	Atendimento a consumidores especiais – aspectos legais.....	11
2.2.	Cogeração na CPFL.....	11
2.2.1.	Contratos de compra de energia.....	11
2.2.2.	Impacto na comercialização da CPFL.....	15
2.2.3.	A atual visão da CPFL quanto à comercialização.....	17
2.3.	A cogeração em 2010 no estado de São Paulo.....	18
2.4.	Cenários para a cogeração de energia em São Paulo.....	19
3	ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA: ESTUDOS RECENTES PARA A REGIÃO DE SÃO PAULO	22
3.1.	Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no estado de São Paulo – ONS.....	23
3.1.1.	Escopo.....	23
3.1.2.	Premissas para os estudos de regime permanente.....	23
3.1.3.	Crítérios para a rede básica e de fronteira.....	24
3.1.4.	Crítérios para DIT e redes de distribuição.....	24
3.1.5.	Estimativa de investimento na conexão.....	25
3.1.6.	Análise da integração dos empreendimentos.....	25
3.1.7.	Impactos regionais.....	28
3.1.8.	Observações de caráter geral.....	30

3.1.9.	Recomendações	30
3.1.10.	Síntese	31
3.2.	RD (Resolução de Diretoria) - Conexões de biomassa – Departamento de planejamento do sistema elétrico da CPFL	33
3.2.1.	Escopo	33
3.2.2.	Metodologia.....	33
3.2.3.	Procedimentos	33
3.2.4.	Resultados principais	37
3.3.	Aplicação de técnicas de análise espacial para avaliação do potencial de produção de eletricidade.....	39
3.3.1.	Escopo.....	39
3.3.2.	Metodologia.....	40
3.3.3.	Procedimentos	40
3.3.4.	Principais resultados.....	42
3.3.5.	Potencial de geração de eletricidade excedente	44
3.4.	Comparação entre os trabalhos	45
4	ESTIMATIVAS DO POTENCIAL DE EXCEDENTES NO SETOR SUCROALCOOLEIRO EM SÃO PAULO	46
4.1.	Potencial de geração de excedentes.....	46
4.1.1.	Potenciais termodinâmicos	47
4.1.2.	Potenciais técnico e prático	49
4.1.3.	Potencial econômico	50
4.1.4.	Potencial de mercado	50
4.2.	Identificação das capacidades de produção de energia elétrica já instaladas no setor em 2010	51
4.3.	Avaliação do aumento de produção no setor em S. Paulo até 2015	56
4.4.	Determinação dos potenciais “práticos” de geração adicional: cenários, 2015	61
	Estimativas de Produção nas Safras.....	61
5	PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE UMA CONCESSIONÁRIA	67
5.1.	Introdução.....	67
5.2.	Histórico	68
5.3.	Procedimentos de acesso	68
5.3.1.	Consulta de acesso	68

5.3.2.	Informação de acesso	68
5.3.3.	Solicitação de acesso.....	72
5.3.4.	Parecer de acesso	73
5.3.5.	Síntese dos resultados.....	77
5.3.6.	Participação financeira	79
5.3.7.	Ponto de conexão, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis	79
6	SUBSÍDIOS PARA O MAPEAMENTO DE OPORTUNIDADES.....	81
6.1.	Introdução.....	81
6.2.	Critérios.....	81
6.3.	Diagnóstico e oferta de energia das regiões Nordeste e Noroeste	85
6.3.1.	Região Nordeste.....	85
6.3.2.	Região Noroeste.....	92
7	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS	107
	Referências.....	110
	ANEXO A- Legislação	116
	ANEXO B- Empreendimentos de geração com biomassa.....	125
	ANEXO C- Figuras.....	139
	ANEXO D- Tabelas.....	155
	ANEXO E- Acesso aos sistemas das concessionárias.....	178

1 INTRODUÇÃO

O setor sucroalcooleiro é um dos mais dinâmicos e promissores da agricultura brasileira. Além da produção de açúcar, produz em larga escala combustível automotivo (etanol) e eletricidade, que são energéticos renováveis.

A expansão do setor sucroalcooleiro está baseada no aumento de produção, bem como nos ganhos das produtividades e eficiências. O crescimento da produção está sobretudo relacionado ao crescimento do mercado interno de etanol, e também para suprir as exportações. A produção de co-produtos também deverá crescer substancialmente.

Segundo a UNICA, a estimativa é de crescimento da produção de cana de açúcar no Brasil de 569 Mtc (milhões de toneladas de cana) em 2009 para 829 Mtc em 2016 e, em São Paulo de 346 Mtc em 2009 para 431 Mtc em 2016.

A produção de eletricidade a partir da biomassa é uma alternativa de geração distribuída – GD, que pode trazer benefícios ao setor elétrico devido à redução das perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição e, também, pela postergação de investimentos. O setor sucroalcooleiro é o que tem o maior potencial de produção de eletricidade excedente, em sistemas de cogeração, em todo o país.

No estado de São Paulo havia 175 usinas em operação na safra 2008/2009, e mais 40 outras em expansão ou em fase de projeto, sendo grande parte nas áreas de concessão da CPFL Energia: 134 usinas, ou seja 62% do total de usinas no estado de São Paulo.

O estado de São Paulo concentra mais de 60% da produção nacional de etanol e 80% das indústrias fornecedoras de equipamentos para as usinas. Há um potencial expressivo para a geração de energia elétrica através da queima da biomassa residual da cana – no momento, o bagaço de cana – e fornecimento da energia excedente para o sistema elétrico.

1.1. Objetivo

O objetivo principal deste trabalho é trazer subsídios para o planejamento da integração de sistemas de cogeração, com geração de excedentes de energia elétrica, aos sistemas de suprimento de energia.

1.2. Contexto

Neste contexto, a CPFL Energia buscou como estratégia do seu planejamento energético, desenvolver um projeto (P&D 138) para avaliação do potencial de sistemas de cogeração no estado de São Paulo, considerando os cenários de produção em 2015 e a aplicação de tecnologia comercial no setor de cana de açúcar.

Com o mesmo objetivo de melhor aproveitar o potencial existente, também foi desenvolvido um estudo de caso na área de concessão da CPFL no estado de São Paulo, analisando todas as etapas de acesso às Redes de Distribuição da Concessionária CPFL (tensão menor do que 230 kV).

A CPFL Energia, através de suas 8 distribuidoras (CPFL Paulista, CPFL Piratininga, RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista, CPFL Jaguari, CPFL Mococa e CPFL Sul Paulista), atende 568 cidades brasileiras, e em 2009 distribuiu 38.821 GWh de energia elétrica a 6,4 milhões de clientes nos estados de São Paulo, Rio Grande do Sul, Paraná e Minas Gerais. A empresa é responsável pela distribuição de 13,3% de toda a eletricidade consumida no Brasil.

Por sua vez, a comercializadora CPFL Brasil é responsável pela venda de 20% de toda energia do mercado livre no Brasil. Líder em seu segmento, tem em sua carteira 76 clientes livres.

A CPFL, através de sua empresa ERSA Renováveis, tem foco na geração de energia elétrica com base eólica, com biomassa e com Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), e tinha 648 MW de capacidade instalada em agosto/2011; até o final de 2012 deverá atingir 906 MW. A empresa tem mais 386 MW de capacidade em construção e 3.341 MW em preparação para construção e desenvolvimento, o que deve resultar 4.375 MW de capacidade instalada com as três fontes renováveis acima mencionadas.

No caso da geração elétrica com biomassa residual da cana, a ação da ERSA Renováveis envolve parcerias com as usinas, podendo incluir investimentos na instalação de caldeiras de alta pressão, de turbinas, geradores, subestação e linha de transmissão, eletrificação de equipamentos; a empresa recebe a energia excedente.

Em contrapartida, o parceiro (a usina) recebe energia para o processo, fornece o bagaço, sendo remunerado em R\$/MWh (a remuneração deve ser pela energia entregue, e não pela capacidade) e, ao fim da parceria, passa ser o único proprietário da UTE. Os projetos de biomassa

já representam em torno de R\$ 600 milhões de investimentos.

O estudo de caso tratado nesta dissertação é o de um possível investimento desta empresa.

1.3. Metodologia

A metodologia utilizada no desenvolvimento deste trabalho é baseada nas seguintes etapas:

- Levantamento de dados históricos de cogeração na CPFL;
- Análise de estudos do potencial de produção de eletricidade excedente em sistemas de cogeração, através de integração dos empreendimentos de geração com biomassa e aplicação de técnicas de análise espacial para avaliação do potencial de produção de eletricidade;
- Obtenção de dados junto às usinas do setor sucroalcooleiro, para levantamento do potencial em 2015, identificando as capacidades de produção de energia elétrica já instalada no setor, avaliando o aumento de produção no setor e determinando os potenciais “práticos” de geração adicional através de cenários e estimativas de produção nas safras;
- Mapeamento dessas usinas no estado de São Paulo e, mais especificamente, na área de concessão da CPFL;
- Levantamento das demandas de energia elétrica até 2020, com foco em 2015 nas Regiões Nordeste e Noroeste do estado de São Paulo;
- Análise das informações obtidas, considerando oferta e demanda de energia elétrica.

1.4. Estrutura da Dissertação

Esta dissertação está dividida em sete capítulos, incluindo este Capítulo 1, introdutório, em que se apresenta o contexto, o objetivo, e metodologia do trabalho.

No Capítulo 2 é reportada a experiência da CPFL no desenvolvimento do potencial de cogeração; são apresentados os contextos legal e comercial desde 1980, e a visão atual da empresa. No capítulo, são analisados os impactos da comercialização, e comentadas tendências

para os próximos anos, especificamente em São Paulo.

No Capítulo 3 é apresentada revisão de três trabalhos relativamente recentes que analisaram, com diferentes abrangências, metodologias e enfoques, o potencial de integração de unidades de geração com biomassa residual da cana de açúcar com a rede elétrica em São Paulo, no horizonte de 2015.

No Capítulo 4 são apresentadas estimativas do potencial de sistemas de cogeração no estado de São Paulo, considerando os cenários de produção em 2015 e o uso mais amplo das melhores tecnologias comerciais no setor de cana de açúcar. As capacidades instaladas de produção de excedentes de energia elétrica são apresentadas; também foi estimado o aumento de produção no setor até 2015 e, a partir deste, foram definidos e avaliados potenciais "práticos" de geração de excedentes no período, considerando as tecnologias disponíveis e outras restrições.

Para facilitar o entendimento do relacionamento entre a concessionária e o autoprodutor, foi preparado um resumo sobre a legislação atual (que tem mudado rapidamente), e sobre a regulamentação e os procedimentos para o Acesso ao Sistema de Distribuição e Transmissão das Concessionárias; este texto é mencionado no Capítulo 4 e é apresentado no Anexo E.

O Capítulo 5 é apresentado, como um estudo de caso completo, o procedimento de solicitação de acesso de um cogenerador ao sistema de distribuição da CPFL. São descritos os procedimentos que envolvem os aspectos legais, técnicos e econômicos.

No Capítulo 6, que é o principal desta dissertação, é feito o confronto entre a oferta potencial de energia elétrica, a demanda regional estimada e a análise das restrições associadas ao sistema de distribuição e transmissão. Essencialmente, o que é apresentado é um subsídio para o planejamento da expansão em curto prazo. Foram escolhidas como exemplos as Regiões Nordeste e Noroeste de São Paulo, e os mapas de demandas, assim como as restrições, são sobrepostos aos mapas de oferta potencial.

Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas as considerações finais, conclusões e recomendações para estudos futuros.

Esta dissertação tem quatro Anexos, nos quais são apresentadas informações detalhadas sobre os seguintes temas:

- Legislação relativa à cogeração;
- Detalhes dos estudos revisados pelo autor;
- Tabelas utilizadas no estudo de caso de conexão de acessantes à Rede de

Distribuição (tensão menor de 230 kV) de uma concessionária;

- Diretrizes básicas utilizadas pela ANEEL, pela ONS e pelas concessionárias, estabelecendo as condições de acesso e o uso do Sistema Elétrico.

2 EVOLUÇÃO DA COGERAÇÃO DE, 1980 - 2010

A CPFL esteve ativamente envolvida com o desenvolvimento do mercado de cogeração em São Paulo desde a década de 1980, quando o setor da cana de açúcar iniciou projetos nesse sentido. A participação da empresa teve a influencia das alterações do quadro político e regulatório, bem como das especificidades da evolução do mercado.

Neste capítulo é apresentado um resumo da atuação da CPFL e da evolução do contexto regulatório e do mercado, desde 1980. Os aspectos tratados são:

- A evolução da legislação sobre a compra de energia pelas concessionárias (os contratos de compra, seus prazos, penalidades, etc.);
- Os contratos de compra de energia realizados (tipos de contrato, penalidades, número de contratos e volumes contratados a cada ano, sazonalidade);
- O impacto da cogeração na comercialização da CPFL, a cada ano;
- A situação em 2010 (contratos, períodos, a legislação atual e tendências);
- A atual visão da CPFL.

2.1. A evolução da legislação sobre a compra de energia pelas concessionárias

Até a metade da década de 1990 o modelo institucional adotado pelo setor elétrico brasileiro caracterizava-se por ser estatal, regulado e verticalizado, com as empresas podendo atuar simultaneamente como geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia elétrica.

No presente, o setor elétrico brasileiro vive seu terceiro momento. No primeiro, e durante as décadas iniciais do século XX, o setor se caracterizou por um modelo descentralizado com prioridade dada aos aproveitamentos locais, com poucas exceções. Na década de 1930, a política nacionalista adotada no país pressupunha que certas atividades de infra-estrutura, entre elas o suprimento de energia elétrica, por serem extremamente estratégicas para o desenvolvimento do Brasil, eram de competência da União. O avanço federal no setor elétrico, entretanto, só foi significativo a partir da década de 1950, com a criação de empresas estatais, e da década de 1960,

com a instituição da Eletrobrás.

Esse arranjo institucional começou a ser questionado a partir da década de 1980, o que gerou o projeto Revise, Revisão Institucional do Setor Elétrico (1987-1989), a partir do qual surgiram novos conceitos, como o de produtores independentes, de consumidor livre, do livre acesso às redes de transmissão e distribuição, além de privatização (ANDRADE, RAMALHO, 2008).

O setor elétrico brasileiro vem sendo modificado, em sua forma institucional, por leis federais, decretos, e resoluções, resultando no modelo atual. As modificações da legislação nos últimos 30 anos, relacionadas com a geração de energia elétrica por autoprodutores, estão resumidas no Anexo A.

As principais características do atual arranjo institucional do setor elétrico brasileiro são as seguintes:

- Geração de Energia Elétrica:
Participação aberta ao investimento privado, tanto para a compra de usinas já existentes como para a construção de novas fontes geradoras, preservando-se o princípio da livre concorrência.
- Transmissão de Energia Elétrica:
Dada a natureza de monopólio natural da atividade, há empresas concessionárias distribuidoras, e objetiva-se interligação dos diversos subsistemas, para aumentar a eficiência e a confiabilidade. As condições de conexão de unidades geradoras ou consumidoras à rede básica, sob os aspectos técnicos, operacionais e tarifários, são estabelecidas pelo órgão regulador federal.
- Distribuição de Energia Elétrica:
Também é atividade com características de monopólio natural, e as empresas atuam sob regime de concessão. Condições de conexão, tarifas, qualidade do serviço, etc., são estabelecidas pelo órgão regulador federal.

- **Comercialização de Energia Elétrica:**

O atendimento do cliente final tem caráter concorrencial, cabendo a este cliente a escolha de empresa da qual compra a energia. No processo de negociação são definidos os principais parâmetros do contrato.

Para possibilitar a livre concorrência na comercialização de energia e estimular o investimento privado em novos empreendimentos de geração, a legislação estabelece regras para que uma parte sempre crescente de mercado possa escolher seu próprio supridor de energia. As unidades consumidoras que têm esse direito são denominadas “clientes livres”.

A legislação atual estabelece que uma unidade consumidora, entendida como ponto de medição, poderá optar por ser “livre” quando atender a uma das condições abaixo:

- Ser atendida com tensão igual ou superior a 69 kV, e ter demanda de, no mínimo, 3 MW;
- Ter demanda de, no mínimo, 3 MW e ter sido ligada após 08 de Julho de 1995, independentemente da tensão de fornecimento;
- Ter demanda de, no mínimo, 500 kW, e atendimento com qualquer tensão de fornecimento; nesse caso, pode comprar energia diretamente de “PCHs” ou de unidades de geração eólica, a partir da biomassa ou solar.

2.1.1. Clientes Livres e Clientes com Fornecimento Regulado

Na Tabela 2.1 são comparados aspectos específicos da relação do Cliente Livre e do Cliente Regulado com a concessionária, e das condições contratuais.

Tabela 2.1 - Diferentes relações do Cliente Livre e do Cliente Regulado

	Cliente Livre	Cliente Regulado
Conexão elétrica	Concessionária local	Concessionária local
Com quem celebra contratos	Concessionária local e com o vendedor de energia	Concessionária local
Tipos de contrato	Conexão e uso de rede com a concessionária local	Contrato de fornecimento com a concessionária local
	Compra e venda de energia com o vendedor escolhido	
O que é contratado	Demanda com a concessionária local	Demanda, com a concessionária local
	Energia com o vendedor escolhido	
O que tem preço regulado	Conexão e uso de rede, inclusive tarifa (R\$/kW)	Demanda (R\$/kW) e energia (R\$/kWh)
O que é de livre negociação	Preço e condições comerciais de energia	Nada
Responsabilidade pela qualidade e continuidade do fornecimento	Concessionária local	Concessionária local
Atendimento de emergência	Concessionária local	Concessionária local

Fonte: CPFL Brasil (2008)

Em se optando pelo Mercado Livre é possível:

(a) negociar preço de energia, (b) adequar os montantes contratuais e os preços ao perfil de uso diário, mensal e anual de energia, (c) efetuar contratações de curto, médio e longo prazo, dependendo das condições da atividade desenvolvida e do preço conjuntural da energia, (d) negociar a associação da compra de energia com a prestação de serviços adicionais, (e) negociar a qualidade do fornecimento, etc. (CPFL Brasil, 2008).

Quanto às penalidades, os agentes geradores e comercializadores devem apresentar garantia física para todas as suas operações de venda de energia, assim como os distribuidores e consumidores livres devem cumprir integralmente requisitos definidos nos contratos registrados na CCEE.

Para os agentes vendedores - geradores e comercializadores - a aferição da cobertura contratual é apurada mensalmente, com base nos dados de geração e nos contratos de compra e de venda dos últimos 12 meses.

Já para os agentes de distribuição, a verificação da cobertura contratual é realizada na contabilização do mês de janeiro de cada ano, com base nos dados de consumo e nos contratos de compra do ano anterior (CCEE, 2010).

A penalidade a ser recolhida dos agentes, caso haja o descumprimento das regras de lastro, é calculada através do produto da quantidade de energia consumida ou vendida que excede a garantia física, pelo máximo valor entre o PLD e o valor de referência – VR (ZANFELICE; CCEE, 2010).

Na valoração das penalidades por insuficiência de lastro para venda de energia elétrica e insuficiência de cobertura de consumo, é utilizado o valor anual de referência (VR).

O VR é definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e pelas alterações promovidas pelo Decreto nº 5.911, de 27 de setembro de 2006, sendo:

Artigo 35...

I - Para os anos de 2005, 2006 e 2007, o VR será o valor máximo de aquisição de energia de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004 e 2005, para início de entrega naqueles anos;

II – Para os anos de 2008 e 2009, o VR será o valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos.

Artigo 46. Para efeito do repasse (de que trata esta seção), será aplicado o VR vigente no ano de início de entrega da energia contratada, cabendo à ANEEL garantir a manutenção do valor econômico do VR, mediante aplicação do índice de correção monetária previsto nos CCEAR, tendo janeiro como mês de referência.

Na Tabela 2.2 são apresentados os Valores de Referência para o período de 2005 a 2010.

Tabela 2.2 - Evolução do valor de referência

Ano	VR - Valor de referência
	R\$/MWh
2005	62,10
2006	69,98
2007	84,70
2008	139,44
2009	145,77
2010	145,41

Fonte: (CCEE, 2010)

2.1.2. Atendimento a consumidores especiais – aspectos legais

Para o caso de negociação direta com a concessionária de distribuição, conforme Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração distribuída será precedida de chamada pública promovida diretamente pelo agente de distribuição.

O montante total da energia contratada não poderá exceder a 10% da carga do agente de distribuição.

O repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos com aquisição de energia será limitado pelo VR, definido pelo máximo valor atingido no leilão de energia existente realizado em 2004. Para os anos de 2005 e 2006 o VR foi fixado em R\$ 77,70/MWh, para 2007, 2008 e 2009, os valores foram definidos em R\$ 84,70, R\$ 139,44 e R\$ 145,77 por MWh. Para 2010, o valor era de R\$ 145,41/MWh (WAINSTOK, 2005; WAINSTOK, 2010).

2.2. Cogeração na CPFL

2.2.1. Contratos de compra de energia

Em dezembro de 2010 a CPFL tinha 21 contratos com geradores de energia elétrica a partir da biomassa residual da cana. Eram contratos com 19 usinas de açúcar e álcool, equivalentes a 171,179 MW médios (ao longo do ano), ou 292,022 MW médios no período de safra.

O histórico de contratação de energia elétrica gerada a partir da biomassa ao longo de 22 anos (até 2010) reflete a evolução da legislação: em 1987 foram contratados apenas 3 GWh e, em 2010, os contratos chegaram a 1.488 GWh; em 2010, a média contratada foi 169,861 MW médios enquanto a média realizada foi 171,179 MW médios (WAINSTOK, 2005; WAINSTOK, 2010).

Na Figura 2.1, pode-se ver a evolução dos contratos de energia da biomassa da CPFL de 1987 a 2010; o crescimento mais marcante ocorreu em 2003.

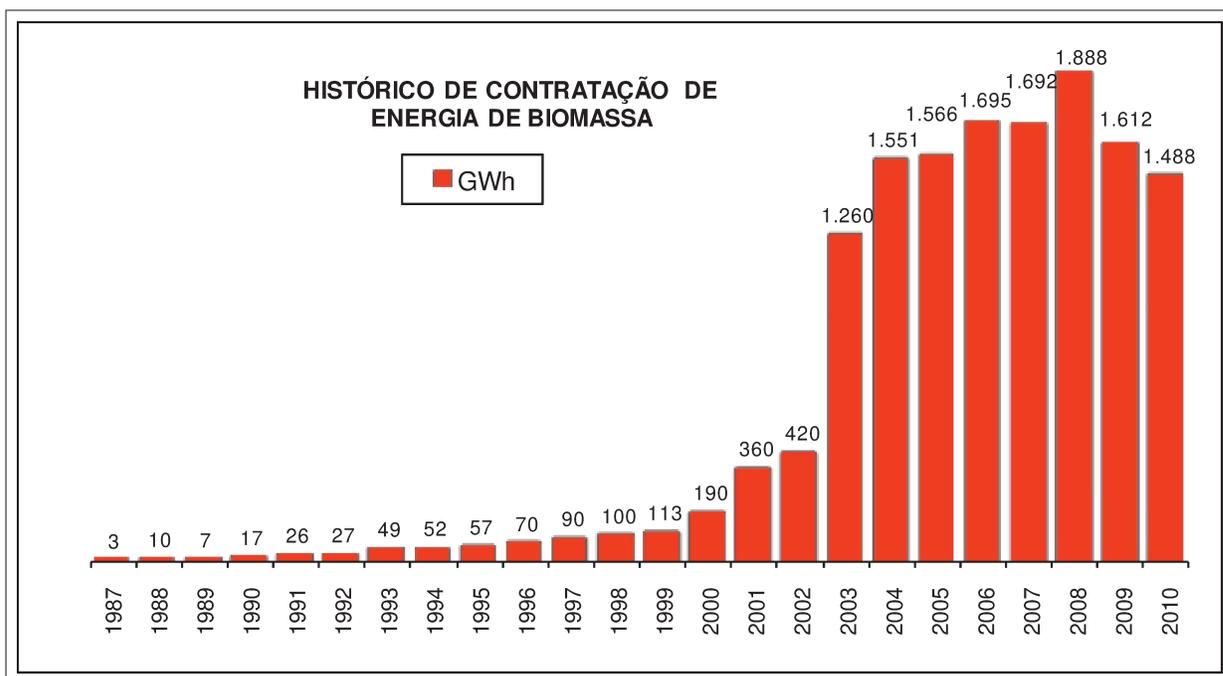


Figura 2.1 - Histórico de contratação de energia de biomassa pela CPFL (CPFL Comercialização)

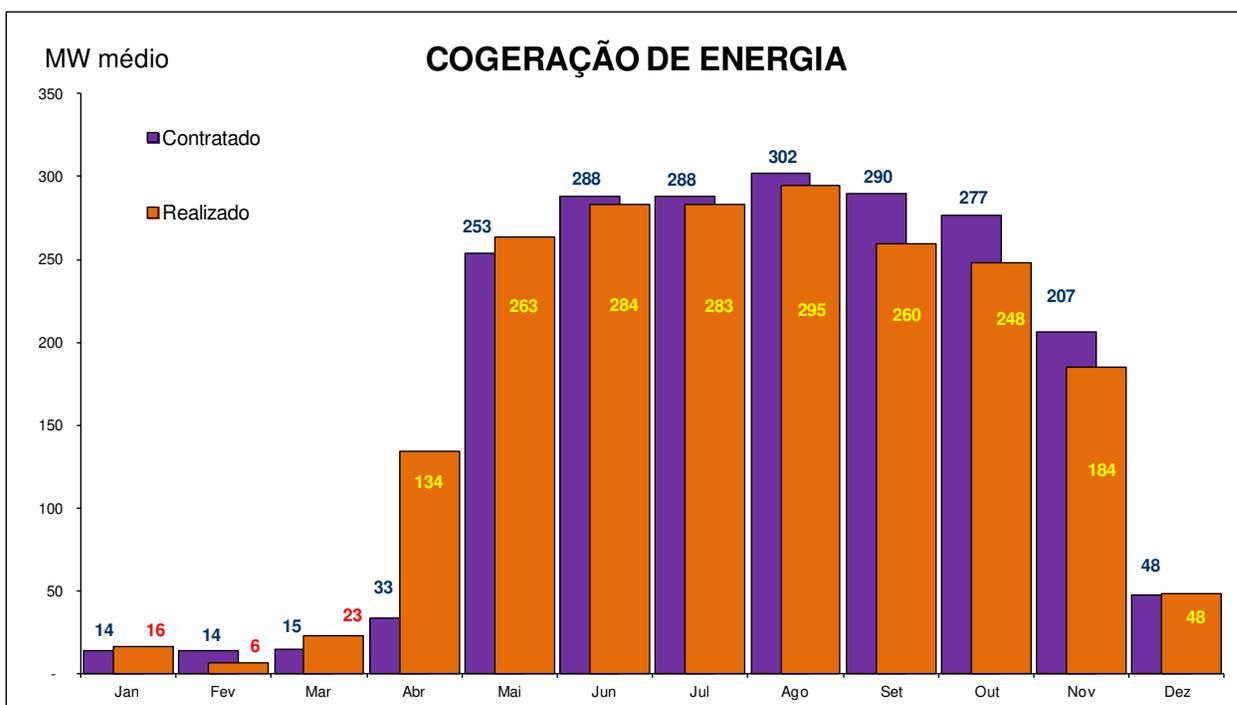


Figura 2.2 - Cogeração no setor sucroalcooleiro em 2010 (CPFL Comercialização)

Em 2010, a geração de energia com biomassa residual da cana, comprada pela CPFL, chegou a 11,5% do total da geração com essa fonte no país (BEN, 2009).

Como pode ser visto nas Figuras 2.2 e 2.3, a geração e a entrega de energia elétrica excedente ocorre no período da safra de cana, que na região Sudeste ocorre de maio a novembro de cada ano. No período de novembro a maio de cada ano, que é a entressafra, a CPFL fornece energia, e no período de maio a novembro (safra), a CPFL fornece backup para eventuais indisponibilidades do cogrador.

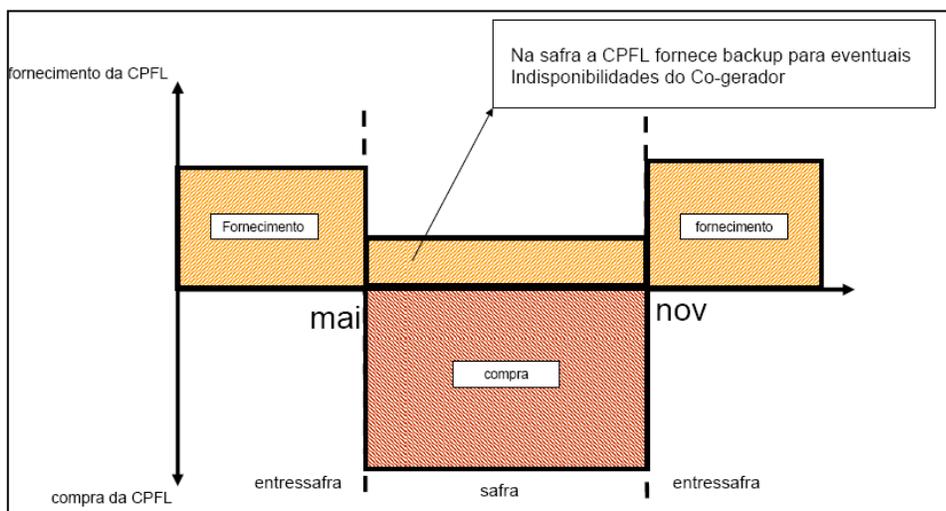


Figura 2.3 -Sazonalidade de fornecimento de energia dos cogeneradores (CPFL Comercialização)

O aspecto da operação sazonal do setor de cana de açúcar é claramente refletida na relação fornecimento/compra de energia elétrica ao longo do ano, como mostrado nas Figuras 2.2 e 2.3.

Alguns aspectos merecem ser destacados no atual quadro regulatório. São eles:

Os consumidores, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no §5º. do artigo 26 da Lei nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ambiente de contratação livre (ACL). O texto do §5º é transcrito abaixo.

Artigo 26, §5º. O aproveitamento referido no inciso I do caput, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW, poderão comercializar energia elétrica com consumidor, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constante do art. 15 da Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas mas limitadas a quarenta e nove por cento (49%) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto no §1º.e §2º.

Os geradores cujas fontes energéticas sejam sazonais podem firmar contratos de venda de energia, nos montantes médios anuais, desde que atendam as seguintes condições:

- I. Que os limites da energia comercializada não excedam o valor estabelecido da energia verificada ou da energia de referência; e
- II. Para complemento da energia comercializada, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, esses geradores podem adquirir energia exclusivamente de geradores das fontes previstas no artigo 26 da Lei nº. 9.427, de 26/12/05, mas limitado a 49% da média que produzirem.

2.2.2. Impacto na comercialização da CPFL

A contribuição percentual da entrega da energia gerada com biomassa residual da cana, e comprada pela CPFL, é apresentada na Figura 2.4 em relação ao total de energia comercializada pela empresa. Esta contribuição chegou ao máximo de 7,5%, e tem caído ligeiramente nos últimos anos.

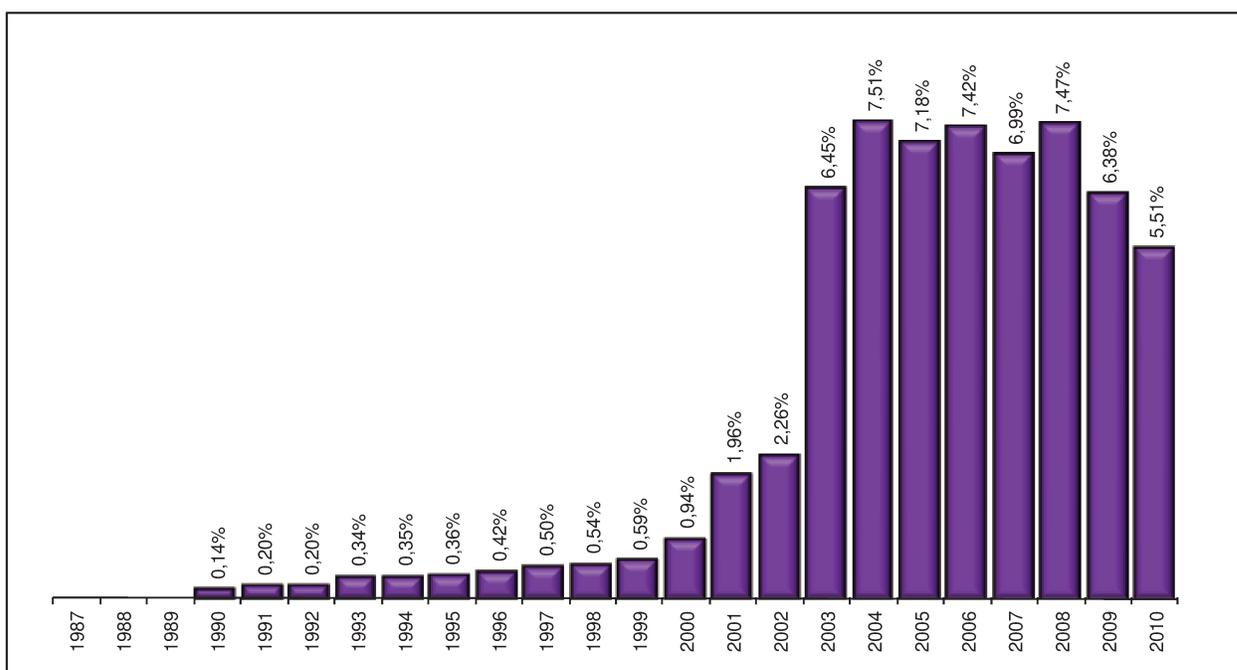


Figura 2.4 - Relação de energia de biomassa e energia faturada pela CPFL Paulista (Levantamento próprio)

Informação similar é apresentada na Figura 2.5, para a relação com o total da energia faturada pelo Grupo CPFL (Paulista, Piratininga, Santa Cruz e Jaguariúna) no período 1990-2010. Como pode ser visto, a participação máxima foi de 4,6%, em 2008.

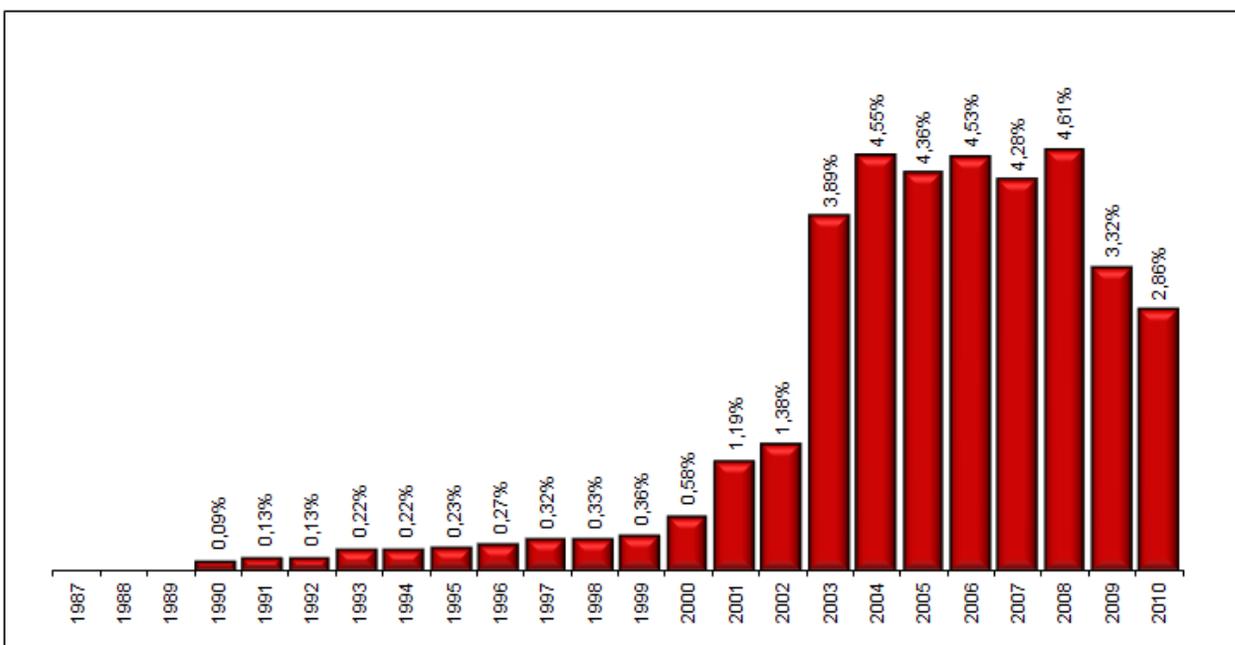


Figura 2.5 - Relação de energia de biomassa e energia faturada pelo Grupo CPFL (Levantamento próprio)

A competição que se busca na indústria de energia elétrica tem na atividade de comercialização os principais exemplos de concorrência e, para, alguns da eficácia do mercado.

Esse é o segmento da indústria elétrica no qual a negociação é mais livre e, por isso, os preços de transação são entendidos como resultado das forças de mercado e do equilíbrio entre oferta e demanda.

Em função das características específicas do produto eletricidade e da cadeia de produção, transporte e consumo de energia, a comercialização em horizonte de médio e longo prazos é predominantemente regida por contratos negociados e consensados bilateralmente, o que gera instrumentos bastante específicos a cada transação.

Este relacionamento comercial entre os agentes pode ter duração de meses ou anos e, portanto, devem ser estabelecidas regras prévias para a condução do negócio em condições normais e em casos de excepcionalidades que afetem o acordo entre as partes.

Em um relacionamento comercial interessa ao comprador tratar questões associadas à garantia de suprimento, cobertura em caso de falha na entrega e flexibilidade no recebimento. Ao vendedor interessam os aspectos relativos às excepcionalidades consideradas no caso de não

entrega do produto e a garantia de pagamento. Às contrapartes interessa o preço do produto e o tratamento e os direitos de rescisão (ZANFELICE, 2007).

2.2.3. A atual visão da CPFL quanto à comercialização

A atual visão da CPFL quanto à comercialização indica que um problema importante, no atendimento aos consumidores especiais, é o possível risco do descasamento anual entre a entrega e o consumo de energia. O descasamento está associado aos aspectos abaixo mencionados.

Primeiro, o perfil da energia gerada pelo cogenerador é diferente do perfil do consumo de energia no mercado da empresa, o que requer cuidado tanto das áreas de operação quanto de comercialização. O descasamento entre a geração e o consumo, hora a hora, também traz riscos associadas às liquidações financeiras na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), uma vez que a geração esperada em um dado instante pode não ser suficiente para garantir o atendimento dos mercados, e honrar os contratos. Terceiro, a não geração no período de entressafra, nos casos em que é prevista a geração e a entrega, acarretará problemas para o gerador e para a comercialização da empresa.

A Figura 2.6 ilustra o descasamento, com menor geração em relação à carga A4, durante várias horas do dia.

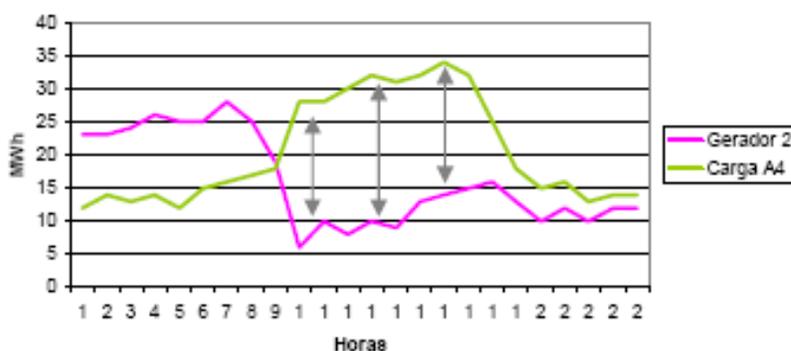


Figura 2.6 - Risco de descasamento entre a entrega de energia e o consumo (CPFL Comercialização)

Apesar dos riscos acima mencionados, a CPFL tem o objetivo de atender parte de seu mercado com energia gerada por cogeração a partir da biomassa residual da cana. A estratégia é

ter um conjunto de contratos, para que os riscos da modulação na geração, e do baixo desempenho de geradores individuais possam ser compensados e, portanto, os riscos mitigados.

Assim, a Comercializadora tem o objetivo de buscar a otimização do atendimento dos consumidores especiais, reduzindo o risco de exposição ao PLD (Preço de Liquidação de Diferença).

A mesma preocupação existe quanto ao risco de exposição pela diferença de preços entre os patamares leve, médio e pesado. A Comercializadora pode mitigar os riscos de aquisição de energia de fontes alternativas provenientes de outros submercados, absorvendo a diferença do PLD estabelecida pela CCEE.

A CPFL tem como meta até 2014 a geração de 720 MW de energia elétrica alternativa oriunda de biomassa (bagaço da cana de açúcar). Esta meta foi definida no Planejamento Estratégico 2009. Em 2008 foram realizados 63 estudos de viabilidade de empreendimentos de cogeração, e quatro projetos foram concretizados no estado de São Paulo (Baldin, da Pedra, Buriti e Ipê) e um no Rio Grande do Norte (Bahia Formosa). Alguns estão em fase de finalização e vários não apresentaram viabilidade de negócio.

2.3. A cogeração em 2010 no estado de São Paulo

Nos últimos anos, os novos empreendimentos de cogeração de energia no estado de São Paulo foram implementados por iniciativas das distribuidoras de gás natural, das usinas produtoras de açúcar e álcool e de algumas indústrias, e de empresas do setor de serviços. Principalmente, as iniciativas visam a redução dos riscos, devido à percepção de vulnerabilidade do sistema interligado de energia elétrica, principalmente, a partir do racionamento de 2001.

A capacidade instalada em cogeração no estado de São Paulo representava cerca de 10% da demanda total em 2008 e a quase 17% em 2010 (cerca de 3.700 MW). Além das instalações nas usinas de açúcar e etanol, devem ser destacadas as instalações a gás natural em indústrias e no setor de serviços.

Com os devidos ajustes na regulação e as políticas adequadas ao fomento, a capacidade instalada em São Paulo poderia chegar a mais do que 14 GW (14.254 MW) em 2020, em empreendimentos com biomassa da cana de açúcar e com gás natural. Naquele ano, a contribuição poderia chegar a 67% da demanda de energia elétrica em 2010. Este percentual é equivalente à atual contribuição da geração distribuída nos principais países da União Européia (COGENSP, 2010).

2.4. Cenários para a cogeração de energia em São Paulo

A geração combinada de calor e potência atrai o interesse de consumidores (indústrias e comércio), fornecedores de equipamentos, prestadores de serviços e investidores.

A cogeração proporciona maior eficiência no uso final de energia e, além disso, pode reduzir as emissões de gases de efeito estufa.

No estado de São Paulo, com a redução dos recursos hídricos e da ampliação da geração centralizada de energia elétrica, a cogeração poderá contribuir para a expansão competitiva do suprimento de energia e para diversificação da matriz energética. Os seguintes aspectos deverão ser considerados na revisão e atualização da política energética paulista: (Secretaria de Saneamento e Energia, 2008).

1. Reduzir a dependência, que atinge 50% das necessidades atuais, com a importação de energia elétrica de outras regiões produtoras, principalmente, das usinas existentes e previstas na região amazônica;
2. Viabilizar o aproveitamento do gás natural disponível, principalmente das recentes descobertas na Bacia de Santos e, a crescente disponibilidade de biomassa energética da cana, para ampliar a oferta competitiva da energia requerida pelo mercado;
3. Aumentar a eficiência energética e reduzir os custos dos insumos energéticos nas atividades indústrias, comerciais, serviços e agroindustriais, e;
4. Incorporar os fatores de decisão de ordem ambiental, que favorecem soluções de menor custo de transporte.

A Secretaria de Saneamento e Energia do estado de São Paulo advoga as seguintes ações para a política energética estadual nos próximos anos (Secretaria de Saneamento e Energia, 2008).

1. Defender, promover e representar interesses de São Paulo; resgatar estudos estruturais de planejamento; fortalecer a regulação do setor no Estado;
2. Informar os agentes econômicos sobre:
 - O pensamento do governo;
 - As necessidades críticas da área energética.
3. Incentivar ações em benefício do conjunto da sociedade através de:
 - Programas de pesquisa e desenvolvimento (P&D);
 - Fomento aos vetores energéticos da biomassa e gás.
4. Assegurar e reforçar a segurança de suprimento energético; estimular/induzir o uso das fontes de biomassa e gás natural; criar ambientes saudáveis para o desenvolvimento do setor;
5. Participar de decisões nacionais sobre o setor;
6. Fazer gestões para mitigar risco de déficit de energia elétrica através:
 - Aproveitamento do potencial hidroelétrico remanescente;
 - Promover o aproveitamento da biomassa, gás natural, e outras fontes.
7. Estimular programas de conservação e racionalização; incentivar à cogeração (técnica e ambientalmente correta) com ênfase à biomassa e gás;
8. Fomentar condições e facilidades para acesso a novas fontes de gás natural (Bacia de Santos); aperfeiçoar o processo de elaboração dos estudos vinculados à matriz energética – participação dos setores público e privado;
9. Realizar/desenvolver estudos e pesquisa que orientem a participação do estado nas discussões nacionais do setor;
10. Promover o aperfeiçoamento regulatório e institucional do setor; atuar em conjunto com outros países na normatização e especificação dos bioenergéticos;
11. Evitar o risco da verticalização na cadeia do etanol; promover parceria com outros países visando a globalização da cadeia produtiva para flexibilizar e garantir o suprimento do etanol.

O estado de São Paulo, que concentra mais de 60% da produção nacional de etanol e 80%

das indústrias fornecedoras de equipamentos para as usinas, possui condições extraordinárias para o desenvolvimento da cogeração no setor canavieiro.

3 ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA: ESTUDOS RECENTES PARA A REGIÃO DE SÃO PAULO

O Brasil é o maior produtor mundial de cana de açúcar e o segundo maior produtor de etanol combustível; a produção de cana de açúcar está concentrada na região Sudeste e Centro do Brasil (aproximadamente 90% do total), com cerca de apenas 10% da produção nacional no Nordeste. O estado de São Paulo é o maior produtor do país, com aproximadamente 60% da produção nacional de cana de açúcar e de etanol.

Em consequência das mudanças observadas no mercado nacional e internacional, a produção de cana de açúcar deve crescer de 569 milhões de toneladas em 2009 para 829 milhões de toneladas em 2016. Segundo estudos da UNICA (MACEDO, 2007; MACEDO, 2009; COGENSP, 2010), no mesmo período o aumento da produção de cana no estado de São Paulo seria de quase 85 milhões de toneladas, passando de 346 a 431 milhões de toneladas entre 2009 e 2016.

A produção de eletricidade a partir da biomassa é uma alternativa de geração distribuída – GD, que pode trazer benefícios ao setor elétrico devido à redução das perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição e, também, pela postergação de investimentos. Como toda tecnologia de geração distribuída, o adequado planejamento da expansão requer não só as informações do potencial existente, mas também sua localização espacial.

O maior potencial de cogeração em São Paulo está no setor sucroalcooleiro; a tecnologia é tradicional, mas com capacidade instalada muito abaixo do potencial técnico e econômico. O grande potencial está associado à existência de biomassa residual que pode ser utilizada como combustível (bagaço, no presente, e mais a palha, no futuro) e às demandas térmicas muito significativas na forma de vapor de baixa pressão.

A expansão do setor sucroalcooleiro em São Paulo, mesmo sendo proporcionalmente menor que nos outros estados do Centro-Sul, traz uma janela de oportunidades para

investimentos na produção de eletricidade excedente. Recentemente alguns estudos têm analisado aspectos desta expansão, sob prismas diferentes.

Neste capítulo são analisados três trabalhos: Integração dos empreendimentos de geração a biomassa no estado de São Paulo – ONS NT (Nota Técnica) 008/2008; RD Conexões de biomassa – Departamento de Planejamento do Sistema Elétrico da CPFL (02/2008); e Aplicação de técnicas de análise espacial para avaliação do potencial de produção de eletricidade a partir de subprodutos de cana de açúcar no estado de São Paulo - Tese de mestrado no programa de Planejamento de Sistemas Energéticos, pela Faculdade de Engenharia Mecânica, - Franco, Marta Minussi (2008). Estes trabalhos são analisados quanto à metodologia, escopo, procedimentos e resultados principais.

3.1. Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no estado de São Paulo – ONS

3.1.1. Escopo

No estudo é apresentada uma análise de desempenho do sistema elétrico no estado de São Paulo, considerando expansões e acessos de empreendimentos de geração de energia a partir da biomassa no período 2008 a 2010. O estudo visa definir os requisitos necessários para os reforços e ampliações na rede elétrica, bem como a indicação de ações de caráter provisório para correção de violações, até a implantação do plano de obras. Foram considerados todos os empreendimentos que poderiam ter acesso ao Sistema Interligado Nacional até 2015. Se necessário, estudos mais detalhados seriam realizados a partir da definição da entrada efetiva das usinas em operação (ONS, 2008).

3.1.2. Premissas para os estudos de regime permanente

Foram utilizados os casos do plano de ampliações e reforços na rede básica - PAR 2008-2010, dando-se prioridade à análise do período de safra (inverno) dos anos 2009 e 2010. Os casos de 2010 consideram principalmente a presença de obras, já recomendadas no PAR e na proposta anual de ampliações e reforços nas instalações de transmissão - PAR DIT. As premissas adotadas para o despacho de geração e controle de tensão estão descritos no Anexo B.

3.1.3. Critérios para a rede básica e de fronteira

Foram definidos os limites de carregamento das linhas de transmissão e transformadores, existentes e futuros, e para avaliação do desempenho dos sistemas elétricos. Para as linhas e transformadores existentes foram considerados os valores informados no CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, calculados com base na metodologia estabelecida na Resolução ANEEL nº 191/2005.

As simulações foram realizadas buscando-se ajustar as tensões nos barramentos da rede básica dentro dos limites operativos, de acordo com a Resolução ANEEL 505/01, republicada em 16 de janeiro de 2004.

3.1.4. Critérios para DIT e redes de distribuição

Para as linhas de transmissão e transformadores classificados como demais instalações da transmissão (DIT), foram utilizados os limites de carregamento informados pelos respectivos transmissores proprietários. O mesmo aplicou-se, respectivamente, aos equipamentos em redes de distribuição e às concessionárias de distribuição proprietárias.

Os estudos observaram o disposto pela Resolução ANEEL 505/01, republicada em 28 de janeiro de 2005, revogada pela Resolução Normativa ANEEL nº 395 de 15.12.2009, a qual estabelece os valores adequados para tensão de leitura em pontos de entrega ou conexão de instalações com tensão nominal inferior a 230 kV descritos na Tabelas 2 e 4 da respectiva Resolução.

Tabela 3.1 - Níveis de tensão em condição normal (fase-fase) em corrente alternada para DIT e redes de distribuição (p.u. - por unidade)

Tensão Nominal	Tensão Mínima	Tensão Máxima
$1 \text{ kV} \leq V < 69 \text{ kV}$	0,93 p.u.	1,05 p.u.
$69 \text{ kV} \leq V < 230 \text{ kV}$	0,95 p.u.	1,05 p.u.

Fonte: ANEEL (2005)

Para realizar as análises de curto-circuito, considerou-se a rede simulada com a sua configuração completa, com todos seus componentes operando, que é a opção mais conservadora. Os dados utilizados e a simulação empregada estão detalhados na Tabela D.1 no Anexo D. No relatório, além da apresentação das evoluções dos níveis na área de influência, são indicados os disjuntores superados por corrente de curto-circuito simétrica.

3.1.5. Estimativa de investimento na conexão

Para cada uma das usinas a biomassa os valores dos investimentos para conexão ao sistema elétrico foram estimados a partir do documento “Custo de referência ANEEL – Linhas de transmissão – subestações”, de Janeiro 2008, cujos custos são referidos a junho de 2004. São estimativas e não podem ser usados como valores de orçamento; são calculados para as propostas de conexão de responsabilidade dos acessantes indicados pelas distribuidoras para cada usina, e compreendem apenas:

- Entradas de linha necessárias nos pontos de conexão;
- Os ramais e linhas de transmissão necessários para ligar os pontos de conexão às subestações das usinas;
- As subestações das usinas incluindo o módulo geral, as conexões de linhas, os vãos de interligação de barras, quando necessários, e os transformadores elevadores das usinas com suas respectivas conexões.

A potência dos transformadores (MVA) foi estimada em função da potência exportada declarada pelas usinas. O ONS ressalta que os custos reais para conexão ao sistema elétrico podem apresentar diferenças significativas em relação aos valores apresentados, devido às particularidades de cada projeto e à localização de cada empreendimento (Anexo B – (f)); em média, a distancia de conexão ao sistema elétrico é de 15 km.

3.1.6. Análise da integração dos empreendimentos

No estudo foram consideradas as usinas que constavam das apresentações da CTEEP, publicações do MME da portaria 331/2007 definindo os leilões de energia promovidos no ano de

2008 - Leilão de energia e reserva (LER), e Leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração - (Leilão “A-3”, “A-5”). Foram considerados todos os empreendimentos para os quais havia intenção de acesso ao Sistema Interligado Nacional no horizonte estendido até 2015: aqueles com acompanhamento pelo governo do estado de São Paulo, através da Secretaria de Saneamento e Energia – SSE/SP, ou os indicados por instituição independente com representação dos agentes empreendedores do estado.

Na Figura 3.1 é apresentada a localização dos empreendimentos de biomassa novos ou existentes, para os quais foram identificados alterações em seus montantes de exportação ou de capacidade instalada no horizonte 2015. A localização dos empreendimentos é indicada relativamente às áreas de concessão da distribuição no interior do estado e às principais instalações da transmissora.

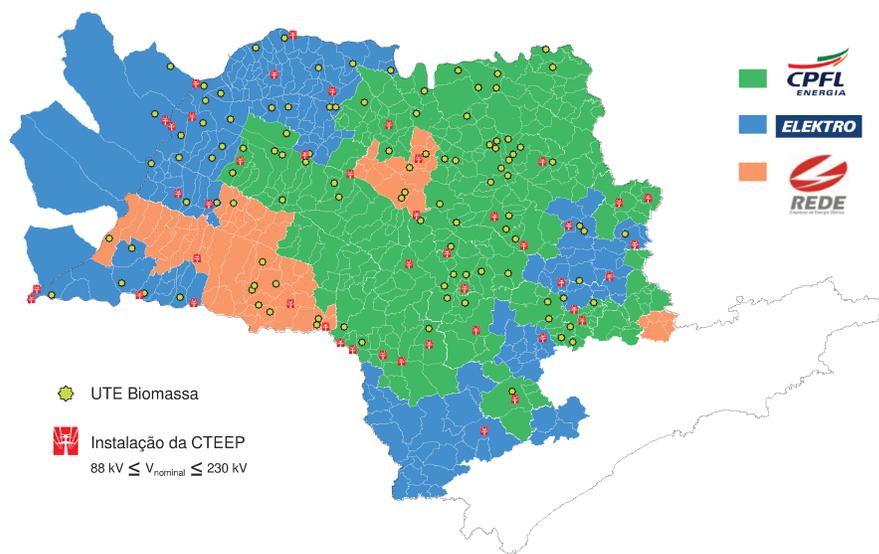


Figura 3.1 - Empreendimentos de biomassa no estado de São Paulo - horizonte 2015 (ONS NT-008/2008)

Na Figura 3.2 é apresentada a possível evolução dos montantes de exportação e da capacidade instalada das usinas de biomassa no estado de São Paulo, consideradas no estudo. No total, foram contabilizadas 105 usinas novas ou existentes, sendo:

- 34 usinas na área de concessão da ELEKTRO;
- 57 usinas na área de concessão da CPFL; e
- 14 usinas na área de concessão do Grupo Rede.

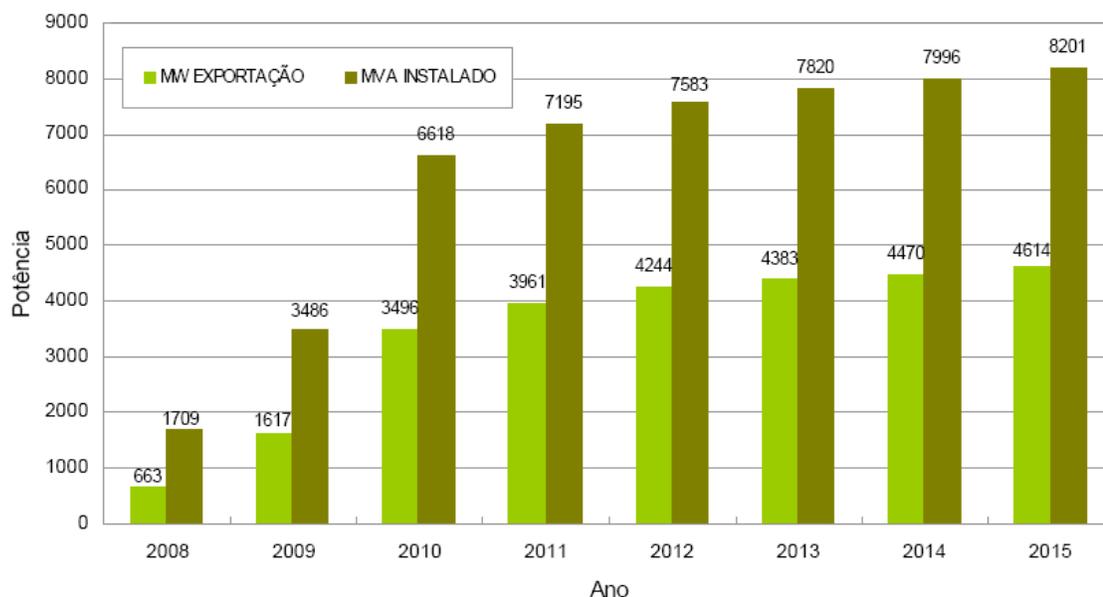


Figura 3.2 - Capacidade para exportação e capacidade instalada em empreendimentos de biomassa no estado de São Paulo (ONS NT-008/2008)

As capacidades possíveis para exportação em cada área de concessão são apresentados na Tabela 3.2. As capacidades foram informadas em Dezembro de 2007 pelas usinas e/ou pela UNICA (União da Indústria de Cana de Açúcar).

Tabela 3.2 - Montantes de exportação nas áreas de concessão da distribuição

	MW Exportação							
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ELEKTRO	149.5	484.5	1100.56	1365.56	1592.32	1599.32	1664.32	1767.32
CPFL	345.6	843.84	2073.44	2260.83	2313.73	2411.54	2433.34	2474.34
GRUPO REDE (EDEVP)	85	159	167	167	167	167	167	167
GRUPO REDE (CAIUÁ)	6	21	46	59	62	96	96	96
GRUPO REDE (CNEE)	77	109	109	109	109	109	109	109

Fonte: ONS NT-008/2008

3.1.7. Impactos regionais

Para que fosse possível identificar o impacto da integração dos empreendimentos de cogeração a biomassa, o interior do estado de São Paulo foi subdividido em sete áreas, ou macro regiões de influência elétrica, conforme apresentado na Figura 3.3. Aspectos específicos de cada área são apresentados a seguir.

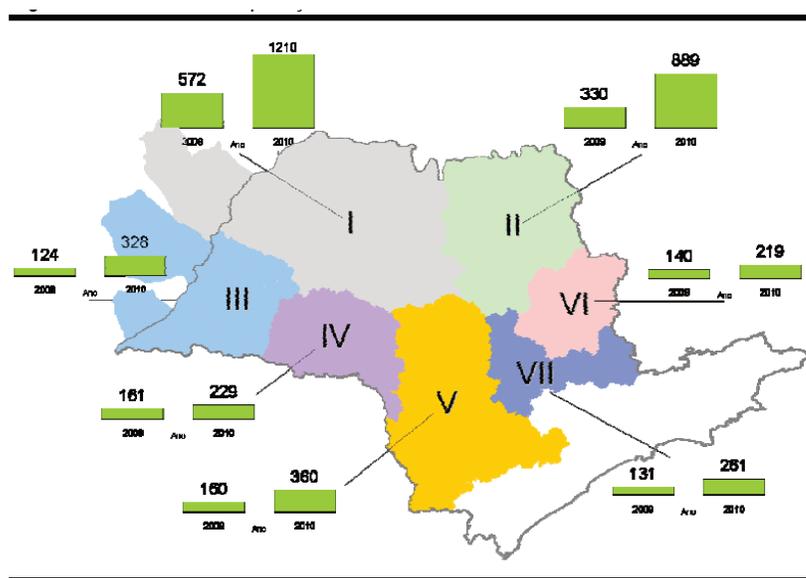


Figura 3.3 - Montantes previstos de exportação das usinas de biomassa nos anos 2008 a 2015 (105 usinas) (ONS NT-008/2008)

- **Área I**

Corresponde a parte da área da CPFL (regiões de Araçatuba, Bauru, Lins, Marília e São José do Rio Preto), ELEKTRO (regiões de Andradina e Votuporanga) e a totalidade da CNEE. Das 40 usinas de biomassa consideradas nesta área, 32 tinham proposta de conexão em DIT e 4 na rede de distribuição. Os 4 empreendimentos restantes, Alcoazul, Aralco, Figueira e Generalco, apesar de candidatos ao LER, não foram representados nos estudos pela previsão de entrada em operação em 2012 (ver Figura C.1).

- **Área II**

Corresponde a parte da área de concessão da CPFL (regiões de Araraquara, Barretos,

Franca, Jaboticabal, Ribeirão Preto, São Carlos e São Joaquim da Barra). As 24 usinas de biomassa consideradas nesta área tinham proposta de conexão na rede de distribuição (ver Figura C.2).

- **Área III**

Corresponde a parte da área de concessão da ELEKTRO (região de Andradina), parte da Caiuá e da EDEVP. As 10 usinas de biomassa consideradas nesta área tinham proposta de conexão em DIT. A usina Euclides da Cunha, apesar de candidata ao LER, não foi representada nos estudos por ter indicado previsão de entrada em operação após 2010 (ver Figura C.3).

- **Área IV**

Corresponde a parte da área de concessão da CPFL (regiões de Marília, Botucatu e Bauru), Santa Cruz, Caiuá e EDEVP. Das 10 usinas de biomassa consideradas nesta área, 8 tinham proposta de conexão em DIT e 2 na rede de distribuição (ver Figura C.4).

- **Área V**

Corresponde a parte da área de concessão da CPFL (regiões de Bauru, Botucatu e Jaú), ELEKTRO (região de Tatuí), parte da área de concessão da Santa Cruz e a totalidade da CSPE. Das usinas de biomassa consideradas nesta área, 5 tinham proposta de conexão em DIT e 4 na rede de distribuição. A usina São Manoel, apesar de candidata ao LER, não foi representada nos estudos por ter indicado previsão de operação após 2010 (ver Figura C.5).

- **Área VI**

Corresponde a parte da área de concessão da CPFL, (região de Itapira), ELEKTRO (regiões de Rio Claro e Limeira) e a totalidade da CPEE e CLFM. As 5 usinas de biomassa consideradas nesta área tinham proposta de conexão em DIT (ver Figura C.6).

- **Área VII**

Corresponde a parte da área de concessão da CPFL (regiões de Americana, Campinas, Itapira, Piracicaba e São Carlos), ELEKTRO (região de Tatuí) e a totalidade da EEB e CJE. As 7 usinas de biomassa consideradas nesta área tinham proposta de conexão na rede de distribuição

(ver Figura C.7).

Essas áreas foram analisadas através de diagramas eletrogeográficos, sendo indicados as usinas de biomassa, os planos de obras (ampliações e reforços) necessários e, de maneira simplificada, a configuração das DIT.

Também foram analisados os desempenhos do sistema elétrico dessas áreas em condição de regime permanente com operação em condição normal e operação durante contingências simples. Também foram identificadas as restrições operativas, considerando os montantes de exportação das usinas de biomassa para os anos de 2009 e 2010, bem como a viabilização da conexão das usinas e a avaliação dos níveis de curto-circuito. O resumo dos resultados é apresentado no Anexo B.

Por último, foi feita uma análise de sensibilidade das condições operativas do SIN (Sistema Interligado Nacional) no ano de 2010, considerada a expansão da cogeração a biomassa, e o atraso na implantação das obras de maior impacto no estado de São Paulo.

Os resultados principais da análise de sensibilidade, descritos por região de influência, também são apresentados no Anexo B.

3.1.8. Observações de caráter geral

Os resultados descritos acima se referem às condições operativas no período de safra e consideram a máxima exportação simultânea de todas as usinas de biomassa relacionadas; no período de entressafra, tipicamente entre os meses de dezembro a abril, o regime de produção dessas usinas é expressivamente modificado, eliminando quase totalmente a exportação, o que evidencia os problemas indicados no PAR 2008-2010 e na PAR DIT 2008-2010 e caracteriza como indispensáveis as soluções estruturais previstas.

3.1.9. Recomendações

As principais recomendações do estudo são apresentadas abaixo:

1. Que a partir do resultado do LER seja definido um cronograma de ações para reavaliação dos estudos, priorizando providências para a viabilização da integração dos empreendimentos selecionados;
2. A extensão dos estudos para detalhar os efeitos sistêmicos associados. Poderão ser propostos ajustes no cronograma de obras já equacionadas ou recomendadas, e indicada a necessidade de eventuais reforços no sistema de transmissão;
3. A agilização de providências para a outorga de concessão referente a um conjunto de obras já indicadas no PAR e na PAR DIT e necessárias para a integração da cogeração de energia a biomassa no estado de São Paulo;
4. Que as concessionárias mantenham os cronogramas de implantação das obras relacionadas aos empreendimentos que já contam com concessão de outorga.

Mesmo considerando essas obras, o estudo identificou dificuldades para o escoamento da energia excedente a partir das perspectivas da cogeração desses empreendimentos; as dificuldades seriam contornáveis com a adoção de medidas operativas envolvendo radialização de circuitos, separação de barramentos, implantação de esquemas para corte automático de geração e, eventualmente, redespacho de geração hidráulica. Neste sentido, também há duas recomendações:

5. Estudos de planejamento pela EPE para a definição de soluções estruturais para problemas específicos de sobrecarga;
6. Estudos mais detalhados considerando a evolução dos níveis de curto-circuito.

3.1.10. Síntese

A análise de desempenho em regime permanente, considerando a perspectiva de implantação de novos empreendimentos de geração a biomassa ou a ampliação de usinas existentes nos anos de 2009 e 2010, sinalizou a viabilidade da integração dos empreendimentos, considerando:

- a) A implantação das obras já recomendadas no PAR e na PAR DIT e com a concessão já definida;
- b) A outorga de concessão e a viabilização da implantação das obras recomendadas no PAR e na PAR DIT, ainda sem concessão definida;

- c) A adoção de medidas operativas, incluindo a implantação de esquemas de corte temporário de geração até entrada em operação das soluções estruturais e, eventualmente, redespacho de geração hidráulica.

Para cada uma das sete áreas consideradas foram apontadas as restrições mais significativas e providências necessárias. Não foram identificadas dificuldades significativas para controle de tensão, seja em condição normal ou durante contingências, como decorrência da integração das usinas à biomassa previstas para os anos de 2009 e 2010. Não foi observada alteração significativa de desempenho nas transformações de fronteira e instalações de rede básica como consequência da integração das usinas de biomassa. É possível verificar, a partir dos resultados de análise de curto-circuito, que a integração dos empreendimentos de geração a biomassa na área São Paulo resulta em alterações significativas nos níveis de curto-circuito na área de influência, sobretudo nas instalações com nível de tensão igual ou inferior a 138 kV.

As instalações da rede básica não apresentaram alterações significativas nos níveis de curto-circuito; na Tabela D.2 são apresentados todos os barramentos com variação no nível de curto-circuito superior a 10 %.

Com relação à capacidade de interrupção simétrica, o estudo indicou que 38 disjuntores, pertencentes a 12 instalações, poderiam apresentar superação em decorrência da perspectiva de integração dos empreendimentos de geração a biomassa até o ano de 2010; o detalhamento é apresentado na Tabela D.1.

A Resolução ANEEL 758/2006, bem como o plano de melhorias de instalações sistêmicas (PMIS 2006-2009), já contemplavam a substituição de alguns disjuntores superados (mesmo sem a entrada das usinas de biomassa).

A partir da realização do LER, estudos mais detalhados deverão ser desenvolvidos para consolidar o quantitativo de equipamentos superados.

3.2. RD (Resolução de Diretoria) - Conexões de biomassa – Departamento de planejamento do sistema elétrico da CPFL

3.2.1. Escopo

O objetivo do estudo foi apresentar à CPFL, especialmente na área de concessão da CPFL, as implicações no horizonte de 2008 e 2010. O estudo teve como base a Nota Técnica da ONS NT-008/2008, com o objetivo embasado na Portaria MME nº 331 de 04/12/2007, atualizada pelas Portarias nº 06 de 09/01/2008 e nº 29 de 29/01/2008, que definiu os leilões de energia a serem realizados em 2008.

3.2.2. Metodologia

Com o levantamento dos dados e o mapeamento dos empreendimentos de geração à biomassa no estado de São Paulo, foi possível destacar as usinas na área de concessão da CPFL Paulista (regiões Nordeste, Noroeste e Sudeste), CPFL Piratininga, CPFL Santa Cruz e CPFL Jaguariúna, com destaque aos potenciais excedentes de energia elétrica no horizonte de 2007 a 2015, inclusive com consultas aos industriais do setor de açúcar e etanol.

3.2.3. Procedimentos

A obtenção dos dados das usinas foi resultado de consulta aos agentes (usineiros), assim como a avaliação da expansão até 2015; os valores estimados de exportação de energia (MW) serviram para análise nos anos de 2009 e 2010, sendo considerados constantes no período de 2011 a 2015.

Os montantes de exportação foram referidos ao ano base 2015 (base de dados da COGENSP). Esses montantes foram estratificados nas regiões da área de concessão da CPFL Paulista (Nordeste, Noroeste e Sudeste), CPFL Santa Cruz e CPFL Jaguariúna, para um total de 57 usinas e 2.474 MW de excedentes, com a seguinte distribuição regional:

- Região Nordeste – 27 usinas – 1.252 MW;
- Região Noroeste – 21 usinas – 911 MW;

- Região Sudeste – 5 usinas – 165 MW;
- CPFL Santa Cruz – 3 usinas – 101 MW;
- CPFL Jaguariúna – 1 usina – 45 MW.

Na Figura 3.4 são apresentadas as regiões, o número de usinas e a capacidade passível de exportação.

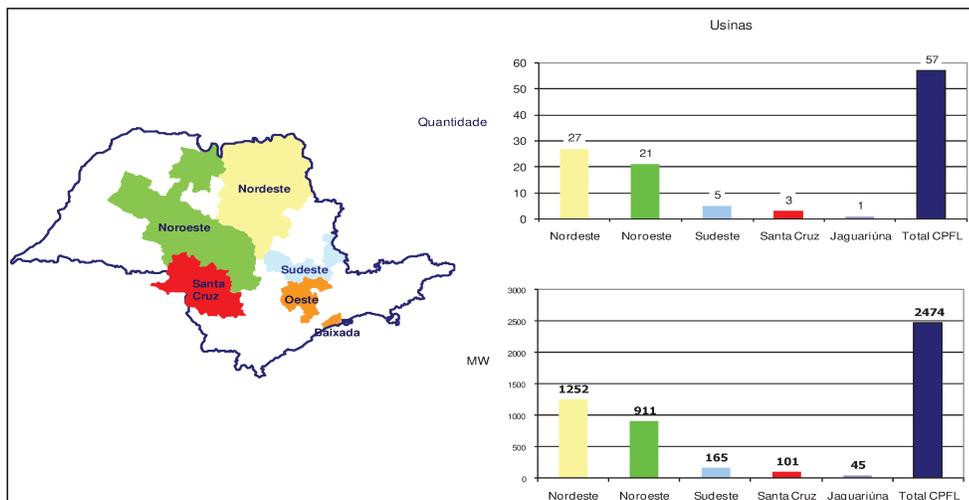


Figura 3.4 - Empreendimentos de geração com biomassa na área da CPFL (RD-CPFL/2008)

Passo seguinte, foram identificadas todas as usinas com potenciais excedentes no horizonte de 2007 a 2015, bem como o status de cumprimentos de todas as etapas de acesso à rede de distribuição/transmissão, que são listadas abaixo:

- Consulta de acesso;
- Termo de referência;
- Estudos de conexão;
- Solicitação de acesso;
- Parecer;
- Candidatas;
- *Deck load flow*;
- Autorização da ANEEL;
- CUST - Contrato de uso do sistema da transmissão;
- CUSD - Contrato de uso do sistema da distribuição;

- CCT - Contrato de conexão ao sistema da transmissão;
- CCD - Contrato de conexão ao sistema da distribuição;
- LP - Licença prévia;
- LI - Licença de implantação;
- LO - Licença de operação.

Na Tabela 3.3 são listadas todas as usinas localizadas na área de concessão da CPFL, e as respectivas informações obtidas.

Tabela 3.3 - Empreendimentos de geração com biomassa na área da CPFL

USINA	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	CONSULTA DE ACESSO	TERMO DE REFERÊNCIA	ESTUDOS DE CONEXÃO	SOLICITAÇÃO DE ACESSO	PARECER	CANDIDATA	DECK LOA DFLOW	AUT. ANEEL	CUST	CUSD	CCT	CCD	LP	LI	LO	Região/Distrito
ALBERTINA-SERTÃOZI	0	0	0	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7																Ribeirão Preto
ALCOAZUL	0	0	0	0	0	0	0	8	8																Araçatuba
ANDRADE	0	0	0	50	50	50	50	50	50																Barretos
ARALCO	0	0	0	0	0	0	20	20	20																Araçatuba
BARRA	0	0	0	123	123	123	123	123	123																Jauú
BARRA GRANDE	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5	40,5																Botucatu
BAZAN	0	0	22	24	24	24	24	24	24																Ribeirão Preto
BIOPAV	0	0	83	107	107	107	107	107	107																Araçatuba
BOM RETIRO	0	0	0	30	30	30	30	30	30																Piracicaba
BONFIM	0	0	0	93	93	93	93	93	93																Jaboticabal
BURITI	0	0	0	0	12	12	12	12	12																São Joaquim da Barra
CERPA	0	18	18	18	18	18	18	18	18																Ribeirão Preto
CERRADINHO POT	0	18	18	22	22	22	22	22	22																São José do Rio Preto
CLEALCO	0	0	0	9	9	15	15	15	15																Araçatuba
COLOMBO	20	20	20	40	60	60	60	60	60																Jaboticabal
COLORADO	0	25	50	50	65	65	95	95	95																Barretos
CONTINENTAL	0	0	0	40	40	40	40	40	40																Barretos
COSTA PINTO	0	0	70	70	70	70	70	70	70																Piracicaba
DA MATA	0	18	20	45	60	60	60	60	60																Araçatuba
DELLA COLETTA	0	0	8	8	8	23	23	23	23																Jauú
DESTIVALE	0	0	0	47	47	47	47	47	47																Araçatuba
DIAMANTE	0	0	0	42	42	42	42	42	42																Jauú
DIANA	0	0	0	25	25	25	25	25	25																Araçatuba
DOIS CÓRREGOS	0	0	0	32	32	32	32	32	32																Jauú
EQUIPAV	34	55	75	75	75	75	75	75	75																Lins
ESTER	0	1,5	21	24	24	24	24	24	24																Americana
GUAÍRA	0	0	24,8	24,8	32,6	32,6	40,4	40,4	40,4																Barretos
GUARANI-CRUZ ALTA	12,5	15	15	25	25	25	25	25	25																São José do Rio Preto
GUARANI-SÃO JOSÉ	11	11	25	53	53	53	53	53	53																Barretos
IACANGA	0	8	8	8	8	8	8	8	8																Bauru
IPAUSSU	0	0	0	58	58	58	58	58	58																Santa Cruz
JUNQUEIRA	0	0	0	62	62	62	62	62	62																São Joaquim da Barra
LDC BIOENERGIA	0	0	0	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5	33,5																Jaboticabal
MALOSSO	0	0	0	10	10	10	10	10	10																Jaboticabal
MANDU	14	15,6	15,5	58,6	58,6	58,6	58,6	58,6	58,6																Barretos
NARDINI	5,5	7	7	30	30	30	30	30	30																Jaboticabal
PARAÍSO	0	0	0	26,2	26,2	35,1	35,1	35,1	35,1																São Carlos
PITANGUEIRAS	8,5	16	16	16	26	26	26	26	26																Barretos
RAFARD	0	0	40	40	40	40	40	40	40																Piracicaba
RIO PARDO	0	0	16	19	32	37	37	37	37																Santa Cruz
SANTA CRUZ	0	14	48	48	48	48	48	48	48																Araraquara
SANTA ELISA	27	27	27	27	67	67	67	67	67																Ribeirão Preto
SANTA FÉ	0	0	20	40,6	69,2	69,2	69,2	83	83																Araraquara
SANTA HELENA	0	0	0	38	38	38	38	38	38																Piracicaba
SÃO FRANCISCO	0	0	0	33	33	33	33	33	33																Americana
SÃO FRANCISCO - SE	3,5	3,5	3,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5																Ribeirão Preto
SÃO JOSÉ	0	0	50	50	50	50	50	50	50																Botucatu
SÃO LUIZ	0	0	2	4	6	6	6	6	6																Santa Cruz
SÃO MANOEL	0	0	0	0	20	20	60	60	60																Botucatu
SÃO MARTINHO	0	3	3	33	33	51	51	51	92																Ribeirão Preto
SERRA	8,5	8,5	8,5	42	42	42	42	42	42																São Carlos
TAMOIO	0	0	0	34	34	34	34	34	34																Araraquara
TANABI	0	0	0	42	42	42	42	42	42																São José do Rio Preto
UNIVALEM	0	0	0	60	60	60	60	60	60																Araçatuba
VERTENTE	2	2	2	27	27	27	27	27	27																São José do Rio Preto
VIRALCOOL (PITANGU	11	19	22	22	26	26	26	26	26																Barretos
VISTA ALEGRE	0	0	45	45	45	45	45	45	45																Sul Paulista

Fonte: RD - CPFL/2008

Considerado o mapa do sistema elétrico de transmissão da CPFL Paulista (Regiões Nordeste, Noroeste e Sudeste) (apresentado na Figura C.8), foi identificado o impacto das usinas no sistema elétrico da transmissão no ano de 2009, em regime de sobrecarga, em condição normal e em regime de sobrecarga em emergência. Foram identificadas nas seguintes linhas de transmissão (ver Figura C.9):

- Sobrecarga em condição normal
 - ⇒ LT 138 kV Caiçara – Iguape;
 - ⇒ LT 138 kV Araraquara – Piracicaba;
- Sobrecarga em emergência
 - ⇒ LT 138 kV Caiçara – Pirangi;
 - ⇒ LT 138 kV N. Aparecida – Viracopos;
 - ⇒ LT 138 kV N. Aparecida – Trevo.

O impacto das mesmas usinas no sistema elétrico da transmissão no ano de 2010, nas mesmas condições, resultou na avaliação de resultados mostrados na Figura C.10:

- Sobrecarga em condição normal
 - ⇒ LT 138 kV Franca – Pioneiros;
 - ⇒ LT 138 kV Caiçara – Iguapé;
 - ⇒ LT 138 kV Araraquara – Piracicaba;
- Sobrecarga em emergência
 - ⇒ LT 138 kV Barretos – Caiçara;
 - ⇒ LT 138 kV Caiçara – Pirangi;
 - ⇒ LT 138 kV Lins – Marília;
 - ⇒ LT 138 kV Laranjeiras – Iguapé;
 - ⇒ LT 138 kV N. Aparecida – Viracopos;
 - ⇒ LT 138 kV N. Aparecida – Trevo.

3.2.4. Resultados principais

As necessidades de obras no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista, com as datas de execução e os custos envolvidos são apresentadas na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Obras necessárias no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista

Obras	Data Necessidade	Custo (R\$ x 10 ³)
Duplicação da LT 138 kV Caiçara - Pirangi, 33 km, 336,4 MCM	Imediata	5.860
Recapacitação Parcial da LT 138 kV N. Aparecida - Trevo, 8 km, 336,4 MCM para 75°C	Imediata	990
Recapacitação Parcial da LT 138 kV N. Aparecida - Viracopos, 6 km, 336,4 MCM para 75°C	Imediata	743
Duplicação da LT 138 kV Iguapé - Humaitá, 28 km, 336,4 MCM	Imediata	6.655
Reconstrução Parcial da LT 138 kV Piracicaba - Araraquara, 9 km, 336,4 MCM para 795 MCM	2009	2.160
Construção da SE Sertãozinho Seccionadora 138 kV	2010	29.029
Construção da SE Viradouro Seccionadora 138 kV		29.029
Duplicação da LT 138 kV Caiçara - Humaitá, 55 km, 336,4 MCM		10.824
Instalação de Sistema de Teleproteção (Resp. CPFL)		6.500
Reconstrução da LT 138 kV Franca - Pioneiros, 54 km, 336,4 MCM para 636 MCM	2010	12.960
Recapacitação da LT 138 kV Lins - Marflia, 74 km, 477 MCM para 75°C	2010	9.158
Recapacitação da LT 138 kV Barretos - Caiçara, 54 km, 336,4 MCM para 75°C	2010	6.683
Duplicação da LT 138 kV Iguapé - Laranjeiras, 55 km, 336,4 MCM para 75°C	2010	7.883

Fonte: Divisão de empreendimentos – CPFL/2008 - custos modulares

Nas Figuras C.11 e C.12 é apresentado um exemplo com o unifilar de uma linha de transmissão na situação atual – LT 138 kV Caiçara – Iguapé e com a situação futura.

O estudo conclui com estimativa da necessidade de investimentos anuais (2008, 2009 e 2010) no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista, que são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Investimentos anuais no sistema elétrico da transmissão da CPFL Paulista

Investimento por ano - R\$ X 10 ³		
2008	2009	2010
14.248	2.160	112.066

Fonte: Divisão de empreendimentos – CPFL/2008 - custos modulares

Esses investimentos foram discutidos com a ANEEL, de forma a serem contemplados caso

as usinas tivessem sucesso no leilão. A dificuldade é o reconhecimento via fator X^1 , que não pode mudar dentro do ciclo, sendo que as obras só seriam confirmadas necessárias após o leilão. Entretanto, apenas 50% dessas obras foram executadas até agora, devido a não entrada de algumas usinas.

Os prazos de execução das obras envolvem a obtenção de licenças ambientais (LP, LI, LO); o prazo médio de execução esperado é de 2 a 2,5 anos.

3.3. Aplicação de técnicas de análise espacial para avaliação do potencial de produção de eletricidade

3.3.1. Escopo

O estudo apresenta metodologia baseada em Sistemas de Informações Geográficas (SIG) e análise espacial, e sua aplicação na avaliação do potencial de produção de eletricidade a partir da biomassa residual da cana de açúcar, tendo como foco o estado de São Paulo. O horizonte de avaliação do potencial foi 2015.

Foram avaliadas as áreas de expansão do cultivo da cana de açúcar, tendo por referência fatores condicionantes tais como uso da terra, aptidão do solo, propensão à erosão, fertilidade do solo, potencial de mecanização (sobretudo da colheita), disponibilidade de recursos hídricos e aptidão climática. O potencial de geração de excedentes foi calculado baseado na moagem estimada em diferentes usinas, com horizonte em 2015, considerando tecnologias comerciais de sistemas de cogeração a vapor. Na avaliação do potencial foram considerados como fatores restritivos o acesso a rede elétrica e a disponibilidade de água na região. A dissertação demonstra a importância do SIG no planejamento, sobretudo quando múltiplos fatores são considerados e suas características espaciais são relevantes na análise.

¹ Trata-se de redutor aplicado à tarifa com o objetivo de repassar os ganhos de produtividade ao consumidor final. Por exemplo, a tarifa de uma distribuidora de energia pode ser reajustada por um índice geral de preços (como o IGP-M), deduzindo-se um Fator X atribuível ao aumento da produtividade.

3.3.2. Metodologia

A metodologia permitiu a integração das variáveis relacionadas à expansão do setor; foi realizado o levantamento, sistematização e a construção da base de dados geográficos e a posterior análise dos resultados parciais e finais, através do uso de técnicas de análise espacial presentes nos Sistemas de Informação Geográfica (SIG).

3.3.3. Procedimentos

Foram identificadas as áreas próprias para a expansão do cultivo da cana de açúcar em São Paulo. Então foram identificadas as melhores oportunidades para o aproveitamento do bagaço para a geração de energia elétrica, considerando:

- As restrições relativas à aptidão das terras para a cana de açúcar;
- Restrições ambientais associadas à não disponibilidade de água ou existência de unidades de conservação e/ou de outros espaços protegidos;
- Dificuldades de acesso à rede elétrica.

A primeira etapa tratou do levantamento, sistematização e construção da base de dados geográficos para aplicação em SIG; na segunda etapa foi realizada a análise espacial dos dados e na terceira a modelagem cartográfica e avaliação multicriterial.

Os dados foram armazenados e organizados na *Geodatabase ArcCatalog*, existente no SIG *ArcGis*. Foram utilizados mapas que correspondem à fonte primária de informação:

- Mapa de plantio de cana de açúcar em 2006, elaborado a partir de imagens do satélite *Landsat-5* (RUDORFF et al., 2006);
- Mapas com áreas classificadas por níveis de necessidades de fertilizantes e corretivos, em função da necessidade de adoção de práticas conservacionistas e em função das possibilidades de mecanização (MAPA, 1979);
- Mapa de aptidão climática para cana de açúcar (IAC, 1979);
- Mapa demanda versus disponibilidade de água no estado de São Paulo (Secretaria do Meio Ambiente, 2006);

- Mapa de uso da terra no estado de São Paulo, elaborado a partir de imagens do satélite *Modis* (SHIMABUKURO et al., 2007);
- Mapa de acessibilidade à rede elétrica no estado de São Paulo, com identificação de linhas de transmissão em diferentes níveis de tensão e localização de subestações (CTEEP, 1999).

O conjunto de mapas foi completado com informações de posicionamento geográfico das usinas de açúcar e álcool no estado de São Paulo (CTC, 2007), e com os dados de moagem de cana de açúcar nas usinas de São Paulo na safra 2006-2007 (i.e., moagem em 2006) (UDOP, 2007). O mapa resultante é o mapa das áreas aptas segundo as restrições ambientais, que corresponde à indicação das áreas adequadas ao plantio da cana. No caso dessas áreas ainda não estarem ocupadas com cana, são consideradas como áreas aptas à expansão.

A localização das unidades industriais foi disponibilizada pelo CTC (Centro de Tecnologia Canavieira), para as 162 usinas de açúcar e álcool então existentes no estado de São Paulo, além de 32 novas usinas que estavam em diferentes estágios de construção.

Para cada uma das usinas foi feito o registro correspondente da moagem de cana na safra 2006-2007, da capacidade instalada de geração elétrica e da moagem de cana estimada em 2015. Os dados de moagem na safra 2006-2007 foram obtidos da UDOP (2007), e foram comparados com registros da UNICA (2007). Os dados de capacidade instalada de geração elétrica e expectativa de moagem em 2015 foram obtidos de Macedo et al. (2007). Não foi possível obter todas as informações necessárias para as 162 usinas cadastradas pelo CTC e que, supostamente, deveriam estar em operação. Por exemplo, dados de moagem na safra 2006-2007 foram obtidos para 127 usinas. Os dados de capacidade instalada de geração elétrica apresentados por Macedo et al. (2007) estão baseados no banco de dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), no banco de dados da COGENSP e em levantamento feito por pesquisadores envolvidos no projeto em questão.

A capacidade instalada de geração de eletricidade a partir da biomassa residual da cana de açúcar, no estado de São Paulo, foi estimada em 1.581 MW, em 125 usinas; em mais cinco usinas que estavam, em 2007, em fase adiantada de instalação a capacidade instalada somava 109 MW,

totalizando 1.690 MW no estado. A distribuição das capacidades instaladas em 130 usinas (14 usinas não têm registro de capacidade) era: 84 usinas têm capacidade instalada até 10 MW, 34 usinas capacidade instalada estimada entre 10 e 30 MW, enquanto 12 usinas têm capacidade instalada superior a 30 MW.

Foi elaborado o mapa “Acessibilidade à rede energética” a partir do mapa do sistema elétrico do estado de São Paulo, que tem informações de redes, subestações, usinas hidrelétricas e usinas termelétricas no ano de 2004. O mapa foi elaborado pela CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) em conjunto com a EPTE (Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica). Foram utilizadas apenas as informações relativas às linhas de transmissão de 69, 88 e 138 kV.

3.3.4. Principais resultados

Áreas adequadas ao cultivo da cana de açúcar

A melhor situação corresponde às regiões nas quais as necessidades (de fertilizantes, a necessidade de corte manual pela topografia, por exemplo) são baixas (ver Figura 3.5).

Disponibilidade de água também é fator importante (ver Figura 3.6).

Os resultados obtidos são detalhados no Anexo B, com a indicação das áreas mais adequadas para a expansão.

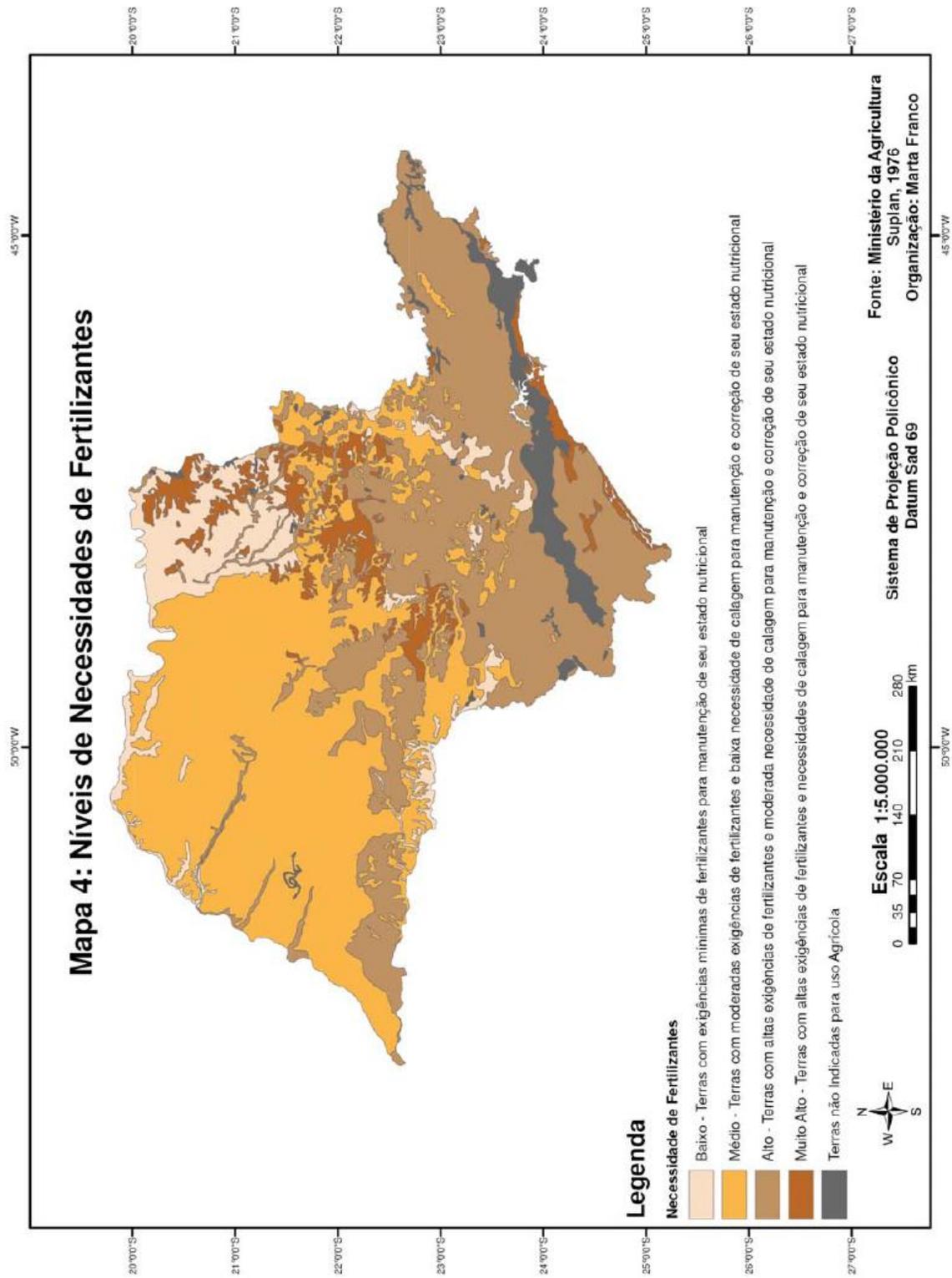


Figura 3.5 - Níveis de necessidade de fertilizantes (Mapa 4) (FRANCO, 2008)

3.4. Comparação entre os trabalhos

Os três trabalhos tiveram como objetivo principal avaliar o potencial e restrições para a produção de eletricidade a partir da biomassa da cana de açúcar no horizonte de 2015. O trabalho da ONS NT-008/2008 destacou mais os fatores técnicos e econômicos para o acesso dos possíveis empreendimentos (usinas) no sistema elétrico do estado de São Paulo, e o trabalho RD da CPFL destacou mais os empreendimentos na sua área de concessão e seus impactos no acesso ao seu sistema elétrico, bem como custos de investimentos, prazos e obras a serem realizadas. Já o trabalho de Franco, (2008), levou em consideração outros fatores restritivos, tais como o uso da terra, disponibilidade de recursos hídricos, etc., utilizando uma metodologia diferente para determinar os potenciais de produção de eletricidade e ressaltando que o acesso ao sistema elétrico seria o ponto mais crítico dessa análise.

Tendo em vista a perspectiva de expansão do setor sucroalcooleiro e a quantidade de agentes interessados em ofertar energia excedente nos leilões de energia de reserva – LER, bem como os impactos dessa expansão na rede de distribuição e transmissão das concessionárias ou permissionárias, os três estudos relatados servem como base para o capítulo a seguir.

Através de uma nova metodologia geográfica e espacial para localização dessas usinas, e com a estimativa dos potenciais das 175 usinas em operação, e mais 40 em projetos/expansão, foi feita nesta dissertação a avaliação das áreas com maior potencial de crescimento da cogeração, bem como das áreas com menores custos para conexão.

4 ESTIMATIVAS DO POTENCIAL DE EXCEDENTES NO SETOR SUCROALCOOLEIRO EM SÃO PAULO

O presente capítulo apresenta estimativas do potencial de sistemas de cogeração no estado de São Paulo, considerando os cenários de produção em 2015 e a aplicação de tecnologia comercial no setor de cana de açúcar.

Na avaliação do caso referências foi considerada a capacidade atual de produção no setor de cana de açúcar, dadas as usinas em operação e as usinas novas a serem instaladas. Para o horizonte 2015, foi estimado o aumento de produção no setor, e seu impacto no potencial de cogeração. Para o setor de cana de açúcar, a avaliação refere-se à capacidade e estimada de moagem em 2015.

4.1. Potencial de geração de excedentes

Os potenciais “práticos” de geração adicional foram estimados como sendo aqueles que poderiam ser efetivamente viabilizados até 2015 e, mais especificamente, na área de concessão da CPFL. Esses potenciais são avaliados a partir dos potenciais teóricos das tecnologias de geração sob análise, das ofertas de insumos e de restrições específicas das unidades produtoras (por exemplo, a área disponível para expansão e a obsolescência de equipamentos) no segmento industrial que é foco do estudo. No âmbito da cogeração, freqüentemente interessa ao planejador conhecer a capacidade possível a ser instalada e a energia possível de ser gerada nesses sistemas. Em função das hipóteses adotadas em sua determinação, o potencial de cogeração pode ser: termodinâmico, técnico, econômico, de mercado e prático.

O potencial termodinâmico implica uma capacidade que atenda a demanda total de calor mediante cogeração, independentemente de viabilidade tecnológica e econômica, correspondendo ao limite superior de capacidade instalável em sistemas de cogeração. O potencial técnico representa a parcela do potencial termodinâmico possível de ser aproveitada com os equipamentos ou tecnologia disponíveis no mercado, enquanto o potencial econômico é a parcela

do potencial técnico que apresenta viabilidade econômica na sua implantação. O potencial de mercado considera as reais intenções dos empreendedores e a sustentação financeira dos projetos, levando em conta os aspectos legais, normativos e financeiros; é uma fração do potencial econômico (NOGUEIRA, 1996). Ainda se usa por vezes o termo potencial “prático”, que inclui restrições adicionais às da tecnologia de conversão e econômicas como, por exemplo, a falta de áreas disponíveis para expansão.

4.1.1. Potenciais termodinâmicos

O potencial termodinâmico é definido em bases teóricas, independentemente da existência da tecnologia de conversão, e representa a quantidade máxima de energia a ser produzida.

É o potencial calculado considerando que toda a demanda de calor é atendida por sistemas de cogeração, independentemente de viabilidade tecnológica e correspondendo ao valor máximo que a cogeração pode aportar.

Uma metodologia direta para estimar o potencial termodinâmico pode ser baseada nos parâmetros α e β (NOGUEIRA, 1996); onde α e β podem ser calculados através das equações:

$$\alpha = \text{Energia Elétrica Consumida} \div \text{Calor Útil Consumido} = E_c \div Q_c \quad (\text{Equação 4.1})$$

$$\beta = \text{Energia Elétrica Produzida} \div \text{Calor Útil Produzido} = E_p \div Q_u \quad (\text{Equação 4.2})$$

Os valores de α dependem, exclusivamente, do perfil do processo produtivo, por exemplo, sendo mais elevados quanto mais energia elétrica se requeira por unidade de energia térmica; uma maneira expedita para a determinação de α é através dos dados de consumo específico de utilidades, convertidos para uma mesma base energética (Tabela 4.1).

Tabela 4.1 - Valores de α para alguns setores industriais

Setor Industrial	α
Açúcar e Alcool	0,11 a 0,09
Papel e Celulose	0,18 a 0,23
Têxtil	0,40 a 0,44
Petroquímica	0,21 a 0,25
Alimentos e Bebidas	0,05 a 0,10

Fonte: NOGUEIRA, 1996

Sendo uma função somente do sistema de cogeração, e permitindo a avaliação da produção de energia elétrica por unidade de calor útil, o parâmetro β depende da tecnologia e do rendimento do equipamento empregado para produção combinada de calor e potência, sem dependência do processo consumidor senão as condições de temperatura do calor rejeitado.

Tabela 4.2 - Faixas usuais de valores de β para sistemas de cogeração

Tipo de Ciclo	β
Turbinas a vapor de contrapressão	0,10 a 0,45
Turbina a gás	0,25 a 0,80
Motores diesel	0,50 a 1,60
Ciclos combinados	0,75 a 2,00

Fonte: NOGUEIRA, 1996

Conhecido os valores de α e β , é possível determinar as condições de operação médias de um sistema de cogeração em paridade térmica, ou seja, quando a produção de calor é ajustada à demanda, $Q_p = Q_u$, como costuma ocorrer na maioria dos casos. Assim quando β é maior do que α , a disponibilidade de energia elétrica é superior à demanda e há excedentes que poderão ser entregues à rede da concessionária. Por sua vez, se β for menor do que α , as necessidades de energia elétrica estão acima das disponibilidades do sistema de cogeração e, portanto, haverá necessidade de complementação com energia da concessionária. A expressão abaixo indica como, a partir da demanda térmica anual (Q_{anual}), é possível estimar a energia que se deve transacionar com a concessionária durante o mesmo período.

$$E_{\text{exced}} = Q_{\text{anual}} \times (\beta - \alpha) \quad \text{(Equação 4.3)}$$

Conhecida a energia cogerada anual, pode-se estimar a capacidade, adotando para cada caso o fator de capacidade, FC, correspondente.

$$\dot{E}_{\text{exced}} = E_{\text{exced}} \div (8.760 \times FC) \quad \text{(MW)} \quad \text{(Equação 4.4)}$$

Logo a energia cogerada total em um determinado setor i pode ser dada por:

$$E_{total} = Q_i * \beta_i \quad (\text{Equação 4.5})$$

Na expressão acima, Q_i e β_i correspondem, respectivamente, ao calor útil demandado pelo setor i , em base anual, e à relação potencia/calor útil da tecnologia de cogeração considerada para esse setor. O potencial total será a soma dos potenciais setoriais:

$$E_{total} = \Sigma(Q_i * \beta_i) \quad (\text{Equação 4.6})$$

A seleção do valor a ser adotado para β_i depende do cenário tecnológico considerado e a estimativa do calor útil pode ser efetuada com base em dados do balanço energético, a partir da demanda de combustíveis para os fins térmicos em pauta e hipóteses complementares para eficiência na geração e uso convencionais de calor (NOGUEIRA, 1996).

4.1.2. Potenciais técnico e prático

Neste trabalho foi avaliado o potencial técnico, consideradas algumas restrições práticas. Para tanto é necessário conhecer informações sobre demandas e características dos sistemas de cogeração de empresas.

Os principais parâmetros são:

- Tecnologia usada no sistema de cogeração (e.g., pressão e nível de temperatura do vapor gerado), nível de temperatura de processo, demanda de energia elétrica ou mecânica, demanda térmica;
- A disponibilidade de biomassa (por exemplo, nas usinas processando cana, com recuperação da palha o potencial aumenta 25% ou 40%); restrições ambientais ou mesmo físicas podem limitar a área para expansão;
- O regime de operação do sistema (apenas na safra ou geração todo o ano);
- O auto consumo (energia elétrica, mecânica e térmica) da usina.

Com esses parâmetros é possível estimar a energia elétrica exportável (em kWh/t cana, por exemplo) nas usinas de cana. Algumas considerações adicionais foram introduzidas: em usinas com moagem abaixo de 1.500.000 tc/ano não se justifica o investimento em caldeiras de alta

pressão e sistemas de geração de alta capacidade, visto que a disponibilidade de biomassa é pequena. Nesses casos é mais interessante o investimento para a redução do consumo de vapor do que no aumento da pressão de caldeiras. Já para usinas com moagem acima de 1.500.000 tc/ano, as maiores disponibilidades de biomassa podem tornar atrativos investimentos em caldeiras de alta pressão e sistemas de geração de grande capacidade, além de investimentos na redução do consumo de vapor. Nesses casos a recuperação de palha também se torna interessante, aumentando o potencial de geração.

4.1.3. Potencial econômico

Para determinar este potencial, estudos econômicos devem ser realizados sobre a base de dados dos estudos de potencial técnico, determinando quais casos apresentam viabilidade ou interesse. Como os parâmetros econômicos são dinâmicos, uma análise de sensibilidade frente as suas variações poderá indicar como varia o potencial segundo o cenário considerado, sendo usual apresentarem-se avaliações para um cenário favorável (baixos custos de insumos, condições favoráveis de empréstimos, tarifas atraentes para venda de excedentes, etc.) e outra para um cenário pessimista (condições opostas). Para a maior parte das empresas, a taxa de retorno é uma boa medida de viabilidade e pode ser empregada para determinar a fração do potencial técnico que pode ser desenvolvido.

4.1.4. Potencial de mercado

A posição dos decisores é mais difícil de avaliar e requer uma pesquisa com prováveis cogeneradores para conhecer suas expectativas e planos em relação a sistemas de cogeração. Ainda quando as perspectivas econômicas são favoráveis, podem existir diversos fatores de desestímulo para a autoprodução, em grande parte no marco regulatório e/ou na ausência de mecanismos de financiamento. Além disso, a desinformação, o ambiente de incertezas e a necessidade de atuar em uma atividade não tradicional para o empresário geram uma atitude desfavorável.

Como se sabe, é vital o papel que desempenham as concessionárias para efetivar o potencial de cogeração. A maioria das questões que se levantam para determinar o grau de

estimulo que existe para a cogeração depende das normas legais e da atitude das empresas de energia.

4.2. Identificação das capacidades de produção de energia elétrica já instaladas no setor em 2010

As capacidades instaladas de geração de energia elétrica em 2010 foram investigadas no setor de cana de açúcar. O resumo a seguir foi preparado a partir dos resultados apresentados nos relatórios do projeto P&D138 (CPFL – NIPE, EFEI, UNICAMP).

A cogeração de energia elétrica poderá ter papel importante na expansão do parque gerador brasileiro. Diversas novas unidades estão em fase de planejamento e projeto, e algumas estão em implantação, agregando mais energia ao sistema elétrico. Como comentado anteriormente, o estado de São Paulo é o maior produtor de açúcar e álcool do país, e a moagem de cana nas usinas paulistas vem crescendo nas últimas safras, como mostra a Figura 4.1.



Figura 4.1- Evolução de moagem de cana de açúcar nas usinas paulistas (UNICA, 2009/CONAB, 2010)

A geração de energia elétrica nas indústrias de processamento da cana de açúcar tem sido

estudada no Brasil e exterior. No Brasil o assunto é de grande relevância pela dimensão do setor: a cana já representava, em 2006, mais de 14% da energia primária do Brasil; o crescimento previsto somente com projetos já iniciados (expansões de usinas existentes e 87 novas usinas, até 2012) trará o processamento da cana de 425 Mt anuais (2006) para 728 Mt anuais (2012). As projeções indicam que entre 2020 e 2025 a indústria processará mais de 1 bilhão de t de cana anualmente (UNICA; COGEN, 2007).

A safra 2008/2009 de cana de açúcar, de 568,9 Mt em área plantada de 8,5 Mha (incluindo a área em produção, em formação, muda e bisada), foi recorde. O estado de São Paulo foi responsável por 68,6% da moagem de cana da região Centro-Sul (CONAB, 2010).

O potencial de geração de eletricidade para exportação ao SIN, nas usinas, foi avaliado pela COGENSP (2010) como sendo:

- Safra 2010/2011² - para moagem no Brasil de 620 Mt, e em São Paulo de 353 Mt, o potencial teórico com uso do bagaço mais palha (75% de bagaço mais 20% de palha³) para o Brasil, seria de 11.975 MW e, em São Paulo, de 6.826 MW; já o potencial de mercado⁴ seria de 6.715 MW para o Brasil e 3.080 MW para São Paulo;

A eletricidade gerada a partir do bagaço da cana de açúcar cada vez mais se destaca como importante produto das usinas. Em 2008, cerca de 30 usinas negociaram 544 MW médios para a venda anual, durante 15 anos. O faturamento anual é estimado em US\$ 389,6 milhões.

A geração de eletricidade vinculada à produção de etanol e açúcar tem condições de representar papel estratégico na expansão do sistema elétrico nacional. Ela é fortemente complementar à hidroeletricidade, permite a distribuição próxima aos centros de consumo e traz importantes benefícios ambientais e socioeconômicos. A complementaridade em relação ao

² Projeção Safras:UNICA/COGENSP considerando expansão na produção de etanol

³ Parâmetros considerados: 1t de cana = 250kg de bagaço/204kg de palha e pontas;1t de bagaço gera 342,4kWh para exportação e 1t de palha gera 500kWh para exportação (Caldeira 65bar, Fator de Capacidade = 0,5)

⁴ Até 2010 foi considerada a energia comercializada nos Leilões de Energia no Ambiente de Contratação Regulado, em 2011 foi considerado um incremento de 1600MW, e a partir de 2012 incremento de 2000MW por ano.

parque hídrico é decorrente da geração exatamente nos meses mais secos do ano. Em 2008, a energia natural afluyente (ENA) foi de 80 a 90 GWmed de janeiro a março, caindo para 30 a 40 GWmed de junho a novembro, enquanto a moagem da cana no Centro-Sul fica acima de 80% da sua máxima capacidade de maio a setembro. Esta complementaridade se torna uma margem de segurança para o SIN (Sistema Interligado Nacional), pois a cada 1.000 MWmed no período de abril a outubro, há um ganho de armazenamento de 4% EAR máximo (energia armazenada) no SE/CO e evita R\$ 25 milhões em ESS (Encargos de Serviços do Sistema devido a operação das térmicas) (SILVESTRIN, 2009).

Ressalte-se que o potencial de produção de eletricidade com biomassa residual da cana, até 2020, é de quase 15.000 MWmed ao ano, ou 15% da demanda do país (CASTRO, 2010).

O potencial de geração de bioeletricidade é função da safra de cana de açúcar, e da tecnologia adotada, o que determina a eficiência da conversão da biomassa em energia elétrica. Tradicionalmente as usinas utilizam ciclos a vapor de contrapressão, capazes de garantir apenas o auto suprimento energético da usina. Contudo, mesmo com essa configuração, algumas modificações, dentre as quais se destaca a utilização de caldeiras com maior pressão, permitem atingir um nível de eficiência energético considerável, com a geração de algo em torno de 40 kWh por tonelada de cana processada (CORRÊA NETO e RAMÓN, 2002).

A tecnologia que hoje é adotada em vários projetos *greenfield* (construção de usinas novas, partindo do zero) é a tecnologia de ciclo a vapor de extração-condensação, que permite gerar significativos excedentes de energia elétrica a baixos custos. Essa tecnologia é capaz de produzir até 96 kWh por tonelada de cana processada, dos quais cerca de 70 kWh podem ser exportados. Esses números têm como base apenas a utilização total do bagaço de cana; ao se adicionar o uso da palha não queimada no campo é possível gerar até 135 kWh por tonelada de cana processada (com até 40% de recuperação da palha). O custo de investimento nessa tecnologia é estimado em cerca de R\$ 3 mil por kW instalado (SOUZA, MACEDO, 2010).

A capacidade instalada para geração de energia elétrica tem crescido no setor, tanto em unidades existentes (ampliações) quanto em novas unidades. Há unidades de geração de energia em ampliação, há instalações novas em diferentes estágios de implantação, e há transformações

(por exemplo, produtores de aguardente iniciando a produção de cana). Há certa dificuldade na obtenção de informações mais precisas sobre algumas unidades; há casos nos quais a capacidade de moagem ainda é muito pequena, e não se justifica investigar os potenciais de geração elétrica. No entanto, a previsão de crescimento nesta dissertação foi feita para todos os empreendimentos para os quais havia informação (MACEDO, 2007; MACEDO, 2009).

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.3. Foram excluídos da Tabela os casos para os quais os dados não puderam ser comprovados.

Na Tabela 4.4 estão listados os casos sobre os quais não se tem maior informação, ou definição; o número de usinas (produtores de aguardente, usinas em fase final de construção, usinas construídas e não operando ainda, usinas em processo de fusão com outras unidades) é listado por EDR (Escritório de Desenvolvimento Rural); para essas unidades não há certeza sobre a consistência dos dados e tampouco há certeza de operação nos próximos anos.

Tabela 4.3 - Moagem por EDRs em São Paulo, na safra 2008/09 - localização e capacidade instalada

Item	EDRs	Moagem 2008/09 (10 ⁶)	Potência Instalada (MW)	Quantidade de usinas
1	EDR Andradina	13,16	328,60	10
2	EDR Araçatuba	14,02	134,04	8
3	EDR Araraquara	17,49	136,40	8
4	EDR Assis	16,95	198,26	9
5	EDR Avaré	1,86	8,40	4
6	EDR Barretos	33,21	283,36	12
7	EDR Bauru	2,59	20,60	2
8	EDR Botucatu	2,92	4,40	1
9	EDR Campinas	1,64	4,20	1
10	EDR Catanduva	23,55	264,00	8
11	EDR Dracena	6,86	26,90	5
12	EDR Fernandópolis	2,38	9,96	2
13	EDR Franca	4,82	7,90	2
14	EDR General Salgado	12,34	310,85	7
15	EDR Itapetininga	1,85	60,00	2
16	EDR Jaboticabal	12,84	93,80	5
17	EDR Jaú	27,33	171,98	11

18	EDR Limeira	15,56	194,51	9
19	EDR Lins	8,18	58,40	2
20	EDR Moji Mirim	3,78	24,35	3
21	EDR Orlândia	18,24	149,80	5
22	EDR Ourinhos	5,17	22,00	5
23	EDR Piracicaba	15,22	143,95	9
24	EDR Presidente Prudente	3,96	171,20	5
25	EDR Presidente Venceslau	3,65	80,20	3
26	EDR Ribeirão Preto	42,24	221,51	17
27	EDR São João da Boa Vista	6,89	83,30	4
28	EDR São José do Rio Preto	17,10	128,26	10
29	EDR Sorocaba	0,94	2,76	1
30	EDR Tupã	5,94	63,40	3
31	EDR Votuporanga	6,19	36,00	2
	Total geral	348,90	3.443,29	175

Fonte: Levantamento próprio (a partir da UNICA, 2010)

Cabe ressaltar que as EDRs que pertencem à região Nordeste do estado de São Paulo são as que têm maior capacidade instalada e maior potencial de geração de energia; entretanto são as EDRs da região Oeste do estado que têm um crescimento acentuado na moagem de cana.

As usinas em operação por municípios com as respectivas moagem na safra 2008-2009, são apresentadas na Tabela D.3.

Tabela 4.4 - Quantidades de usinas por EDRs a serem confirmadas (expansão, possível fusão)

EDRs	Usinas a Implantar
EDR Andradina	4
EDR Araçatuba	3
EDR Araraquara	1
EDR Assis	1
EDR Avaré	3
EDR Barretos	1
EDR Dracena	1
EDR Fernandópolis	5
EDR General Salgado	5
EDR Jales	1
EDR Lins	3
EDR Ourinhos	2
EDR Presidente Prudente	3
EDR Presidente Venceslau	1
EDR São João da Boa Vista	1
EDR São José do Rio Preto	3
EDR Tupã	1
EDR Votuporanga	1
Total geral	40

Fonte: Levantamento próprio (a partir da UNICA, 2010)

O mesmo comentário cabe para as usinas que estão em projetos, expansão ou haverá possível fusão; a expansão deverá ocorrer nas EDRs das regiões Nordeste e Noroeste do estado de São Paulo, que são apresentadas na Tabela D.4.

4.3. Avaliação do aumento de produção no setor em S. Paulo até 2015

O setor foi analisado com o objetivo de se identificar a esperada evolução da capacidade de produção, que poderá resultar aumento da capacidade instalada de cogeração. Quando possível, o aumento da capacidade de produção foi estimado para cada uma das instalações existentes que operaram em 2006, bem como a respeito da produção esperada em 2015 das novas unidades que entrarão em operação no período.

Para o setor de cana de açúcar, a avaliação feita refere-se à capacidade instalada (e estimada) de moagem em 2015, em cada unidade (existente ou em montagem).

A moagem real de cana de açúcar em 2009, no estado de São Paulo, foi compilada a partir de relatórios do setor (UNICA, 2009). Devido ao processo de expansão, há unidades de produção em ampliação, há instalações novas em diferentes estágios de implantação e há, também, transformações (por exemplo, produtores de aguardente iniciando a produção de etanol). Nos primeiros meses de 2007 foi preparada pela UNICA uma avaliação dos possíveis incrementos de moagem nas usinas existentes, até 2012. Em agosto de 2007 foi feita pela mesma associação uma nova avaliação, contemplando agora as unidades em estágio de estudos, projeto ou já em montagem. Algumas das usinas, já em operação inicial, ainda mantinham operações de montagem. Houve certa dificuldade em obter informações mais precisas sobre algumas unidades. Nesse caso, valores não são divulgados individualmente, por usina, mas foram usados para orientar as estimativas para 2015.

Para tanto, foram considerados os dados existentes, a evolução da moagem nas usinas nos últimos seis anos, a localização (com possibilidades de continuar crescendo), e a natureza da operação (por exemplo, pequenas unidades transformadas da produção de aguardente para etanol, e sem previsão de crescer mais até 2012, foram mantidas nesse mesmo nível; da mesma forma algumas grandes usinas em regiões já saturadas não deverão crescer mais, etc.).

Na Tabela 4.5 são apresentadas as informações obtidas para as usinas que já estão em operação (2008/09), agrupadas por EDR. Além da moagem efetiva em 2009, são apresentadas as capacidades de geração elétrica já instalada no final de 2009, informações sobre o início da produção ou o prazo final da ampliação, o estágio em (2009) no caso de projetos em estágio preliminar de viabilização, e a estimativa de moagem em 2015.

A moagem total na safra 2008-2009 foi igual a 346.293 mil toneladas, sendo que a estimativa de moagem em 2015 é de 394,04 milhões de toneladas, em 175 usinas. A capacidade instalada de geração elétrica foi estimada em 3.443,29 MW. A relação das usinas é apresentada na Tabela D.3 (MACEDO, 2007; MACEDO, 2009).

Tabela 4.5 - Usinas no estado de São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização por EDRs, previsão da moagem em 2015 e potência instalada

Item	EDR	Moagem 2008/09 (10 ⁶ t)	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potência Instalada (MW)	Quantidade de usinas
1	EDR Andradina	13,16	24,51	328,60	10
2	EDR Araçatuba	14,02	14,35	134,04	8
3	EDR Araraquara	17,49	17,49	136,40	8
4	EDR Assis	16,95	18,84	198,26	9
5	EDR Avaré	1,86	2,78	8,40	4
6	EDR Barretos	33,21	35,79	283,36	12
7	EDR Bauru	2,59	2,83	20,60	2
8	EDR Botucatu	2,92	3,50	4,40	1
9	EDR Campinas	1,64	1,64	4,20	1
10	EDR Catanduva	23,55	23,81	264,00	8
11	EDR Dracena	6,86	8,90	26,90	5
12	EDR Fernandópolis	2,38	3,80	9,96	2
13	EDR Franca	4,82	5,00	7,90	2
14	EDR General Salgado	12,34	14,08	310,85	7
15	EDR Itapetininga	1,85	1,36	60,00	2
16	EDR Jaboticabal	12,84	13,06	93,80	5
17	EDR Jaú	27,33	26,85	171,98	11
18	EDR Limeira	15,56	15,65	194,51	9
19	EDR Lins	8,18	8,18	58,40	2
20	EDR Moji Mirim	3,78	3,79	24,35	3
21	EDR Orlândia	18,24	19,28	149,80	5
22	EDR Ourinhos	5,17	6,51	22,00	5
23	EDR Piracicaba	15,22	15,32	143,95	9
24	EDR Presidente Prudente	3,96	12,80	171,20	5
25	EDR Presidente Venceslau	3,65	4,05	80,20	3
26	EDR Ribeirão Preto	42,24	44,92	221,51	17
27	EDR São João da Boa Vista	6,89	7,46	83,30	4
28	EDR São José do Rio Preto	17,10	21,26	128,26	10
29	EDR Sorocaba	0,94	1,00	2,76	1
30	EDR Tupã	5,94	8,65	63,40	3
31	EDR Votuporanga	6,19	6,61	36,00	2
	Total geral	348,90	394,04	3.443,29	175

Fonte: Levantamento próprio

Na Tabela 4.6 são apresentadas as estimativas para as usinas novas (i.e., unidades cuja construção está em fase de estudos, projeto ou mesmo já em montagem). Os dados apresentados na Tabela 4.6 correspondem a 40 novos empreendimentos, totalizando em 2015, 215 instalações industriais no estado. Confirmadas as estimativas, a moagem total no estado chegaria a 400 milhões de toneladas de cana⁵.

⁵ A estimativa apresentada no Relatório da Etapa 2.1 (PD 138-CPFL) foi de 387 milhões de toneladas de cana em 2012.

Tabela 4.6 - EDRs com usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo⁶

Item	Usinas	Município	Início Prod ou Ampliação	Estágio	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potencial Prático		EDR
						Potência Média (MW)	Energia (GWh)	
1	Açúcar Guarani III	Pedranópolis	2010					EDR Fernandópolis
2	Açucareira VO - JB	José Bonifácio		M	2,80	52,17	381,92	EDR São José do Rio Preto
3	Albertina III	Pirapozinho → Sandovalina	2009	M	1,30	24,22	177,32	EDR Presidente Prudente
4	Aralco II	Buritama	2010					EDR General Salgado
5	Aralco III	Buritama	2010					EDR General Salgado
6	Caete - Dracena	Paulicéia		P	2,00	37,27	272,80	EDR Dracena
7	Camilo Ferrari	Tambaú						EDR São João da Boa Vista
8	Catanduva II	José Bonifácio	2010					EDR São José do Rio Preto
9	CFM Pontes	Pontes Gestal	2010					EDR Votuporanga
10	Clealco III	Rinópolis		P	2,00	37,27	272,80	EDR Tupã
11	Colombo III	Santa Albertina	2009	P	1,50	27,95	204,60	EDR Jales
12	Conquista do Pontal	Mirante do Paranapanema		M	2,50	46,58	341,00	EDR Presidente Venceslau
13	Continental	Colômbia	2010					EDR Barretos
14	Córrego Azul	Promissão		M	0,15	2,80	20,46	EDR Lins
15	DAMHA	Itapura		P	2,00	37,27	272,80	EDR Andradina
16	Destialcool	Barbosa		M	0,50	9,32	68,20	EDR Araçatuba
17	Diana-Bartira	Martinópolis	2010					EDR Presidente Prudente
18	EMA (JP)	Santo Antonio do Aracanguá	2009	P	1,50	27,95	204,60	EDR General Salgado
19	Equipav II	Brejo Alegre			4,00	74,54	545,60	EDR Araçatuba
20	Everest	Penápolis		M	1,50	27,95	204,60	EDR Araçatuba
21	Figueira	Buritama		P	2,00	37,27	272,80	EDR General Salgado
22	Guarani - Marinheiro	Pedranópolis		P	2,50	46,58	341,00	EDR Fernandópolis
23	Indiaporã (Moema)	Indiaporã	2009	P	2,50	46,58	341,00	EDR Fernandópolis
24	Irmãos Mello	Ribeirão do Sul						EDR Ourinhos
25	Jacarezinho	Valparaíso	2010					EDR Andradina
26	Lins	Lins	2010					EDR Lins
27	Meridiano	Meridiano		p	1,80	33,54	245,52	EDR Fernandópolis
28	Nova Era	Ibaté		M	0,50	9,32	68,20	EDR Araraquara
29	Ouro Verde	Canitar						EDR Ourinhos
30	Paisagem	Auriflama		P	2,00	37,27	272,80	EDR General Salgado
31	Palmital	Palmital		E				EDR Assis
32	Paranapanema	Narandiba	2010					EDR Presidente Prudente
33	Petribu II	Tanabi	2010					EDR São José do Rio Preto
34	Petribu III	Meridiano	2010					EDR Fernandópolis
35	Rio Pardo (URP)	Cerqueira César		P	2,00	37,27	272,80	EDR Avaré
36	S. José Estiva II	Pongai		P				EDR Lins
37	Santa Adélia II	Pereira Barreto	2010					EDR Andradina
38	Sta Maria Aguardente	Manduri		E				EDR Avaré
39	Usina Sopesa	Suzanópolis	2010					EDR Andradina
40	Vale Verde Taquaritub	Taquarituba		P	2,30	42,86	313,72	EDR Avaré
					37,35	695,98	5.094,54	

Fonte: Levantamento próprio

⁶ Nota: Estágio: E- Em estudo P- Em projeto M - Em montagem

4.4. Determinação dos potenciais “práticos” de geração adicional: cenários, 2015

Foi estimado o potencial de cogeração que poderia ser efetivamente viabilizado até 2015 no estado de São Paulo e, mais especificamente, na área de concessão da CPFL. Esses potenciais são avaliados a partir dos potenciais teóricos das diversas tecnologias sob análise, das ofertas de insumos e os níveis de atividade produtiva.

Estimativas de Produção nas Safras

Safra 2015/2016 - Brasil 829 Mt e, em São Paulo, 431 Mt; potencial teórico com bagaço mais palha para o Brasil seria de 25.665 MW e, em São Paulo de 13.346, MW com 75% de bagaço mais 70% de palha; o potencial de mercado seria de 16.315 MW para o Brasil e 6.889 MW para São Paulo (COGENSP, 2010).

Considerando-se a área de concessão da CPFL, na qual se concentra a expressiva maioria das usinas do estado, com 4.956 MWmed, equivalente a 36.257 GWh de energia (2010), existem projetos de expansão que devem agregar potência igual a 284 MWmed equivalentes a 2.080 GWh de energia até 2015 (MACEDO, 2007; MACEDO, 2009). Essa nova capacidade de produção de eletricidade decorre do aperfeiçoamento e da redução das perdas nos sistemas já existentes, sempre considerando a adoção de tecnologias amplamente conhecidas.

Na seção 4.2 foi determinada a moagem real em 2009 para cada unidade existente no estado; na seção 4.3 foi avaliada a moagem de cana em 2012 e, com certas hipóteses adicionais, foi estimada a moagem em 2015.

A partir dos dados obtidos foi possível estabelecer também estimativas para a implantação de novas unidades, e suas respectivas moagens em 2015. Essas estimativas, apresentadas na seção 4.3, são conservadoras por considerar apenas unidades com projeto já em adiantado estado de maturação. As estimativas poderão ser modificadas em função da confirmação de novas unidades, e mesmo da desistência de outras.

Foram estabelecidos critérios de corte para definição dos limites dos potenciais teóricos. Alguns critérios são muito objetivos (como o tamanho da usina em 2015, e sua capacidade para

incluir a instalação de certas tecnologias em função da escala; ou a localização e limites para o crescimento) enquanto outros são mais subjetivos (a “história” do crescimento da usina, indicando sua disposição para grandes investimentos, por exemplo).

Foram atualizadas as informações sobre moagens previstas e sobre intenção de implementação de cogeração adicional no horizonte 2015; essa avaliação foi feita com 40 usinas. Os dados foram incluídos à base de dados, e adotadas as moagens previstas pelas usinas. O potencial de cogeração adicional para 2015 também foi incluído.

Na análise dos potenciais práticos alguns aspectos foram verificados quanto à tecnologia, e as configurações de interesse de sistemas de cogeração com ciclos de vapor (para usinas de açúcar e etanol) foram selecionadas. Nessa análise foram utilizadas as descrições apresentadas em uma tese (doutorado) desenvolvida no âmbito do projeto P&D138 (SEABRA, 2007):

- Tecnologia 01: Cogeração pura (com turbinas de contra-pressão), usando todo o bagaço, com geração de vapor a 22 bar (ver Figura C.14);
- Tecnologia 02: Cogeração pura (com turbinas de extração/contra-pressão), usando todo o bagaço, com geração de vapor a 65/90 bar (ver Figura C.15);
- Tecnologia 03: Cogeração usando o bagaço e 40% da palha, usando apenas 2/3 do bagaço; com turbinas de extração/condensação, e geração a 65/90 bar (ver Figura C.16);
- Tecnologia 04: Idem caso anterior, mas com a usina totalmente eletrificada (demanda de ~ 30-35 kWh/t cana) (sem turbinas de acionamento direto), e geração de vapor 65/90 bar (ver Figura C.17).

Todas as hipóteses feitas e os resultados obtidos são resumidos na Tabela D.5.

Embora a tecnologia 01 seja a predominante hoje, nas usinas a evolução para as demais tecnologias está ocorrendo rapidamente. A única restrição em maior escala é o uso da palha até 40%.

Praticamente todas as novas encomendas de caldeiras (desde 2006) já são feitas para pressão de 65 bar, ou acima; os fabricantes têm várias encomendas para 90 bar (e mesmo 100 bar) As turbinas de extração/condensação também já fazem parte das encomendas normais para os novos sistemas.

Com a redução do prazo para encerramento da queima de cana no estado (reduzido para

2017), em função de acordo com o governo do estado, firmado em 2007, o uso da palha adicionalmente disponível tem levado a experimentos em escala industrial; no momento, todos os experimentos são ainda voltados para geração adicional de energia elétrica. Como esperado, ainda não há sistemas comerciais disponíveis para hidrólise ou gasificação e, nos próximos anos, a geração de energia elétrica será a alternativa dominante.

A tecnologia empregada para recuperação da palha, decorrente da colheita mecânica da cana, resulta maior “impureza vegetal”, atingindo índices de 8% da cana (média de safra) a 13% (em situações extremas). A disponibilidade de palha nas usinas corresponde à elevação da disponibilidade de biomassa (bagaço) de cerca de 30-50%. Os sistemas de recuperação de palha, separação e limpeza nas usinas correspondem à evolução do sistema pioneiro da usina Quatá (mesa com estação de limpeza) (desenvolvido pelo CTC/CTA, Anhanguera Equipamentos) e, mais recentemente, à limpeza e separação direta em esteiras (sistema em desenvolvimento), (CTC, 2007).

Na Figura 4.2 é apresentada a evolução da geração elétrica a partir do bagaço de cana de açúcar, no Brasil, no período 1999-2008. Pode-se observar que a geração específica de energia elétrica tem crescido ao longo dos anos, com a mudança gradual das tecnologias de conversão, motivada pela necessidade interna (com eletrificação de equipamentos) e pela venda de energia.

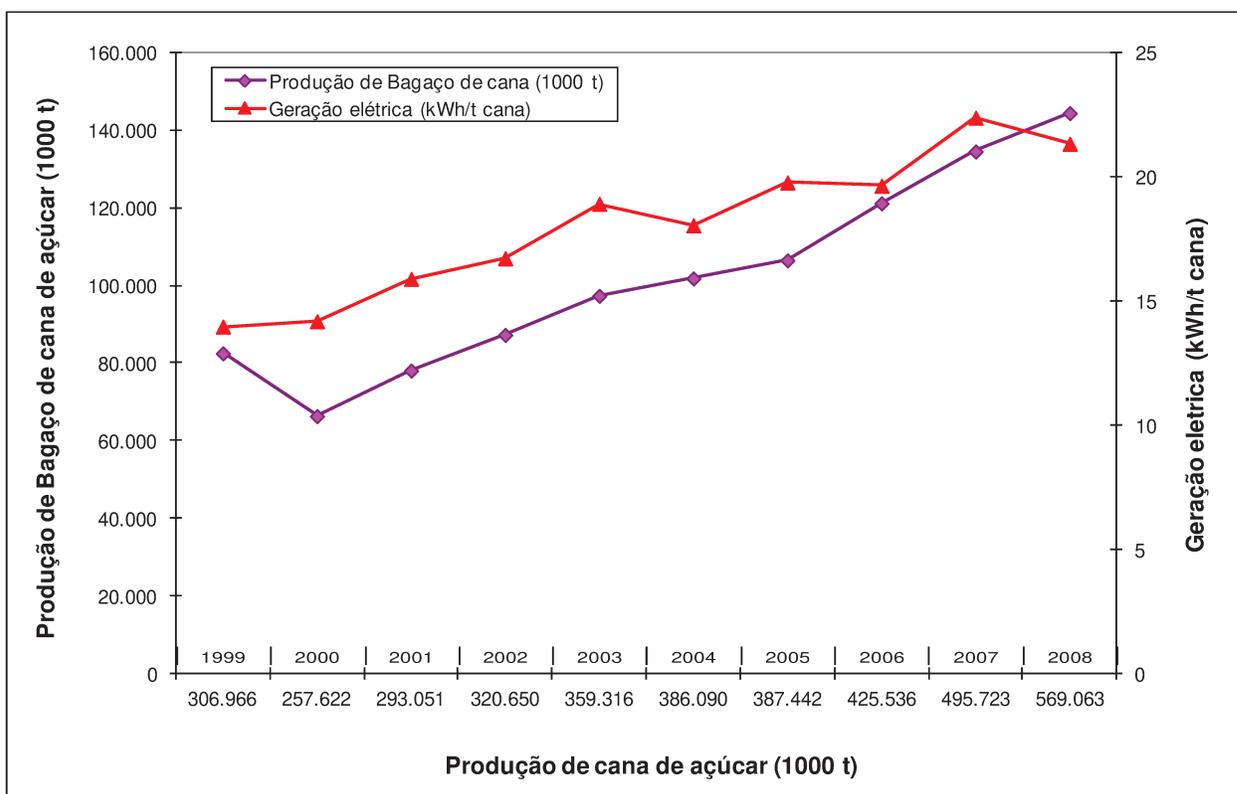


Figura 4.2 - Produção de bagaço de cana de açúcar e geração específica de eletricidade (kWh/t cana), entre 1999 e 2008 (Levantamento próprio (BEN 2008 - UNICA, 1999-2008))

Após a inserção dos valores atualizados (i.e., moagens e, quando disponíveis, geração elétrica planejada pela usina) nas respectivas tabelas, os cálculos de potenciais teóricos foram refeitos para as diversas tecnologias consideradas (ver resultados na Tabela D.5).

Os seguintes critérios foram adotados para a avaliação dos potenciais práticos:

- Como configuração de referência foi adotada a opção de cogeração com vapor gerado a 65 bar/480°C, com turbinas de extração-condensação, recuperação de 40% de palha e operação o ano todo (11 meses por ano);
- Esta configuração foi adotada para todas as usinas do estado de São Paulo, exceto aquelas que apresentam moagens projetadas inferiores a 1,5 Mtc/ano, para as quais não se espera investimentos em geração de eletricidade excedente por conta da escala reduzida. Eventualmente essa linha de corte pode ser alterada, dependendo da remuneração pela eletricidade excedente. Também não se espera que todas as usinas

operem, em 2015, com essa configuração; este é um panorama para 2020; mas como potencial deve ser considerado aqui;

- Para todas as usinas atualmente em instalação foi considerada a configuração apresentada acima, independente da moagem projetada.

Considerando esses critérios de corte, o potencial “prático” de geração de eletricidade estimado para o estado de São Paulo é apresentado nas Tabelas 4.7 e 4.8, abaixo e mapeados na Figura C.13.

Tabela 4.7 - Usinas em São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização por EDRs, previsão da moagem em 2015, potencial prático em 2015

Item	EDR	Moagem 2008/09 (10 ⁶ t)	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potência Instalada 2008/2009 (MW)	Potencial Prático	
					Potência Média na Safra (MW)	Energia (GWh)
1	EDR Andradina	13,16	24,51	328,60	456,68	3.342,87
2	EDR Araçatuba	14,02	14,35	134,04	251,41	1.837,49
3	EDR Araraquara	17,49	17,49	136,40	325,95	2.385,96
4	EDR Assis	16,95	18,84	198,26	326,99	2.389,25
5	EDR Avaré	1,86	2,78	8,40	42,72	311,03
6	EDR Barretos	33,21	35,79	283,36	666,88	4.881,57
7	EDR Bauru	2,59	2,83	20,60	52,67	385,58
8	EDR Botucatu	2,92	3,50	4,40	65,22	477,40
9	EDR Campinas	1,64	1,64	4,20	30,57	223,75
10	EDR Catanduva	23,55	23,81	264,00	443,66	3.247,55
11	EDR Dracena	6,86	8,90	26,90	165,81	1.213,76
12	EDR Fernandópolis	2,38	3,80	9,96	70,81	518,32
13	EDR Franca	4,82	5,00	7,90	93,17	682,00
14	EDR General Salgado	12,34	14,08	310,85	262,37	1.920,53
15	EDR Itapetininga	1,85	1,36	60,00	25,38	185,79
16	EDR Jaboticabal	12,84	13,06	93,80	231,20	1.690,23
17	EDR Jaú	27,33	26,85	171,98	492,11	3.600,78
18	EDR Limeira	15,56	15,65	194,51	271,37	1.982,82
19	EDR Lins	8,18	8,18	58,40	152,50	1.116,34
20	EDR Moji Mirim	3,78	3,79	24,35	65,95	481,96
21	EDR Orlandia	18,24	19,28	149,80	359,29	2.630,02
22	EDR Ourinhos	5,17	6,51	22,00	121,22	887,34

23	EDR Piracicaba	15,22	15,32	143,95	272,28	1.990,76
24	EDR Presidente Prudente	3,96	12,80	171,20	203,21	1.481,12
25	EDR Presidente Venceslau	3,65	4,05	80,20	75,47	552,44
26	EDR Ribeirão Preto	42,24	44,92	221,51	820,92	6.006,22
27	EDR São João da Boa Vista	6,89	7,46	83,30	124,19	906,41
28	EDR São José do Rio Preto	17,10	21,26	128,26	378,44	2.767,00
29	EDR Sorocaba	0,94	1,00	2,76	0,98	4,00
30	EDR Tupã	5,94	8,65	63,40	161,19	1.179,89
31	EDR Votuporanga	6,19	6,61	36,00	123,15	901,46
	Total geral	348,90	394,04	3.443,29	7.133,77	52.181,63

Fonte: Levantamento próprio (a partir da UNICA, 2010)

Tabela 4.8 - Usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo: estágio da implantação, data de início da operação, localização, e previsão da moagem e potencial prático em 2015

Item	EDR	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potência Média (MW)	Energia (GWh)
1	EDR Andradina	2,00	37,27	272,80
2	EDR Araçatuba	6,00	111,80	818,40
3	EDR Araraquara	0,50	9,32	68,20
4	EDR Avaré	4,30	80,13	586,52
5	EDR Dracena	2,00	37,27	272,80
6	EDR Fernandópolis	6,80	126,71	927,52
7	EDR General Salgado	5,50	102,49	750,20
8	EDR Jales	1,50	27,95	204,60
9	EDR Lins	0,15	2,80	20,46
10	EDR Presidente Prudente	1,30	24,22	177,32
11	EDR Presidente Venceslau	2,50	46,58	341,00
12	EDR São José do Rio Preto	2,80	52,17	381,92
13	EDR Tupã	2,00	37,27	272,80
	Total geral	37,35	695,98	5.094,54

Fonte: Levantamento próprio (a partir da UNICA, 2010)

A localização dessas usinas no estado de São Paulo, assim como nas áreas de concessão da CPFL, são apresentadas na Figura C.13.

5 PROCEDIMENTO DE ANÁLISE DE ACESSO ÀS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE UMA CONCESSIONÁRIA

5.1. Introdução

A conexão de centrais geradoras, de agentes importadores ou exportadores de energia e de outras distribuidoras, corresponde ao acesso aos sistemas de distribuição e deve atender ao PRODIST e às resoluções vigentes da ANEEL, além de observar as normas técnicas brasileiras e os padrões da distribuidora acessada.

A análise de uma situação real foi realizada como estudo de caso. Essa análise foi desenvolvida pela Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico do Departamento de Engenharia da CPFL, Departamento de Gestão de Ativos da Nordeste e o Departamento de Comercialização de Energia. O caso corresponde ao acesso da usina térmica “Destilaria Exemplo” às redes de distribuição de 138 kV da CPFL Paulista. O estudo de caso evidencia os aspectos legais, técnicos e econômicos do processo, e visa identificar os principais parâmetros a serem considerados em uma futura análise dentro do conjunto de opções de potenciais fornecedores para planejamento da introdução de cogeração.

A usina térmica “Destilaria Exemplo” foi escolhida por situar-se na região de maior número de usinas térmicas destilarias, ou seja, na região Nordeste do estado de São Paulo. Dentre as usinas dessa região, a unidade solicitou acesso às redes de distribuição (138 kV) da concessionária em 2007.

O estudo completo do caso é extenso, e é apresentado no relatório Conexão da “Usina Térmica Exemplo” sob o foco do PRODIST (Rev. 3 - Res. Normativa nº432/2011) (PRODIST, 2011).

Este capítulo apresenta o resumo dos procedimentos legais, análises técnicas e resultados, com indicação dos parâmetros principais de interesse.

5.2. Histórico

Em maio de 2008, a CPFL elaborou a informação de acesso contendo alternativas preliminares de conexão da UTE “Destilaria Exemplo”; em agosto de 2008, a “Destilaria Exemplo” enviou à CPFL o protocolo de cadastramento (ANEEL) como produtor independente de energia, e solicitou acesso ao sistema da CPFL Paulista; em setembro de 2008 o cliente enviou à CPFL os dados do empreendimento (apresentados no Anexo B).

5.3. Procedimentos de acesso

A autorização de acesso tem quatro etapas: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e emissão do parecer de acesso. São descritas a seguir.

5.3.1. Consulta de acesso

A consulta compreende apresentar informações técnicas e a indicação de um ponto de conexão de interesse. As informações técnicas foram fornecidas pelo responsável técnico da UTE “Destilaria Exemplo”, e complementadas pelo Anexo H (apresentado no Anexo E), para análise de viabilidade técnica definitiva de conexão ao sistema de 138 kV.

5.3.2. Informação de acesso

Foram fornecidas, pela CPFL, ao cliente as informações referentes à:

a) Classificação da atividade

No caso, autoprodutor de energia do setor sucroalcooleiro – A2.

b) Regra de participação financeira

Pela Resolução 068/2004 e 312/2008 (Res.068/2004, ANEEL), são de responsabilidade da central geradora o projeto e a implementação das suas instalações de uso exclusivo, das instalações que constituem o seu ponto de conexão e de algumas instalações associadas. Entre

elas, as instalações que constituem o ponto de conexão são transferidas à concessionária ou permissionária de distribuição acessada.

c) Definição do ponto de conexão

Conexão à barra de 138 kV da SE Caiçara, através de ramal 138 kV de aproximadamente 8,5 km, cabos 336,4 MCM *Linnnet*, circuito duplo, seguido do lançamento de segundo circuito na LT 138 kV Caiçara – Humaitá, cabos 336,4 MCM, com extensão de 27,5 km. O outro circuito do Ramal 138 kV do acessante se conectará à LT 138 kV Caiçara – Humaitá em simples derivação e estará normalmente aberta. Este ponto de conexão está a aproximadamente 6,5 km antes da derivação para a SE Pitangueiras e a 27,5 km da SE Caiçara (ver Figuras C.19 e C.20).

d) Custos de referência de SEs e LTs de AT e ET

A estimativa dos investimentos desse empreendimento de transmissão no período do estudo foi feita com base nos custos modulares de referência do setor elétrico (conforme documento da Eletrobrás de junho de 2004 - revisão dezembro de 2006).

Para a estimativa dos custos de construção de trechos de linhas de transmissão, foram utilizados os dados apresentados na Tabela 5.1 abaixo.

Tabela 5.1 - Orçamentos de linhas de transmissão⁷

Tensão (kV)	Estruturas	Tipo		Cabo Condutor (CAA)				Cabo Pára-Raios			CCI	Custo	
		Circuito	Fundação	Nº Cabo/Fase	Área		Código	Bitola (mm)	Código	Nº		10³US\$/km	10³R\$/km
					(AWG/MCM)	(mm²)							
138	AA	CD	G	2	336,4	170,55	LINNET	9.15	AÇO 3/8	2	III	121,4	381,0

Fonte: Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileira S/A – jun/2004

O módulo de infra-estrutura geral é escolhido em função da tensão mais alta da subestação (SE), seu porte na etapa final, do número de conjuntos de manobra, e seu arranjo de barras.

⁷Legenda: AAC - aço auto-portante convencional - CD - circuito duplo - C - fundação em concreto - CCI - configuração da cadeia de isoladores.

O módulo de infra-estrutura de manobra, é escolhido em função do número de conjuntos de manobra a serem implantados na SE, e dos respectivos níveis de tensão e arranjo de barras. O módulo de manobra, é escolhido por nível de tensão, por tipo de arranjo e por função.

Para a SE, os custos modulares utilizados são apresentados na Tabela 5.2, abaixo.

Tabela 5.2 - Módulo de manobra – Totais⁸

Tensão (kV)	Arranjo	EL	CT	IB	IBSD	EL	CT	IB	IBSD
		Valores em (10 ³ R\$)				Valores em (10 ³ US\$)			
138	BD	1.925	1.477	970		613	471	309	

Fonte: Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileira S/A – jun/2004

Para esse projeto, o arranjo utilizado foi BD4 – Arranjo barra dupla a 4 (quatro) chaves e EL – vão de entrada de linha.

Entretanto, a Resolução Homologatória ANEEL nº 758/2009, consolidou a metodologia adotada na obtenção de orçamentos de linhas de transmissão e de subestações com base no conceito de unidades modulares, bem como a metodologia de atualização, por meio de índices parametrizados, dos orçamentos usados para estimativa de investimento em instalações pelas concessionárias de transmissão de energia elétrica.

A resolução prevê que a parametrização de índices permite que o banco de preços, a partir de uma data base, seja atualizado em qualquer instante do tempo com boa aproximação dos valores praticados no mercado. O custo real em meados de 2011 é 20% maior do que os custos apresentados na tabela da Eletrobrás (ANEEL, 2011).

⁸ Legenda: EL - vão de entrada de linha - CT - vão de conexão de transformador - IB - vão de interligação de barra - CRL - vão de conexão de reator de linha - CRB - vão de conexão de reator de barra - CTA - vão de conexão de transformador de aterramento - CCP - vão de conexão do banco de capacitores paralelo.

e) Tarifas de uso aplicáveis

Foram estabelecidas de acordo com a Resolução Homologatória nº 795, de 7 de Abril de 2009 (Res.Homologatória, 795/2009), que homologa as tarifas de fornecimento de energia elétrica e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição – TUSD. Essa resolução estabelece a receita anual das instalações de conexão e fixa o valor anual da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE, referentes à Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL Paulista (ver Anexo B).

Para efeitos de análise de TUSD, as linhas de 138 kV são classificadas como linhas de distribuição.

Os acessantes dos sistemas de transmissão e de distribuição estão sujeitos ao pagamento de tarifas de uso desses sistemas, TUST para transmissão, e TUSD para a distribuição. Essa última tem dois componentes: tarifa encargo e tarifa fio.

Como forma de incentivo à geração, as Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs e os empreendimentos de geração que têm como base fontes alternativas de energia (solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada), e que tenham as mesmas características de PCH, ou seja, potência injetada no sistema menor ou igual a 30 MW, têm direito a pelo menos 50% de desconto nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, tarifa essa que é incidente na produção e no consumo da energia elétrica comercializada.

Outros incentivos relativos aos encargos setoriais são aplicados, tais como:

Reserva Global de Reversão – RGR, a ANEEL instituiu a cobrança de todas distribuidoras, e de determinadas geradoras, de 2,5% dos ativos fixos da empresa, todavia; esta tarifa não é aplicada ao PIE ou APE (somente a serviço público de energia);

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – visa promover a universalização e incentivar fontes alternativas de energia. Os consumidores autoprodutores são isentos deste encargo. As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica, devem investir a cada ano um mínimo de 1,0% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHs, projetos de

energia solar, eólica e biomassa estão isentos de tal exigência.

Um dos mecanismos regulatórios mais promissores para o desenvolvimento da cogeração com uso do bagaço de cana foi publicado através do Decreto nº 6.353, que regulamentou a contratação de reserva de capacidade pelas concessionárias de distribuição. A reserva de capacidade, que foi denominada como energia de reserva (ER) é destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

f) Responsabilidades do acessante

Fazer a solicitação de acesso dentro do prazo de validade da informação de acesso, com a documentação especificada. Os encargos de uso do sistema e de conexão, quando aplicáveis, são de responsabilidade do acessante.

g) Relação de estudos e documentos a serem apresentados pelo acessante

Estudo do fluxo de potência complementar, utilizando os casos do plano decenal da EPE, ciclo 2009-2018, com uso do programa ANAREDE do CEPEL (CEPEL, 2009, ANAREDE).

Estudos de transitórios eletromecânicos e estabilidade (para situações especificadas) devem ser feitos com uso do programa ANATEM do CEPEL (CEPEL, 2009, ANATEM).

Estudos de curto-circuito (especificados) devem ser feitos com uso do programa ANAFAS do CEPEL (CEPEL, 2009, ANAFAS).

h) Proteção

Os requisitos de proteção para a conexão no sistema de distribuição da alta tensão de 138 kV são descritos na Norma Técnica nº 4313 - Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da CPFL.

5.3.3. Solicitação de acesso

A solicitação de acesso é realizada com o requerimento formulado pelo acessante.

O Ato Autorizativo para a UTE “Destilaria Exemplo”, definida como autoprodutor independente de energia, foi confirmado pela ANEEL na Resolução Homologatória 81/2000; a Resolução Autorizativa 1.811/2009 transferiu a titularidade da autorização para as empresas do grupo integrante do “Consórcio Exemplo”, bem como autorizou o consórcio a comercializar o excedente da energia produzida.

O Ministério das Minas e Energia, através da Portaria 184/2009, autorizou o Consórcio Exemplo a ampliar a capacidade instalada da UTE “Destilaria Exemplo” para 33 MW, com garantia física de energia de 20 MW médios, e a comercializar o excedente da energia produzida.

5.3.4. Parecer de acesso

O parecer define as condições de acesso, tais como o ponto de conexão e o uso do sistema de distribuição, e os requisitos técnicos (ampliações, reforços e adequações) necessárias ao sistema da distribuidora, que permitam a conexão das instalações do acessante.

i) Critérios de planejamento

O parecer está baseado em critérios de planejamento consolidados pelo Grupo de Trabalho de Dados, Critérios e Metodologia (GTDC), e também atende às "Orientações Técnicas de Planejamento", estabelecidas pelo Departamento de Engenharia e Planejamento da CPFL Energia (DEE), bem como aos requisitos da Norma Técnica 4313 "Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da CPFL".

Também se aplica o disposto no módulo 3 dos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Acesso aos sistemas de distribuição – ANEEL, e a Cartilha de acesso do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a Resolução ANEEL 281 de 1999 com suas respectivas alterações, a Lei Federal 10.848 e o Decreto 5.163, ambos de 2004.

Como referência para estudos de fluxo de potência das instalações de suprimento para a CPFL em fronteira com a rede básica e demais instalações de transmissão (DITs), adota-se a configuração do Sistema Interligado Nacional dos casos base da EPE, referentes ao ciclo decenal 2009/2018 (PESE 2009-2018) (ver Figura C.20).

Para as análises de curto circuito é utilizado o programa ANAFAS do CEPEL (CEPEL, 2009, ANAFAS), com os casos base mais atuais para os anos 2009 e 2013 disponibilizados pelo ONS.

Para os regimes de carga pesada e média, são consideradas as demandas máximas anuais coincidentes de subestações para os períodos de ponta e fora de ponta, respectivamente; para o regime de carga leve, utiliza-se a demanda mínima coincidente registrada nas regiões da área de concessão (a respeito, ver Figuras C.21 e C.22).

Foram utilizados os parâmetros de linhas de transmissão de 138 kV da CPFL conforme apresentado na Figura C.30.

j) Classificação da atividade

Conforme item 5.3.2 (a) - Autoprodutor de energia do setor sucroalcooleiro – A2.

k) Ponto de conexão de acordo com o critério de menor custo global: alternativas de conexão, estimativas de custo, conclusões e justificativas

A conexão e o arranjo da subestação da UTE “Destilaria Exemplo” estão de acordo com o critério de menor custo global (critérios para análise econômica das alternativas) e de acordo com o item 5.3.2 (c) e (d) e Norma Técnica - NT 4313 “Conexão aos sistemas elétricos de subtransmissão da CPFL” (06/08/2008).

Esta interligação será do tipo “entra-e-sai” (ver Figura C.23).

l) Alternativas de conexão avaliadas pela acessada, acompanhadas das estimativas de menores custos

Das alternativas apresentadas anteriormente ao acessante, a alternativa escolhida foi a alternativa 1A (ver Figura C.24). Os custos apresentados foram: **Alternativa 1** - R\$ 9.070 (mil), **Alternativa 2** - R\$ 10.400 (mil) e **Alternativa 1A** - R\$ 3.090 (mil) de responsabilidade da CPFL e R\$ 5.000 (mil) de responsabilidade do acessante - totalizando R\$ 8.090 (mil) (ver Tabela D.6).

m) Característica do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão

São as mesmas apresentadas na seção 5.3.2 (c), quando da apresentação de informações de

acesso, acrescidas de uma variante: a Alternativa 1A (ver Figura C.24) com a inclusão de uma chave seccionadora de linha.

n) Análise de planejamento

1. Período da safra⁹ (ponta)

Foi analisado o período 2009–2013 para dois patamares de carga: pesada e leve¹⁰.

Considerou-se a operação em **condição normal**¹¹ (sistema operando fechado, sem restrições) ou em **emergência**¹² (com alguma LT, trecho, disjuntor aberto ou fora de operação). Utilizaram-se os casos base do estudo RDEEP2007-541_rev02 Conexão das usinas térmicas no tronco 138 kV Caiçara – Humaitá – Iguapé – dezembro 2007 - RDEEP2008-207 Parecer de acesso UTE Destilaria Exemplo_rev02 - Novembro/2008 (RDEEP2007-541_rev02 e RDEEP2008-207).

2. Período fora da safra¹³ (fora de ponta)

Foi analisado o período 2009–2013 para dois patamares de carga: pesada e média; considerou-se operação em condição normal ou em emergência, utilizando os casos base do PESE 2009–2018 (RDEEP2007-541_rev02 e RDEEP2008-207).

Para todas as usinas térmicas, à exceção da UTE Santa Elisa, que também gera e exporta no período fora da safra, foram consideradas demandas (carga) de 3 MW + j1 MVAr.

⁹ Período da Safra: Maio a Novembro

¹⁰ Patamares de carga: Leve (segunda a sábado – 00:01 às 07:00) e (domingo – 00:01 às 17:00 e 22:01 às 24:00); Pesado (segunda a sábado – 18:01 às 21:00) e (domingo – não há) – (365 curvas diárias do ano individualizada de cada SE. Escolhe-se a média individualizada de cada SE

¹¹ Através do **Módulo 8 – Procedimentos da Distribuição – Qualidade do Produto** - Operação em **condição Normal** – Construção com cabo 336,4 MCM, temperatura de projeto 50°C, capacidade de corrente - 460 A e potência 101MVA;

¹² Operação em **Emergência** – Temperatura de projeto 75°C, capacidade de corrente - 600 A e potência 144 MVA.

¹³ Fora da safra: Dezembro a abril

- **Procedimentos de análise**

1. Período da safra (ponta)

Em condição normal de operação (carga pesada e leve), utilizaram-se os valores de demanda registrada através da média individualizada de cada SE, com carga ativa (MW) e geração (MW) obtidas através de contratos de exportação e previsão de geração. A partir desses dados, com o programa ANAREDE, foi calculado o fluxo de potência do sistema, obtendo os valores de tensão por barra (ver Figura C.25).

Para as subestações, os valores obtidos (ver Tabelas D.8 a D.13 – no Anexo D) foram comparados com os valores de limites de tensão (tensão nominal de operação) definidos no módulo 8 do Prodist (ver Tabela D.7).

Já para os trechos de linhas de transmissão, os valores obtidos através da simulação do fluxo de potência foram comparados com os valores limites de carregamento à temperatura de projeto de 50°C para o cabo a ser utilizado na conexão (# 336,4 MCM), que são de 460 A e 101 MVA – Tabelas D.14 e D.15.

Em condição de operação em emergência (carga pesada e leve), para os trechos de linhas de transmissão, os valores obtidos foram comparados com os valores limites de carregamento à temperatura de projeto de 75°C para o cabo a ser utilizado na conexão (# 336,4 MCM), que são de 600 A e 144 MVA (ver Tabelas D.16 e D.17).

2. Período fora da Safra (fora de ponta)

Em condição normal de operação e emergências, foram simulados 15 casos para carga pesada e média, sendo que os valores obtidos de tensão nas barras foram comparados com os valores limites do módulo 8 do Prodist (ver Tabelas D.18 e D.19). Nesse período há uma grande preocupação com a tensão, pois não há geração elétrica a partir da biomassa.

Foram consideradas três configurações:

- (1) UTE “Destilaria Exemplo” seccionando a LT 138 kV Caiçara – Humaitá (ver Figura C.26);
- (2) Idem, mas com chave seccionadora de linha no seccionamento para a UTE “Destilaria Exemplo” (“em TAP”) (ver Figura C.27);
- (3) Ibidem, mas com chave seccionadora de linha na linha tronco (“em TAP2”) (ver Figura C.28).

O objetivo da introdução das chaves seccionadoras de linha foi verificar o ganho de tensão e perdas, em relação à configuração original (1), operando o sistema com a chave seccionadora aberta no período da safra e fechada no período fora da safra.

Para as configurações 2 (com chave no seccionamento para UTE “Exemplo”) e 3 (chave no seccionamento da linha tronco), simularam-se 15 casos em condição normal de operação e emergência na carga média, e a mesma análise foi feita com os valores limites do módulo 8 do Prodist (ver Tabelas D.20 e D.21).

5.3.5. Síntese dos resultados

o) Período da safra - Condição normal de operação

- Para carga pesada, os resultados indicam desempenho satisfatório do sistema;
- Para carga leve, verificou-se sobrecarga na LT 138 kV Humaitá – Iguapé.

p) Período da safra – Emergências

- Para ambos os patamares de carga, os resultados indicam desempenho satisfatório do sistema.

q) Período fora da safra

- Foram verificadas restrições de tensão na região estudada, tanto para a carga pesada quanto para carga média. Para carga pesada, a partir de 2010 e, para carga média, a partir de 2009;
- Em carga média, o perfil de tensão é mais restritivo do que em carga pesada;

- A inserção da chave seccionadora de linha não alterou o desempenho do tronco Caiçara – Humaitá – Iguapé;
- A inserção da chave seccionadora de linha reduziu marginalmente as perdas ao longo do tronco Caiçara – Humaitá – Iguapé;
- Em relação ao carregamento no tronco Caiçara – Humaitá – Iguapé, o sistema obteve desempenho satisfatório para todas as situações analisadas.

As restrições verificadas nos casos de fluxo de potência, para os períodos de safra e fora da safra, foram analisadas pela Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico (DEEP), da CPFL, com o objetivo de recomendar obras de reforço para eliminar os problemas previstos. O correspondente documento oficial da CPFL denomina-se PESE (Plano de Expansão do Sistema Elétrico).

A conexão da UTE “Destilaria Exemplo” deverá ser realizada conforme descrição a seguir: Conexão no sistema de 138 kV através do seccionamento do atual circuito da LT 138 kV Caiçara – Humaitá, sem a instalação de chave seccionadora de linha. Construção de um ramal com aproximadamente 10 km de extensão, com condutores 336 MCM, circuito duplo e temperatura de projeto de 75/95°C (ver Figura C.29).

Deverá, igualmente, existir uma UTR (Unidade Terminal Remota) na SE do acessante. Para atender às necessidades da supervisão e controle em tempo real do sistema elétrico, caberá ao acessante, providenciar a disponibilização de linha telefônica dedicada ao telecontrole, para acesso via modem.

Por se tratar de conexão do tipo seccionamento (“entra-e-sai”), o barramento é uma parte integrante da linha de transmissão da concessionária, de forma que os transformadores da SE deverão obrigatoriamente ser conectados a ele por meio de disjuntores.

Por se tratar de conexão de acessante com central geradora com paralelismo entre os sistemas, o arranjo da SE particular será necessariamente do tipo barra dupla.

Antes da liberação da usina para operação em teste e comercial o acessante deverá realizar

estudos de transitórios eletromecânicos e enviá-los para a CPFL.

As tabelas referentes aos processamentos dos fluxos de potência, no tronco Caiçara – Humaitá – Iguapé estão disponibilizadas em Anexo, e são as Tabelas D.8 a D.22.

As características do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão são apresentados em diagramas na Figuras C.20 a C.29.

5.3.6. Participação financeira

Além da responsabilidade do projeto e a implantação das instalações de uso exclusivo da acessada, conforme descrito na seção 5.3.2 (b), deverá haver celebração de contrato de conexão à distribuição – CCD e de CUSD entre a central geradora e a concessionária, ou permissionária de distribuição acessada.

5.3.7. Ponto de conexão, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis

O ponto de conexão é descrito nas seções 5.3.2 (c) e 5.3.4 (k), representado na Figura C.24. A definição dos sistemas de proteção foi feita a partir da análise de curto-circuito, com uso do programa ANAFAS (CEPEL, 2009, ANAFAS). Os dados dos casos base para 2009 e 2011 foram os disponibilizados pelo ONS e os dados da UTE “Destilaria Exemplo” , obtidos junto ao Anexo H – da NT 4313 (apresentados no Anexo B). Foram analisados os seguintes curtos circuitos: fase – terra, dupla fase, dupla fase – terra e trifásico.

As contribuições consideradas de curto circuito no barramento de 138 kV da UTE “Destilaria Exemplo” foram com grau de vizinhança 1 (barras vizinhas de primeira ordem) e também considerado a geração da própria UTE.

A conexão será obrigatoriamente composta por disjuntores de entrada, passíveis de serem isolados por seccionadoras. Isto quer dizer que a SE particular deverá possuir um disjuntor para cada circuito de entrada de linha de transmissão e de operação independente.

Conforme a NT 4313, a capacidade mínima dos disjuntores deverá ser de 31,5 kA e é apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Capacidade mínima dos disjuntores

Subestação	Menor disjuntor (kA)	Maior corrente (kA)	Solicitação (%)
Iguapé	31,5	18,3	58
Caiçara	31,5	10,1	32
Humaitá	20,0	10,0	50

Fonte: RDEEP 2008-191 Parecer de Acesso UTE Exemplo Ex_rev02

O estudo feito, não teve apenas como objetivo as informações dos impactos na rede de distribuição, bem como as ações de reforços e ampliações no sistema de distribuição da concessionária, mas também o aperfeiçoamento dos procedimentos através do PRODIST, visto que, o estudo de acesso foi desenvolvido em 2007 e finalizado em 2008, e os procedimentos de distribuição ainda não estavam publicados pela Resolução Normativa 345 de 16 de dezembro de 2008.

Portanto, houve um avanço nos procedimentos de acesso às redes de distribuição, tanto para o acessante, quanto para a acessada.

6 SUBSÍDIOS PARA O MAPEAMENTO DE OPORTUNIDADES

6.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é confrontar o mapeamento da oferta potencial (do conjunto de produtores) com o sistema de distribuição/transmissão e as demandas na área considerada. A comparação é a base para o planejamento e a negociação entre as concessionárias e os autoprodutores.

É necessário, inicialmente, verificar como é feito o planejamento da expansão e da adequação do sistema elétrico (redes e instalações) de acordo com os critérios atuais, e inserir neste as oportunidades de modo a atender o mercado, considerando os seguintes aspectos:

- Qualidade e continuidade de fornecimento;
- Foco nos investimentos mais viáveis, que constituem a base de ativos remunerados pela tarifa;
- Crescimento previsto da demanda em um horizonte de 10 anos.

6.2. Critérios

Com base no crescimento anual da demanda de energia por região e classe (A4 e Grupo B), com a consideração do consumo mensal por alimentador, classe e medições de demanda por subestações (curvas de cargas diárias), compilam-se os dados de consumo e demanda por transformadores de subestações. O perfil de consumo por classe é obtido da projeção anual de demanda nos próximos 10 anos, através das taxas de crescimento por subestações.

Para o sistema de distribuição, obtida a projeção anual de demanda, e com o plano diretor de novas cargas, autoprodutores e migrações, além das atualizações de limites e configuração de subestações e alimentadores, tem-se os diagnósticos, cenários, alternativas e soluções para o Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico (PESE).

Para o sistema da transmissão, através da projeção anual de crescimento de demanda por subestações, demanda coincidente (composição por barramento, compatibilização por subestações) refina-se a projeção de demanda por subestações e, com as ponderações de despachos de novas cargas, autoprodutores e rede básica, obtém-se os diagnósticos, cenários, alternativas e soluções para o PESE nos próximos 10 anos.

Para o estudo de caso apresentado, foi utilizado o PESE 2008-2017.

Como base para o estudo de fluxo de potência, foi adotada a configuração do Sistema Interligado dos casos base da EPE (Empresa de Pesquisa Energética), ciclo 2010-2019, em regime de carga pesada, média e leve, a partir do ano 2011.

Como “fatos novos” em relação ao processo de planejamento da EPE, foram considerados, para os regimes de carga acima anteriormente descritos, os casos “norte exportador” e “norte importador”. O primeiro caso representa o período chuvoso da região Norte do Brasil, que coincide com o período chuvoso do Sudeste, ou seja, período da entressafra das usinas térmicas sucroalcooleiras. Já o caso “norte importador” representa o período seco da região Norte, também seco na região Sudeste, coincidindo com o período da safra das usinas térmicas sucroalcooleiras.

O mercado da CPFL foi obtido do trabalho de previsão de demandas máximas anuais coincidentes de subestações para o ciclo 2011-2020, realizado pela DEEP (Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico), tendo como base as demandas máximas anuais coincidentes verificadas para o ano de 2009. A base de dados 2009 foi obtida junto à DOOR (Divisão de Operação do Sistema Elétrico) no início de 2010. Considera-se o conjunto de empreendimentos aprovados no plano de obras da CPFL para o triênio 2010-2012, com base nos trabalhos do PESE 2010-2019 (novas subestações e ou remanejamentos de carga através de redes primárias, segundo a data da respectiva obra).

Caso necessário, para a comparação econômica das alternativas, são utilizadas as “Referências de custos de LTs (linhas de transmissão) e SEs (subestações) de AT (alta tensão) e EAT (extra alta tensão)”, da Eletrobrás, em sua versão de dezembro/2004, e/ou estimativas de custos da Divisão de Gestão de Empreendimentos (DEEE) do Departamento de Engenharia e

Planejamento da CPFL (DEE), admitindo-se uma taxa de retorno de 9,95%; as perdas ôhmicas são calculadas com base em um custo marginal de expansão de R\$ 113,00/MWh.

As previsões de demanda para o período 2011-2020, para os patamares de carga pesada, média e leve, são:

- Ciclo 11-20S: de 2011 até 2020, período da safra;
- Ciclo 11-20ES: de 2011 até 2020, período da entressafra;
- Ciclo 10-19: de 2010 até 2019, período da entressafra.

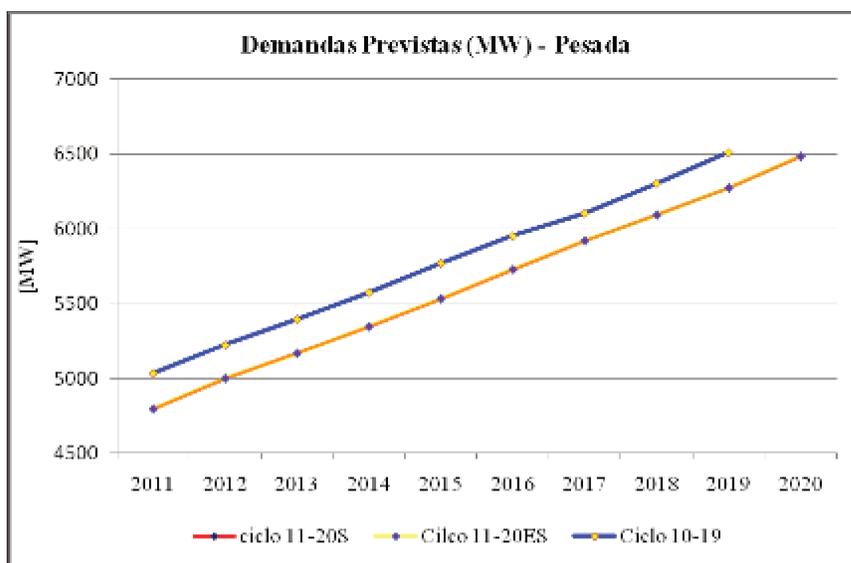


Figura 6.1 - Demanda prevista para o patamar de carga pesada (PESE, 2011-2020 vol.1)

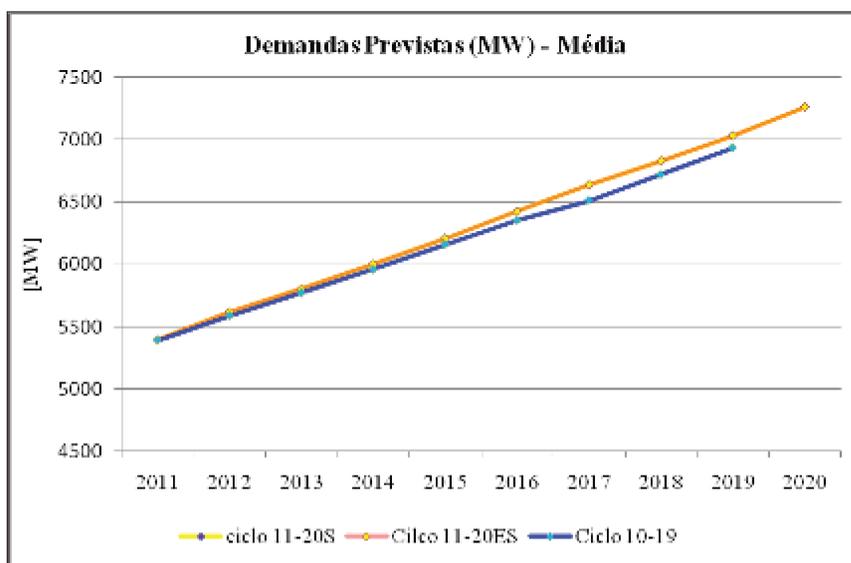


Figura 6.2 - Demanda prevista para o patamar de carga média (PESE, 2011-2020 vol.1)

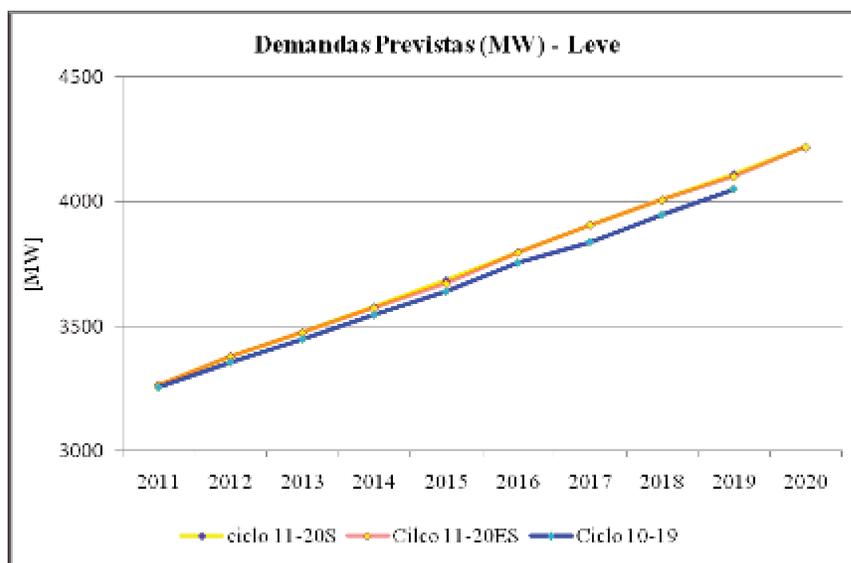


Figura 6.3 - Demanda prevista para o patamar de carga leve (PESE, 2011-2020 vol.1)

A evolução prevista do sistema elétrico de transmissão é apresentada na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Evolução do sistema elétrico no período de 2008 a 2018

	34,5 kV		69 kV		138 kV	
	2008	2018	2008	2018	2008	2018
Total de subestações	12	13	61	47	166	177
Potência instalada (MVA)	83	89	782	566		
km de linhas de transmissão	384	470	1.945	1.714	3.717	4.295

Fonte: Levantamento próprio (baseado no estudo do PESE)

• **Período safra e entressafra**

As previsões para as demandas nesses dois períodos, para o ciclo 2011-2020 são praticamente iguais. Há pequenas diferenças na demanda de reativos (MVar), principalmente devido às usinas sucroalcooleiras.

As previsões do ciclo anterior 2010-2019 são superiores às do atual, que foi afetado pela crise de 2008 (com reflexos em 2009), base para as previsões do novo ciclo. Há redução na demanda de reativos.

Em carga pesada, há redução do montante de ativo solicitado, enquanto que em carga média, há ligeira elevação. Esse aumento na carga média não foi suficiente para que o valor desse ciclo (em MVA), superasse o do ciclo anterior.

6.3. Diagnóstico e oferta de energia das regiões Nordeste e Noroeste

Em particular, as regiões Nordeste e Noroeste do estado de São Paulo deve ser analisadas em particular, visto que a região Nordeste foi alvo do estudo de caso apresentado, e a região Noroeste tem a maior expansão de usinas de cana de açúcar.

6.3.1. Região Nordeste

A CPFL Nordeste tem como principais centros de carga as regiões de Araraquara, Ribeirão Preto, Barretos, Franca e São Carlos. As subestações da CPFL nessas regiões são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV das subestações Araraquara e Ribeirão Preto, da CTEEP, pela transformação 345/138 kV em Mascarenhas de Moraes (FURNAS) e pela geração das usinas de Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes, ambas de FURNAS.

O sistema de 138 kV da CPFL, operando em anel, atua como um elo entre dois sistemas distintos, fazendo com que diferentes despachos de geração nas usinas conectadas à rede básica provoquem diferentes solicitações nessas transformações, causando, para um mesmo ano de análise, ora um maior carregamento nos transformadores 440/138 kV, ora nos transformadores 345/138 kV. Assim, o dimensionamento da capacidade instalada nas transformações dos pontos de fronteira com a rede básica depende não apenas do montante de carga a ser atendida, mas também do comportamento energético dos sistemas de 440 kV da CTEEP e de 345 kV de FURNAS.

A CPFL Nordeste ainda se interliga às regiões Sudeste e Noroeste da CPFL através das seguintes linhas:

- LT 138 kV Piracicaba – Araraquara;

- LT 138 kV Barretos – São José do Rio Preto;
- LT 69 kV Jardim Paulista – Barretos;
- LT 69 kV Jardim Paulista – Pirangi;
- LT 69 kV Gavião Peixoto – Bauru;
- LT 69 kV Gavião Peixoto – Jaú;
- LT 69 kV Gavião Peixoto – Piracicaba.

O sistema de 69 kV da CPFL Nordeste opera de forma radial em determinados pontos em razão de restrições na proteção, e pode ser dividido em dois subsistemas: Oeste: (Barretos, Pirangi, Laranjeiras e Gavião Peixoto) e Leste: (Catu, Pioneiros e Morro do Cipó).

O sistema da CPFL Nordeste possui uma extensa rede em 69 kV. Este sistema possui uma concepção mais antiga do que o sistema 138 kV, apresentando menor confiabilidade e flexibilidade operativa, com alguns equipamentos em fim de vida útil.

a) Principais regiões elétricas da região Nordeste

As tabelas abaixo resumem o desempenho do sistema da CPFL Nordeste, para condição normal de operação, nos períodos entressafra e safra, para os três patamares de carga. Nas tabelas, o ano representa o primeiro ano em que o problema ocorre. Já as letras entre parênteses representam o patamar de carga: P – pesada; M – média e L – leve.

- (1) representa o sistema 69 kV das regiões de Barretos, Pirangi, Gavião e Laranjeiras, e;
 (2) representa o sistema 69 kV das regiões de Catu, Pioneiros, Batatais e Morro do Cipó.

Tabela 6.2 - Desempenho do sistema elétrico da região Nordeste – Entressafra

Região	Entressafra	
	Tensão	Carregamento
Araraquara	2015 (M)	2017 (M)
Ribeirão Preto	2014 (M)	2019 (M)
Barretos	2011 (M)* ¹⁴ ; 2014 (M)
Franca	2013 (M)	2014 (M)
69 kV Barretos	2015 (M)	2016(M)
69 kV Catu

Fonte: (PESE, 2011-2020 vol.7)

Tabela 6.3 - Desempenho do sistema elétrico da região Nordeste – Safra

Região	Safra	
	Tensão	Carregamento
Araraquara
Ribeirão Preto	2012 a 2014 (L)
Barretos	2011 a 2015 (L)
Franca	2011 a 2015 (L)
69 kV Barretos (1)	2019 (M)	2019(M)
69 kV Catu (2)

Fonte: (PESE, 2011-2020 vol.7)

E previsto que os problemas de tensão (baixa) verificados no período da entressafra sejam solucionados até 2012, com a entrada em operação dos bancos de capacitores de Pirangi (40 MVar – 2011), Caiçara (2 x 40 MVar – 2012) e Iguapé (45 MVar em 2012).

Os problemas de tensão (alta) verificados no período da safra serão solucionados com o desligamento dos bancos de capacitores em: Pirangi (15 MVar existente), Caiçara (atual 2 x 16 MVar Ascarel, futuro 2 x 40 MVar), Iguapé (futuro 45 MVar) e Pioneiros (futuro 40 MVar).

¹⁴ *Somente em 2011

Os problemas de carregamento são detalhados em seguida, tendo como exemplo, as regiões elétricas de Araraquara, Barretos, Franca, Ribeirão Preto, São Carlos.

Região de Araraquara

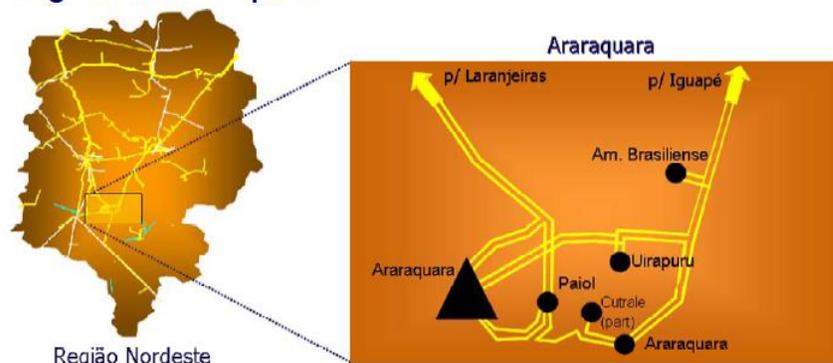


Figura 6.4 - Região elétrica de Araraquara da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)

A região elétrica de Araraquara é suprida pelas subestações Araraquara 138 kV – 2x25 MVA, Américo Brasiliense 138 kV – 25 MVA, Paiol 138 kV – 25 MVA e Uirapuru 138 kV – 25 MVA, totalizando 125 MVA de capacidade instalada que atendem cerca de 97,5 mil clientes.

Entretanto, estudos indicam carregamento acima da capacidade instalada dos transformadores das SEs Araraquara e Paiol em 2014, havendo necessidade de ampliação da SE Uirapuru em 2012 e Paiol em 2016.

A ampliação da SE Uirapuru visa adequar a capacidade instalada à demanda prevista para a região, de forma a atender os critérios de planejamento e evitar sobrecarga e dano aos ativos da empresa.

Ressalta-se que já houve necessidade de alívio da SE Uirapuru para outras subestações devido a seu alto carregamento. Observa-se, também, carregamento elevado nas demais subestações, de forma que a ampliação da SE Uirapuru deverá suprir a necessidade de expansão.

Região de Barretos

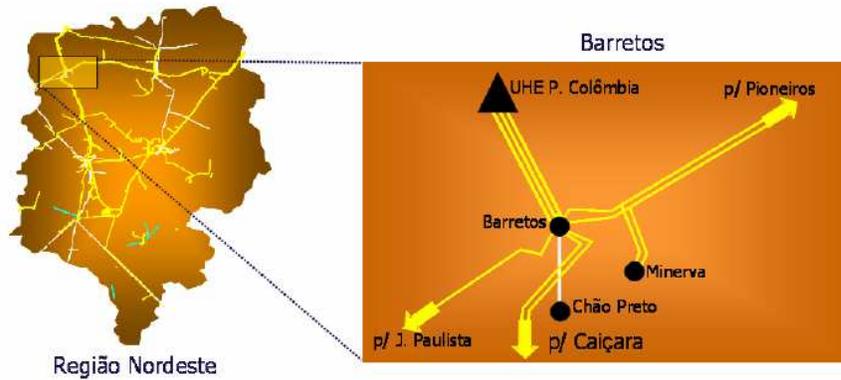


Figura 6.5 - Região elétrica de Barretos da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)

A região elétrica é suprida pelas subestações Barretos 138 kV – 26,6 MVA, Minerva 138 kV – 25 MVA e Chão Preto 69 kV – 25 MVA, totalizando 76,6 MVA de capacidade instalada, atendimento de cerca de 42 mil clientes.

Os estudos do planejamento concluem que em 2015 há necessidade de ampliar a SE Barretos com o quarto transformador de 40 MVA (LTC) por conta do desmantelamento da SE Chão Preto.

Região de Franca

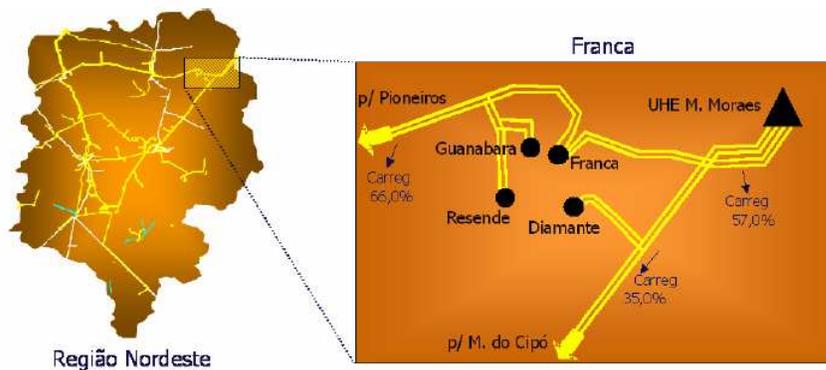


Figura 6.6 - Região elétrica de Franca da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)

A região elétrica é suprida pelas subestações Franca 138 kV – 2x25 MVA, Guanabara 138 kV – 26,6 MVA, Diamante 138 kV – 25 MVA e Resende 138 kV – (2x25+26,6) MVA, totalizando 178,2 MVA, que atendem cerca de 132 mil clientes.

Os estudos indicam diversos problemas futuros: as SEs Diamante, Guanabara e Resende devem ter em 2014 carregamentos acima dos 100%. Em 2010 haverá necessidade de ampliação da SE Diamante – segundo transformador 138 kV – 40 MVA (LTC), ampliação em 2013 da SE Guanabara- segundo transformador 138 kV – 26,6 MVA (LTC), construção em 2019 da SE Franca – quinto transformador – 138 kV – 40 MVA (LTC).

É necessário eliminar sobrecarga, em condição normal de operação, em toda a extensão da LT 138 kV Franca – Pioneiros no período da safra, por causa de despacho elevado em Porto Colômbia (acima de 200 MW). Também é necessário eliminar sobrecarga no circuito remanescente, em toda a extensão, quando da saída de um circuito da LT 138 kV Franca – Pioneiros, no período da safra, para despacho elevado em Porto Colômbia (acima de 200 MW). O mesmo no circuito remanescente, no trecho entre a SE Franca e a derivação para as SEs Resende e Guanabara, no período da entressafra.

Região de Ribeirão Preto

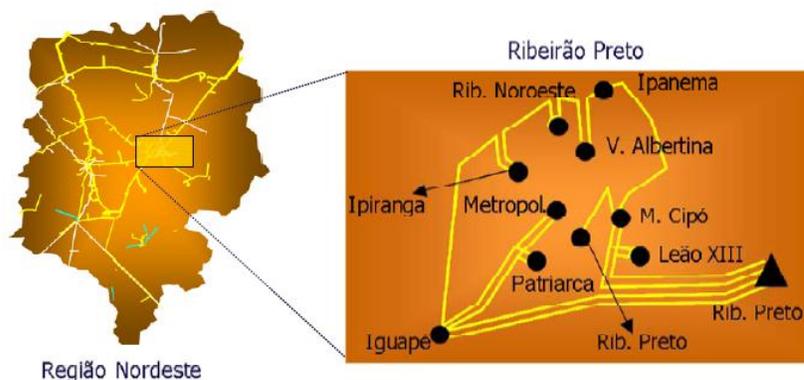


Figura 6.7 - Região elétrica de Ribeirão Preto da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)

A região elétrica de Ribeirão Preto é suprida por 10 subestações, totalizando 379,1 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 241 mil clientes.

Os estudos indicam que as SEs Ipanema, Ipiranga, Vila Albertina, Bonfim Paulista, Leão XIII, Morro do Cipó, Patriarca e Ribeirão Preto, em 2014, apresentarão carregamentos acima do nominal.

Assim haverá necessidade de construção da SE Ribeirão Preto 12 (Sul) em 2010 138 kV – 26,6 MVA (LTC), ampliação em 2011 da SE Vila Albertina com o segundo transformador 138 kV – 40 MVA (LTC), ampliação em 2012 da SE Ribeirão Preto 12 (Sul) com o segundo transformador 138 kV – 26,6 MVA (LTC), substituição em 2013 do primeiro transformador da SE Leão XIII para 138 kV – 40 MVA (LTC), ampliação em 2015 da SE Ipiranga com o segundo transformador para 138 kV – 40 MVA (LTC) e construção da SE Ribeirão Preto 13 Leste de 138 kV – 40 MVA (LTC).

A ampliação de capacidade da SE Vila Albertina visa reduzir o carregamento das subestações Ribeirão Preto, Morro do Cipó, Ribeirão Noroeste, Metropolitana e Ipanema, cujos valores estarão transgredindo os limites de planejamento. A região norte da cidade de Ribeirão Preto tem vários empreendimentos já aprovados devido à tendência de crescimento da área.

Região de São Carlos

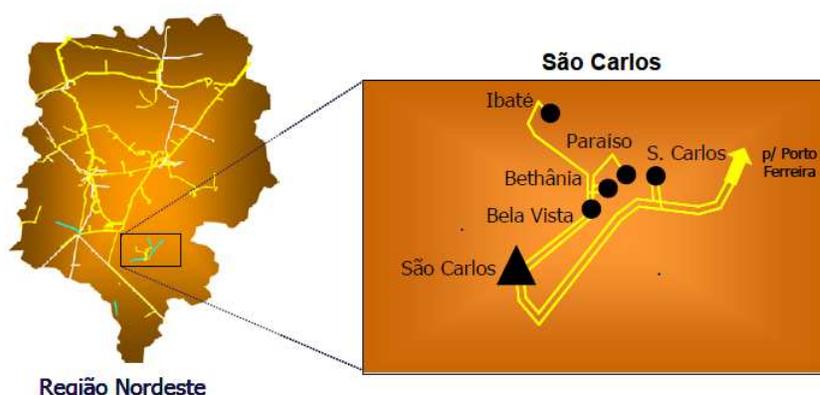


Figura 6.8 - Região elétrica de São Carlos da região Nordeste (PESE, 2011-2020 vol.7)

A região elétrica é atendida pelas subestações Bela Vista 138 kV – 2x25 MVA, Bethânia 138 kV – 26,6 MVA, Paraíso 138 kV – 25 MVA, São Carlos 138 kV – 2x25 MVA, e por mais três pequenas usinas (PCH), totalizando 160,45 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 95 mil clientes.

Nos estudos, apenas as SEs Paraíso e São Carlos, apresentaram carregamento levemente acima do carregamento nominal no quinquênio 2010-2014.

Assim, há necessidade de ampliação em 2012 da SE Paraíso, com o segundo transformador de 138 kV – 26,6 MVA (LTC), substituição em 2016 dos transformadores da SE Boa Vista – transformador 1 – 138 kV – 40MVA (LTC) e transformador 2 – 138 kV – 40 MVA (LTC).

O total das expansões requeridas no sistema elétrico da região Nordeste no período de 2009 a 2020 é apresentado na Tabela 6.4.

Tabela 6.4- Expansão do sistema elétrico da região Nordeste

Ano	Potência (MVA)			
	Ampliação	Construção	Atual	Substituição futura
2009			25,00	20,00
2010	113,20	65,70	28,13	52,50
2011	114,50		63,13	71,60
2012	79,80	12,50	109,38	147,50
2013	26,60		78,13	97,50
2014	40,00			
2015	12,50	120,00	31,25	37,50
2016	39,10		40,63	59,10
2017	12,50		50,00	80,00
2018			50,88	77,50
2019			37,50	53,20
2020			12,50	12,50
			526,50	708,90
Total Geral	438,20	198,20	182,40	
	818,80			

Fonte: Levantamento próprio (a partir do resultados do PESE)

6.3.2. Região Noroeste

A região Noroeste tem como principais centros de carga as regiões de Bauru, São José do Rio Preto, Botucatu, Araçatuba, Jaú, Lins e Marília.

As subestações de distribuição na região de Bauru são conectadas por um anel em 138 kV e diretamente atendidas pela transformação 440/138 kV – 3x150 MVA da SE Bauru, de propriedade da CTEEP, que tem seu desempenho influenciado pela geração das usinas Barra Bonita, Bariri e Ibitinga, de propriedade da AES Tietê, as quais também suprem a região de Jaú pelo sistema de 138 kV da CTEEP.

A região de Botucatu é atendida pelas transformações 230/138 kV – 2x150 MVA e 1x75 MVA da SE Botucatu, de propriedade da CTEEP, que é influenciada pela geração das usinas em 230 kV do Rio Paranapanema e pela interligação Sul/Sudeste através da SE Assis.

As regiões de Lins e Marília são atendidas normalmente pela geração da UHE Promissão, da AES Tietê. O sistema de 138 kV da CPFL Noroeste forma um anel que interliga as subestações UHE Promissão, Lins, Marília, Terra Branca e Botucatu, com a LT 138 kV Terra Branca - Botucatu operando normalmente aberta em Lençóis Paulista.

Desta forma, o sistema da CPFL atua como um elo entre a transformação 440/138 kV da SE Bauru, conectada nas usinas do Rio Paraná e a geração das usinas do baixo Tietê. Em um mesmo ano de análise pode haver ora um maior carregamento nessa transformação ou nas linhas de 138 kV.

As subestações da região de Araçatuba são atendidas pelas LTs 138 kV Valparaíso - UHE Nova Avanhandava e UHE Nova Avanhandava - UHE Promissão, ambas de propriedade da CTEEP.

O anel de 138 kV de São José do Rio Preto é alimentado pela geração das usinas Nova Avanhandava e Água Vermelha, da AES Tietê, através do sistema de 138 kV de propriedade da CTEEP.

A região de Jaú é suprida, pelas usinas Bariri e Barra Bonita de propriedade da AES Tietê. A região é alimentada através da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita de propriedade da CTEEP.

O sistema de 69 kV da região Noroeste, que opera radializado em determinados pontos em razão de restrições na proteção, pode ser dividido em quatro regiões:

- Subsistemas de Araçatuba e Penápolis CTEEP;
- Subsistemas de Lins e Bauru;
- Subsistemas de Ubarana CTEEP e Mirassol;
- Subsistemas de Jaú e Barra Bonita CTEEP.

A região Noroeste ainda se interliga com as regiões Sudeste e Nordeste através das seguintes linhas:

- LT 138 kV Botucatu - Piracicaba;
- LT 138 kV S. J. R. Preto - Barretos (aberta em S. J. R. Preto);
- LT 69 kV Jardim Paulista - Barretos;
- LT 69 kV Jardim Paulista - Pirangi (aberta em Jardim Paulista);
- LT 69 kV Bauru - Gavião Peixoto;
- LT 69 kV Jaú - Gavião Peixoto.

O sistema Noroeste da CPFL possui uma extensa rede em 69 kV. Este sistema possui uma concepção mais antiga do que o sistema 138 kV, apresentando menor confiabilidade e flexibilidade operativa, com alguns equipamentos em fim de vida útil.

O sistema 69 kV possui elevado custo de operação, manutenção e maior custo marginal de expansão que o sistema 138 kV. Assim, foi priorizado nesse estudo (PESE), a transferência de cargas alimentadas em 69 kV para 138 kV, possibilitando alívio do carregamento das transformações 138/69 kV.

b) Principais regiões elétricas da região Noroeste

As principais sub-regiões elétricas da região Noroeste são descritas a seguir.

Região de Araçatuba

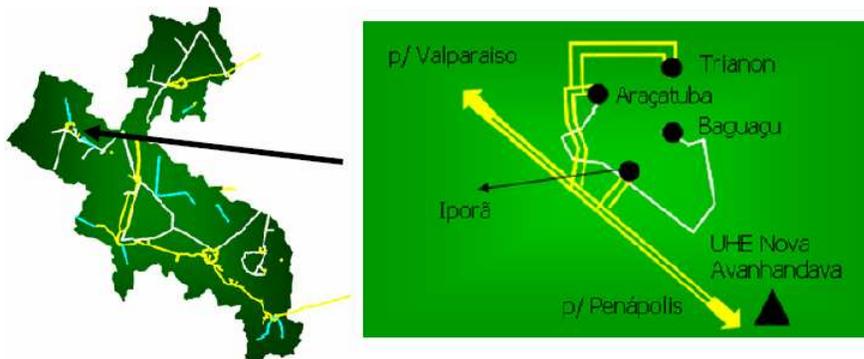


Figura 6.9 - Região elétrica de Araçatuba da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)

A região elétrica é suprida pelas Subestações Araçatuba 138 kV – 25 MVA, Iporã 138 kV – 25 MVA, Trianon 138 kV – 25 MVA e Bagaçu 69 kV – 15 MVA, totalizando 90 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 72,9 mil clientes.

Nos estudos, as subestações Araçatuba, Bagaçu, Iporã e Trianon apresentaram carregamentos acima do nominal em 2014; então, haverá necessidade de instalação do segundo transformador na subestação Iporã 138 kV – 26,6 MVA em 2010, e construção da nova subestação Bagaçu de 138 kV – 40 MVA em 2016.

Região de Bauru

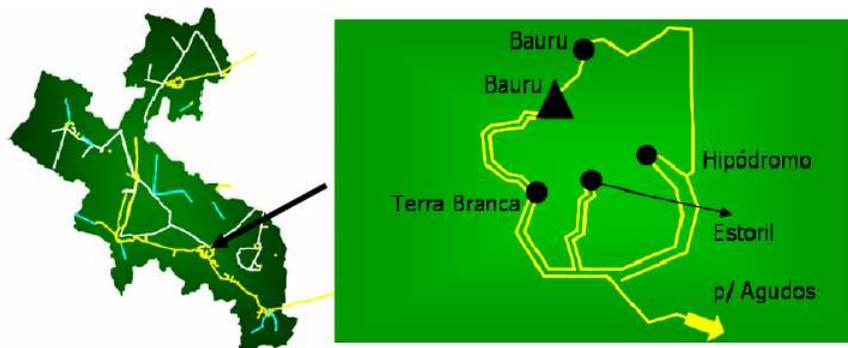


Figura 6.10 - Região elétrica de Bauru da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)

A região elétrica é suprida por quatro subestações, totalizando 190 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 142 mil clientes.

De acordo com os estudos, a região elétrica terá as subestações Bauru, Estoril, Hipódromo, Terra Branca com carregamentos acima do carregamento nominal em 2014. Em 2010, haverá ampliação da subestação Bauru (138 – 13,8 kV) de 50 para 80 MVA, ampliação da subestação Hipódromo (138 – 13,8 kV) de 50 para 80 MVA em 2013 e em 2016 construção da nova subestação Bauru 5 138 kV – 40 MVA.

Região de Jaú

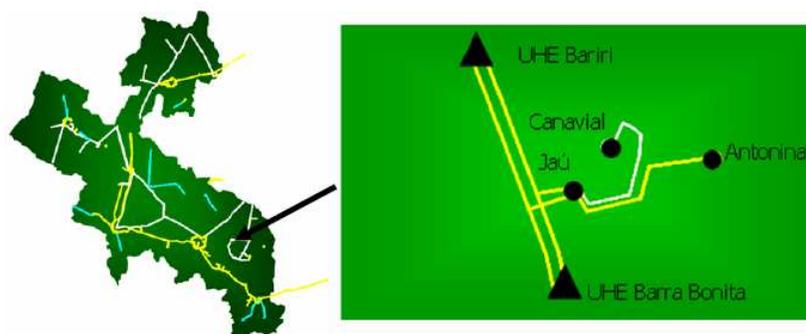


Figura 6.11 - Região elétrica de Jaú da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)

A região elétrica é suprida pelas subestações Antonina 138 kV – 25MVA, Jaú 138 kV – 25 MVA, Canavial 69 kV – 2 x 6,25 MVA e Itapuú 69 kV – 12,5MVA, totalizando 75 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 51,1 mil clientes.

De acordo com os estudos, as subestações Antonina e Jaú terão carregamentos acima do nominal no próximo ciclo e haverá necessidade de instalação do segundo transformador de 138 kV – 26,6 MVA da subestação Antonina em 2010, além da construção da subestação Nova Jau 4 138 kV – 26,6 MVA em 2016.

Região de Marília

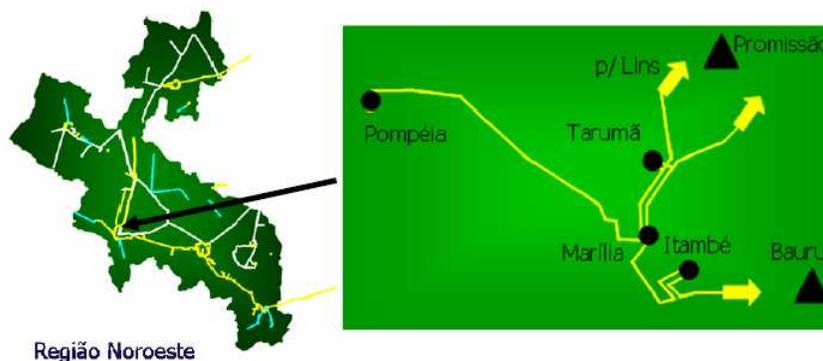


Figura 6.12 - Região elétrica de Marília da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)

A região elétrica é suprida pelas subestações Marília 138 kV – 25 MVA + 26,6 MVA, Itambé 138 kV – 2x25 MVA e Tarumã 138 kV – 25 MVA, totalizando 126,6 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 93 mil clientes.

A conclusão dos estudos é que haverá necessidade de construção da nova subestação Marília 4 138 kV – 40MVA com LTC em 2013.

Região de São José do Rio Preto

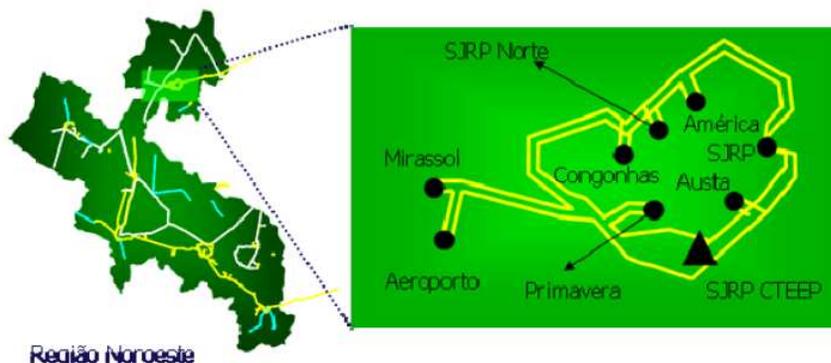


Figura 6.13 - Região elétrica de São José do Rio Preto da região Noroeste (PESE, 2011-2020 vol.8)

A região elétrica é suprida por 6 subestações, todas de 138 kV, totalizando 217,3 MVA de capacidade instalada, que atendem cerca de 183,3 mil clientes.

Os estudos indicam que os carregamentos das subestações América, Austa, Congonhas e Primavera estarão acima do nominal no próximo quinquênio. Portanto, haverá necessidade da instalação do segundo transformador 138 kV – 40 MVA na subestação São José do Rio Preto 6 – Norte em 2011, em 2014, e instalação do segundo transformador 138 kV – 40 MVA na subestação Austa, em 2018, além da construção da subestação S J R Preto 7 138 kV, TR 40 MVA com LTC.

O total das expansões requeridas no sistema elétrico da região Noroeste no período de 2009 a 2020 é apresentado na Tabela 6.5.

Tabela 6.5- Expansão do sistema elétrico da região Noroeste

Ano	Potência (MVA)			
	Ampliação	Construção	Atual	Substituição futura
2009	39,1		56,25	92,50
2010	194,18	64,10	23,75	34,10
2011	77,50		19,50	27,00
2012	12,50	32,85	11,38	15,70
2013	92,50	79,10	9,75	12,00
2014	40,00	6,25	12,50	21,38
2015			5,00	6,25
2016		106,60		
2017	39,10			
2018	26,60	52,50		
2020	12,50			
			138,13	208,93
Total Geral	533,98	341,40	70,80	
	946,18			

Fonte: Levantamento próprio

A seguir, como ilustração, são apresentados nas Figuras 6.14 e 6.15 os mapas das duas regiões em análise, com localização das usinas de cana e as subestações e linhas de transmissão da CPFL. Nas Tabelas 6.6 a 6.9 são apresentadas as usinas de açúcar e álcool com seus potenciais de energia excedente.

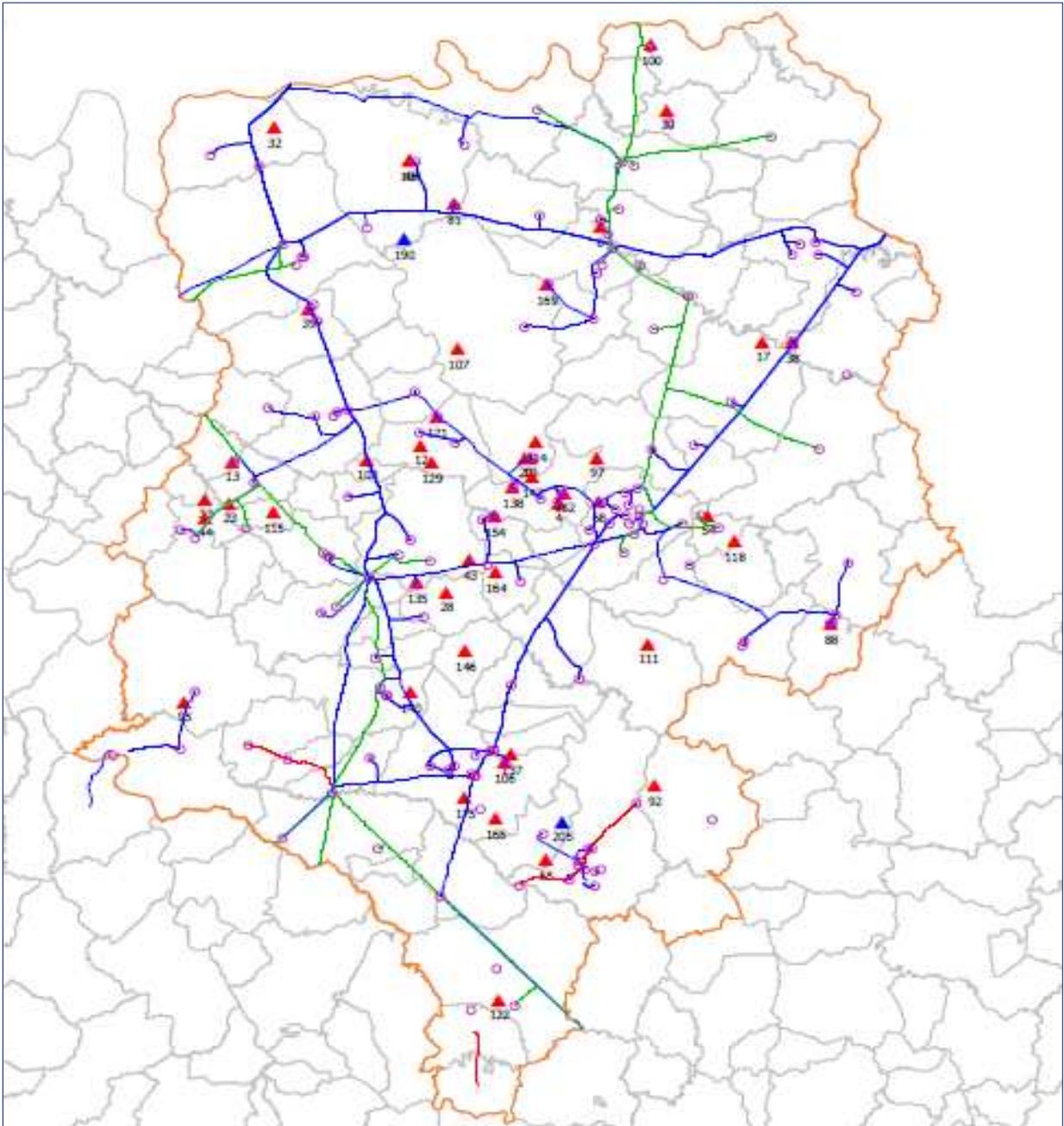


Figura 6.14 - Mapa com linhas de transmissão, subestações e potencial de energia excedentes - região Nordeste (Levantamento próprio)

Tabela 6.6 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool em operação na região Nordeste

Item	Usinas	Energia (GWh)
4	Albertina	204,60
8	Alta Mogiana	648,12
12	Andrade	436,48
13	Antonio Ruelle	262,08
17	Batatais	477,40
19	Bazan	491,04
20	Bela Vista	409,20
23	Bertolo	150,04
28	Bonfim	652,81
30	Buriti	381,92
32	Case Agroindustrial/Continental	409,20
33	Catanduva	551,06
38	Cevasa	204,60
39	Cia Energética São José	409,20
43	Coimbra-São Carlos	272,80
44	Colombo	702,76
46	Colorado	832,50
54	Da Pedra	613,80
55	Da Serra	265,46
68	Energética Rib. Preto	167,99
81	Guaíra	368,28
82	Guarani	354,19
88	Ibirá	173,13
92	Ipiranga	185,78
95	Irmãos Malosso	2,73
100	Junqueira	382,90
103	Lopes da Silva	1,28
104	Mandu	357,59
106	Maringá	275,05
107	Mb	409,20
111	Moreno	477,40
114	N.S.Aparecida Pontal	313,72
115	Nardini	420,89
118	Nova União	204,60
122	Paraíso	255,27

129	Pitangueiras	295,57
135	Santa Adélia	341,00
137	Santa Cruz	519,45
138	Santa Elisa	818,40
140	Santa Fé	335,88
142	Santa Inês	2,35
146	Santa Luiza	240,15
152	Santo Antonio	341,29
154	São Francisco	177,32
164	São Martinho	1091,78
165	Tamoio	192,88
169	Vale do Rosário	807,89
171	Viralcool	313,72
175	Zanin	371,31
Total		18.574,04

Fonte: Levantamento próprio

Tabela 6.7 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool a implantar na região Nordeste

Item	Usinas	Energia (GWh)
188	Continental	0,00
203	Nova Era	68,20
Total		68,20

Fonte: Levantamento próprio

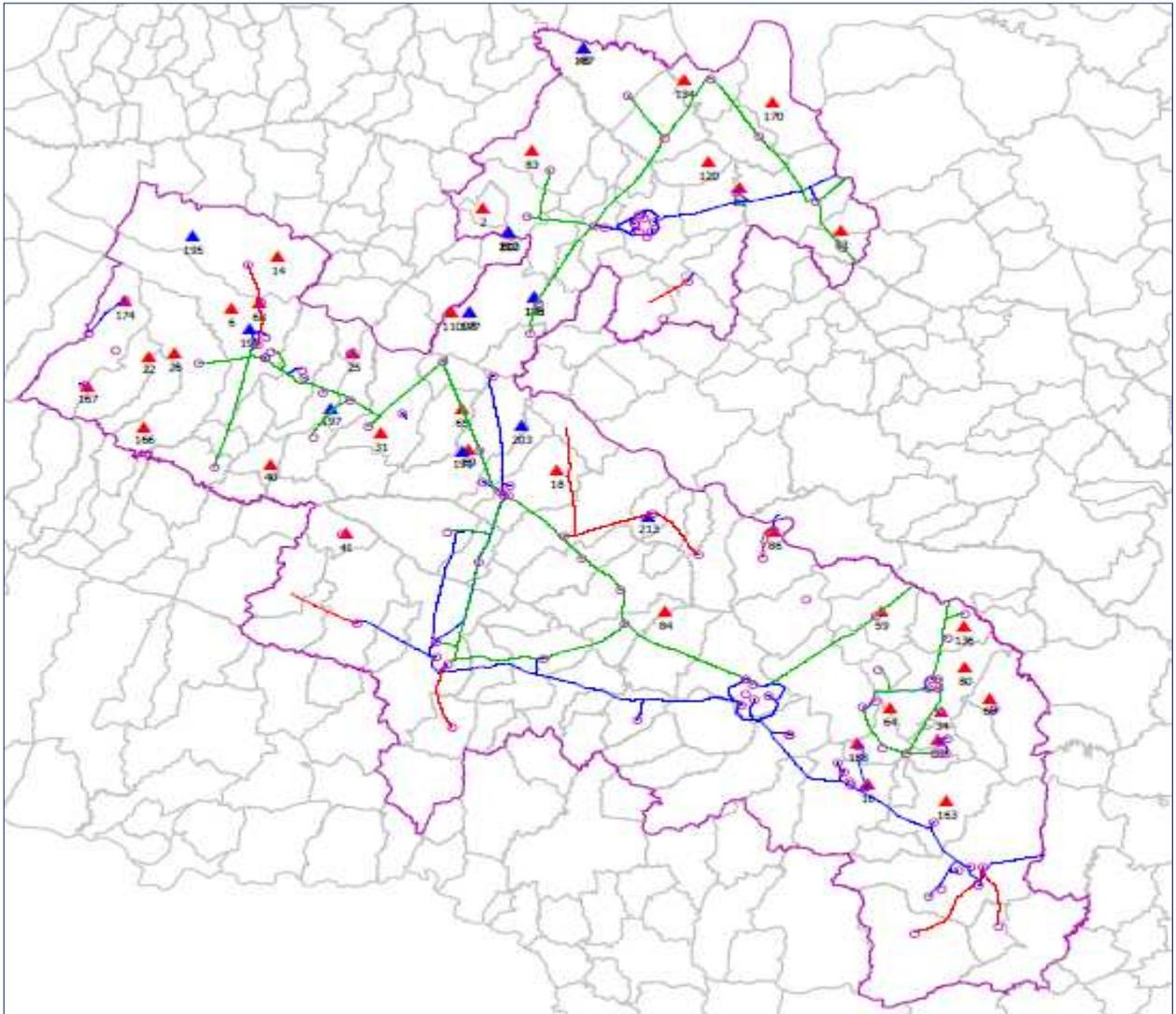


Figura 6.15 - Mapa com linhas de transmissão, subestações e potencial de energia excedentes - região Noroeste (Levantamento próprio)

- Subestações CPFL ▲ Usinas de açúcar e álcool em operação ▲ Usinas de açúcar e álcool em implantação
- Linhas de transmissão de 34,5 kV — Linhas de transmissão de 69 kV — Linhas de transmissão de 138 kV

Tabela 6.8- Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool em operação na região Noroeste

Item	Usinas	Energia (GWh)
2	Agro Industrial Oeste Paulista	137,82
6	Alcoazul	294,63
14	Aralco	341,00
16	Barra Grande	596,97
18	Batatais - Lins	227,26
22	Benalcool	204,60
25	Biopav	0,00
26	Biosauro	150,04
31	Campestre	368,28
34	Central Paulista	0,00
36	Cerradinho 2	477,40
40	Clealco	447,39
41	Clealco	750,20
46	Colombo II	272,80
53	Cruz Alta - Guarani	682,00
54	Da Barra	1006,41
60	Della Coleta	239,05
62	Destilaria Moreno	477,40
64	Destivale	204,60
65	Diamante	283,24
66	Diana	3,61
67	Dois Córregos	205,06
70	Equipav	889,07
81	Grizzo	1,84
84	Guarani 2 - Tanabi	300,08
85	Guaricanga	167,34
87	Iacanga	218,24
98	Jardest	204,60
99	José Bonifácio	321,03
111	Monterey (Ruelle)	272,80
120	Onda Verde	191,53
134	Sanagro	4,00
136	Santa Cândida	436,93
148	Santa Maria - Lençóis Paulista	0,00
158	São José ZL	576,01

163	São Manoel	477,40
166	Unialco	368,93
167	Univalem	342,07
170	Vertente	272,80
174	Valparaiso (da Mata)	409,20
Total		12.823,65

Fonte: Levantamento próprio

Tabela 6.9 - Potencial de energia excedente de usinas de açúcar e álcool a implantar na região Noroeste

Item	Usinas a implantar	Energia (GWh)
177	Açucareira VO - JB	381,92
183	Catanduva II	
190	Córrego Azul	20,46
192	Destialcool	68,20
194	EMA (JP)	204,60
195	Equipav II	545,60
196	Everest	204,60
201	Jacarezinho	
202	Lins	
209	Petribu II	
212	S.José Estiva II	
Total		1.425,38

Fonte: Levantamento próprio

Tendo por base o levantamento das necessidades de obras nas linhas de transmissão e subestações da concessionária nas duas regiões estudadas (entre ampliação, construção e substituição futura de equipamentos), verificamos que a demanda futura nas regiões Nordeste e Noroeste é apresentada na Tabela 6.10. Supondo fator de potência 0.92 para todas as subestações, chega-se aos valores de demanda em MW.

Tabela 6.10 - Obras para atendimento de demandas nas regiões Nordeste e Noroeste

Região	2020		2015
	MVA	MW	MW
Nordeste	946,18	870,49	622,29
Noroeste	818,80	753,30	652,17

Fonte: Levantamento próprio

Como o horizonte do estudo nesta dissertação é 2015, são destacadas as necessidades no período.

Quanto à geração de eletricidade excedente com biomassa residual da cana nas duas regiões, avalia-se conservadoramente (em função da configuração tecnológica considerada para o sistema de cogeração) que o potencial em 2015 (supondo pouco mais de 430 milhões de toneladas de cana moída) é várias vezes maior do que a demanda adicional no período. Os resultados são apresentados na Tabela 6.11.

Tabela 6.11- Mapeamento de oportunidades

Mapeamento de oportunidades			
Região	Demandas (MW)	Ofertas (MW)	Relação
Nordeste (Rib. Preto)	622	2.547	4 vezes
Noroeste (Bauru)	652	1.948	3 vezes

Fonte: Levantamento próprio

Uma primeira conclusão é que o potencial de produção de eletricidade excedente nas usinas de cana, mesmo em uma avaliação conservadora, é bastante maior do que a demanda regional da concessionária local, e que é, em princípio, a principal interessada na compra da energia excedente.

Um segundo aspecto a ser destacado é que o acesso à rede é o principal entrave para a expansão da geração de eletricidade com biomassa da cana. No caso objeto de análise, a dificuldade não está na distância das unidades geradoras à rede elétrica, mas no grande número de unidades de geração distribuída.

Assim, pode-se concluir que apenas uma fração do potencial de geração elétrica com biomassa da cana pode ser viabilizado técnica e economicamente. Tal conclusão é importante para a real estimativa da contribuição dessa fonte na futura matriz de geração elétrica.

Deve-se lembrar, por outro lado, que o potencial de exportação da biomassa é crescente e a contribuição da fonte para a matriz elétrica poderia chegar a algo em torno de 12% a 14% em 2020, no Brasil. O aspecto da complementaridade da biomassa da cana à hidroeletricidade é uma

de suas principais vantagens. A segurança operacional e a estabilidade da energia elétrica cogenerada são benefícios adicionais (SILVESTRIN, 2010).

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA PRÓXIMOS TRABALHOS

O crescimento da oferta de energia elétrica, com base em cogeração a partir de biomassa residual, pode ser intenso nesta década, no estado de São Paulo. Devem contribuir para isto as expansões previstas da produção de etanol e açúcar. O presente trabalho quantifica o potencial projetado para a indústria da cana de açúcar e analisa condições para seu aproveitamento. Pode-se dizer que na presente década a utilização dos resíduos da cana será dirigida preferencialmente para a geração elétrica, pela indisponibilidade de processos em estágio comercial para a transformação dos ligno-celulósicos em combustíveis líquidos ou outros produtos finais.

As principais considerações e conclusões do estudo realizado são relacionadas a seguir:

Considerações:

1. A CPFL busca, até 2014, gerar 720 MW de energia elétrica a partir da biomassa da cana (bagaço e palha).
2. Estudos realizados pela ONS, Secretaria de Energia e concessionárias, indicam grandes potenciais de cogeração no estado de São Paulo para os próximos anos (2015), sendo que 175 usinas em operação têm potencial prático de 7.134 MWmed ou 52.182 GWh por ano; para as 40 usinas em construção ou expansão, o potencial adicional é de 696 MWmed, ou 5.095 GWh por ano.
3. Mesmo na situação atual, com poucas oportunidades para expansão do plantio de cana no estado de São Paulo, o potencial de aumento da geração elétrica é muito grande e há necessidade de contínuo avanço das políticas públicas (aperfeiçoamento da legislação e regulamentação para acesso ao SIN, leilões de energia específicos, níveis de financiamento das centrais de geração).

4. As análises sobre o perfil das unidades geradoras, avaliando a geração mais centralizada, com grupos de usinas próximas, por exemplo, começam a ser feitas mas estas precisam ser mais detalhadas em médio prazo (por exemplo, serão muito importantes para a viabilização de geração a partir de gasificação da biomassa, na próxima década, se a tecnologia estiver disponível). Também precisam ser considerados os usos alternativos dos resíduos, para a produção de etanol por hidrólise, por exemplo.

5. O melhor aproveitamento do potencial da bioeletricidade esbarra em três pontos críticos:

a) Os custos de conexão tendem a ficar cada vez mais altos dado que novas usinas estão mais distantes das linhas de transmissão e as usinas existentes precisam arcar com custos para ampliação e adequação da conexão.

b) Os recursos para investimento são escassos, assim, quando a usina está capitalizada ela precisa decidir se investe na cogeração e efficientização do projeto ou na expansão da produção de açúcar e álcool.

c) Para as concessionárias, fica cada vez mais evidente que é necessário possuir uma equipe dedicada para gestão da energia, dada a complexidade da regulação do setor elétrico e das formas de comercialização de energia.

Conclusões:

Nesta dissertação as oportunidades de cogeração foram analisadas para as regiões Nordeste e Noroeste do estado de São Paulo (PESE 2011–2020). Na região Nordeste o potencial em 2015 é quatro vezes maior do que a demanda prevista naquele ano, e já para a região Noroeste o potencial é três vezes maior em relação à necessidade apontada no PESE.

Entretanto, também há potencial (oferta) nas demais regiões do estado de São Paulo, bem como necessidades de demanda nessas áreas, porém, nem todo potencial disponível poderá ser aproveitado pela concessionária. Desta forma, o potencial restante deve ser viabilizado por outros agentes econômicos, e ser direcionado para outro segmento que possa utilizar essa energia.

Para o estudo de caso desta dissertação, foram apresentadas todas as etapas de acesso segundo o Prodist - Módulo 3; com destaque ao parecer de acesso.

Considerados os fluxos de potência, as restrições verificadas nos períodos de safra e fora da safra resultaram recomendações de, obras de reforço para eliminar os problemas previstos (PESE - Plano de Expansão do Sistema Elétrico). Para o período da safra em emergência e regime de carga pesada e leve, o sistema obteve desempenho satisfatório;

Sugestões:

São três as principais sugestões:

Analisar tanto os empreendimentos existentes quanto os novos, além daqueles considerados detalhadamente neste trabalho, para que possam ser identificadas oportunidades de gerar energia elétrica excedente através de biomassa.

Identificar as restrições que inviabilizam a efetiva comercialização do excedente potencial, e a geração de excedentes.

Finalmente, no caso da CPFL, em função de sua experiência, deve-se agora intensificar a presença do setor de planejamento da empresa para direcionar os avanços futuros no sentido de se obter cada vez mais resultados positivos. Para tanto, devem ser identificados os empreendimentos considerados técnica e economicamente viáveis. A metodologia proposta no projeto P&D 138, que é reportada e detalhada nesta dissertação, pode ser aplicada também para prospectar outras fontes alternativas de energia.

Referências

ANDRADE, M. RAMALHO. E. **O Setor de Energia Elétrica e suas inter-relações com o Mercado**, <http://www.comciencia.br/>. Acesso em: 28 jan. 2008.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. - Relatório Etapa 1 - Projeto de PD138, 2007.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de Dados de Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: ago. 2007.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Capitulo_15.pdf**. Disponível em: <http://www3.aneel.gov.br/empreendedor/documentos/015/>. Acesso em: 03 abr. 2009.

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica. **Reh2009758.pdf**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/>, 2009. Acesso em: 10 nov. 2011.

ASPECTOS AMBIENTAIS. **LI nº 52000054** – versão 02 UTIB. Disponível em: www.enfoque.com.br/infocias/.../ian01732912312008460.doc/ , 2009.

Cadernos Temáticos_ANEEL. **Acesso e uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno5capa.pdf>. Acesso em: 06 abr. 2009.

CASTRO, N.J.; BRANDÃO, R.; e DANTAS, G. A. **Importância e perspectivas da bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica brasileira**, versão preliminar, 2010.

CCEE. **Das penalidades**. Disponível em: <http://www.ccee.com.br/>. Acesso em: 29 jan. 2008 e atualizado em: 01 mar. 2010.

CEPEL. **ANAFAS**, Programa computacional para cálculo de curtos-circuitos. Disponível em: <http://www.anafas.cepel.br/>. Acesso em: 11 mai. 2009.

CEPEL. **ANAREDE**, Análise de Rede - Programa computacional utilizado na área de Sistemas

Elétricos de Potência, Fluxo de Potências, contingências, etc.. Disponível em: <http://www.anarede.cepel.br/cprog.html/>. Acesso em: 11 mai 2009.

CEPEL. **ANATEM**, Programa computacional de Análise de Transitórios Eletromecânicos. Disponível em: <http://www.cepel.br/servicos/descprog.shtm/>. Acesso em: 21 mai. 2009.

COGENSP. Associação Paulista de Cogeração de Energia. **Base de dados da Associação**. Disponível para associados em: <http://www.cogensp.com.br/cogensp/>, 2010.

COGENSP. Dependência Elétrica de São Paulo: **Desafios e Oportunidades**, informe apresentado por Silvestrin, C. para as Secretarias de Desenvolvimento e de Saneamento e Energia de São Paulo, mar. 2007.

COGENSP. **Diretrizes do Governo Serra para a área de Energia Elétrica** – Secretaria de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – COGEN-SP. Acesso em: 25 jan. 2008.

COGENSP. Associação Paulista de Cogeração de Energia, InfoCogen, **Documentos, Legislação** Disponível em: <http://www.cogen.com.br/cogensp/>. Acesso e atualização em: 17 fev. 2009.

COGENSP. Apresentação realizada por Carlos Roberto Silvestrin, da COGEN, com o tema "**Programa Bioeletricidade 2011 - 2020**". Disponível para associados em: <http://www.cogensp.org.br/>. Acesso em: 17 ago. 2010.

CONAB. Avaliação da Safra Agrícola de cana de açúcar. Disponível em: http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/1_cana_10.pdf/. Acesso em: 19 ago. 2010.

CPFL Brasil. **Mercado Livre**. Disponível em: <http://www.cpfl.com.br/>. Acesso em: 28 jan. 2008 e atualizado em: 10 mar. 2009.

CPFL. **RD Integração dos Empreendimentos de Geração a Biomassa no Estado de São Paulo**, 2008.

CSPE. **Mapa das áreas de concessão**, Comissão de Serviços Públicos de Energia. Disponível em: <http://www.cspe.sp.gov.br/>. Acesso em: ago. 2007. Relatório Etapa 3 – Projeto PD 138.

CTC. **Limpeza a Seco de Cana – Tecnologia CTC**, Centro de Tecnologia Canavieira, 2007.

Custos de Referência. **Custos de Referência de LTs e SEs de AT e EAT - Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S/A**, 2004. Atualizado em: dez. 2006.

DELIUS, C. *Hidrocarburos: panorama nacional y retos a superar*, Fundación América, Santa Cruz de la Sierra, 2007.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2007/2016 – 2007a**, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2007.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030 – 2007b**, Empresa de Pesquisa Energética, Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2007.

Estação de Limpeza a Seco: **Reportagem**. Disponível em: <http://www.canamix.net/Conteudo/Edicoes/15-junho2009/CM15-tecnologiaind.pdf>, 2009.

FIEP. Federação das Indústrias do Estado do Paraná. **Informação**. Disponível em: <http://www.anba.com.br/noticia/>, 2006.

FRANCO, MARTA MINUSSI. **Aplicação de técnicas de análise espacial para a avaliação do potencial de produção de eletricidade a partir de subprodutos da cana de açúcar no estado de São Paulo**. 2008. 120p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica – Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

LARSON, E, CONSONNI, S. *Performance of Black Liquor Gasifier/Gas Turbine Combined Cycle Cogeneration in the Kraft Pulp and Paper Industry. Proceedings of Third Biomass Conference of the Americas*. Montreal, Canada, 1997, pp. 1495-1512.

Licença Ambiental. **O Processo de Licenciamento Ambiental no Brasil**. Disponível em: <http://www2.tractebelenergia.com.br/>. Acesso em: 02 jun. 2009.

MACEDO, I. C. **Avaliação do aumento de produção no setor de interesse para a cogeração em S. Paulo até 2015 - Setor de Cana e Açúcar** - Etapa 3 do Projeto de PD 138 - Potencial de Evolução da Geração Distribuída (em cogeração) nas Áreas da CPFL (São Paulo) no Horizonte de Quinze Anos, 2007. Atualizado em: 2009.

MACEDO, I. C. **Determinação da capacidade atual de produção no setor selecionado - Setor de Cana e Açúcar** - Etapa 2 do Projeto de PD 138 - Potencial de Evolução da Geração Distribuída (em cogeração) nas Áreas da CPFL (São Paulo) no Horizonte de Quinze Anos, 2007. Atualizado em 2009.

MACEDO, I. C. **Identificação e caracterização das tecnologias no setor selecionado – Setor de Cana e Açúcar** - Etapa 1 do Projeto de PD 138 - Potencial de Evolução da Geração Distribuída (em cogeração) nas Áreas da CPFL (São Paulo) no Horizonte de Quinze Anos, 2007.

MME. Ministério de Minas e Energia, 2006. **Balanco Energético Nacional 2006**. Brasília, 2006.

NOGUEIRA, L. A. H. Cogeração – **Análise da operação pelo método α e β e Potencial de cogeração** - Uma Introdução, mimeo, EFEI, Itajubá – Livro Geração Termelétrica – Planejamento, Projeto e Operação, Electo Eduardo Silva Lora & Marco Antônio Rosa do Nascimento 2004 Volume 2, capítulo 13 pg. 761 a 764 e 781 a 783.

Nota Técnica Nº 053/2007- SRT_ANEEL. **Acesso às redes de serviço público de transmissão e distribuição e tarifas de uso correspondentes**. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/cedoc/nreh2007497_1.pdf. Acesso em: 06 abr. 2009.

ONS. NT-008/2008. **Integração dos Empreendimentos de Geração à Biomassa no Estado de São Paulo**, 2008.

ONS. **Acesso e conexão à rede básica**. Disponível em : http://www.ons.org.br/integracao_sin/aceso_conexao_rede.aspx. Acesso em: 07 abr. 2009.

PAIVA, C. **Geração Distribuída e Cogeração no Setor Elétrico**: Avaliação Sistêmica de um Plano de Inserção Incentivada. 2004. 342p. Tese (Doutorado) - Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo.

PESE 2009-2018. **I Workshop de Planejamento** - DEEP Planejamento Sistema Elétrico, 2008.

PESE 2009-2018. **Plano Decenal da Expansão do Sistema Elétrico 2009 a 2018** - Divisão de Planejamento do Sistema Elétrico - Departamento de Engenharia e Planejamento, 2008.

PESE 2011-2020 vol. 1. **Plano de Expansão do Sistema Elétrico** - CPFL Paulista Transmissão, 2010.

PESE 2011-2020 vol. 7. **Plano de Expansão do Sistema Elétrico** – CPFL Paulista Nordeste, 2010.

PESE 2011-2020 vol. 8. **Plano de Expansão do Sistema Elétrico** – CPFL Paulista Noroeste, 2010.

PETROBRÁS. **Plano de Investimentos 2007-2012**, Rio de Janeiro, 2007.

PIGNATTI, A. A. **Impacto na Perda Técnica com o Aumento da Cogeração das Usinas Sucroalcooleiras no Sistema de Transmissão da CPFL Paulista**. 2007. 89p. Trabalho de Conclusão de Curso - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos.

PNCC. **Plano Nacional de Mudanças Climáticas**, Comitê Interministerial de Mudanças Climáticas. Disponível em: www.mma.gov.br. Acesso em: dez. 2008.

PRODIST. **Procedimentos da Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional**, Resolução Normativa nº 345 de 16/12/2008, Rev. 3 – Resolução Normativa nº 432/ 2011, 2008.

RDEEP2007-541_rev02. **Conexão das Usinas térmicas no tronco 138 kV Caiçara – Humaitá – Iguapé** – dezembro 2007; RDEEP 2008-207_Parecer de Acesso UTE Destilaria Exemplo_rev02 - Novembro/2008.

Resolução 068/2004. **Procedimentos para a implementação de reforços nas Demais Instalações de Transmissão, não integrantes da Rede Básica e para a expansão das instalações de transmissão de âmbito próprio**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2004068.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2009.

Resolução Homologatória, 2009. **Resolução Homologatória nº 795**, de 7 de Abril de 2009, Tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.

SEABRA, J. E. A. **Desenvolvimento de modelos de balanço de energia e massa nas usinas/destilarias atuais - Setor de Cana e Açúcar** - Etapa 5 do Projeto de PD 138 - Potencial de Evolução da Geração Distribuída (em cogeração) nas Áreas da CPFL (São Paulo) no Horizonte de Quinze Anos, 2007.

SEABRA, J. E. A. **Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral**

da biomassa de cana no Brasil. 2008. 298p. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica – Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SILVESTRIN, C. R. CENBIO, Centro Nacional de Referência em Biomassa. Disponível em: http://cenbio.iee.usp.br/download/documentos/.../carlossilvestrin_2608.pdf, 2009. Acesso em: 02 nov. 2011.

SILVESTRIN, C. R. III Fórum Cogen/Canal Energia, **Expansão da Cogeração na Matriz Elétrica.** Disponível em: www.canalenergia.com.br/.../Especial_Materia.asp?id...86/. Acesso em: 09 set. 2010.

SOUZA, L.L., MACEDO, I. C. **Etanol e Bioeletricidade** A cana de açúcar no futuro da matriz energética. São Paulo, 2010.

ÚNICA. União da Indústria de cana de açúcar. Disponível em: <http://www.unica.com.br/dadosCotacao/estatistica/>. Acesso em: 15 fev. 2009.

WAINSTOK, R. Comercialização de Energia – **Bioeletricidade e Vantagens da Associação** – Apresentação em novembro/2005. Atualizado em: fev. 2010.

ZANFELICE, F. R. **Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica.** 2007. 176p. Dissertação (Mestrado) - Faculdade de Engenharia Mecânica – Planejamento de Sistemas Energéticos, Universidade Estadual de Campinas, Campinas; e atualizado através do site <http://www.ccee.com.br>, das penalidades - em 01 mar. 2010.

ANEXO A- Legislação

Decreto-lei nº 1.872 de 21/05/81

Dispõe sobre a aquisição, pelos concessionários de energia elétrica, do excedente gerado por autoprodutores, e dá outras providências.

Portaria DNAEE nº 283 de 31/12/85

Faculta aos consumidores autoprodutores de energia elétrica a contratação de demandas suplementares de reserva, a serem utilizadas quando da paralisação ou redução temporária da geração própria.

Portaria MME nº 1.474 de 16/12/88

Aprova a proposta de política de aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores pelos concessionários do serviço público de energia elétrica.

Portaria DNAEE nº 246 de 23/12/88

Autoriza os concessionários de serviço público de energia elétrica, integrantes dos sistemas elétricos interligados, a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores.

Portaria DNAEE nº 173 de 27/10/89

Autoriza os concessionários de serviço público de energia elétrica a celebrarem contrato de pré-venda de energia elétrica.

Lei 9.074/95:

Define as figuras de produtor independente de energia elétrica, consumidor livre e comercialização caracterizando o fim do monopólio.

Decreto nº 2.003 de 10/09/96

Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e dá outras providências.

Decreto nº 2.655 de 02/07/1998

Regulamenta o mercado atacadista de energia elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.

Resolução ANEEL 112 de 18/05/1999

Estabelece os requisitos necessários à obtenção de registro ou autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia.

Resolução ANEEL nº 281 de 01/10/1999

Trata da contratação de acesso à rede de transmissão e distribuição.

Resolução ANEEL nº 371 de 29/12/1999

Trata da contratação da reserva de capacidade de autoprodutor e produtor independente de energia.

Resolução nº 021 de 21/01/2000

Estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogeneradoras de energia.

Portaria Interministerial nº 002 de 17/02/2000

Autoriza a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em caráter excepcional, a estabelecer mecanismo de compensação nas tarifas de energia elétrica, sobre os contratos de compra, relativos às usinas termelétricas a gás natural que entrem em operação até dezembro de 2003.

Decreto nº 3.371 de 24/02/2000

Institui e fixa as prerrogativas do PPT - Programa Prioritário de Termelétricidade.

Portaria MME nº 314 de 24/08/2000

Define prazo para que as usinas termelétricas de cogeração, qualificadas, sejam integradas ao programa prioritário de termelétricidade 2000-2003, e revoga a Portaria MME 212 de 25.07.2000. Revoga a PRT MME 212 de 25.07.2000, Diário Oficial de 26.07.2000, Seção 1, p. 27, v. 138, nº. 143 – E.

Lei nº 10.433 de 24/04/2002.

Dispõe sobre a autorização para a criação do mercado atacadista de energia elétrica - MAE, pessoa jurídica de direito privado, e dá outras providências.

Lei nº 10.438 de 26/04/2002.

Mensagem de veto

Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis 9.427 de 26 .12.1996, 9.648 de 27.05.1998, 3.890-A de 25.04.1961, 5.655 de 20.05.1971, 5.899 de 5.07.1973, de 17 .12.2002 9.991 de 24.07.2000, e dá outras providências.

RESOLUÇÃO nº. 11 de 17/09/2002

Aplica o disposto no art. 1º da Medida Provisória nº. 64 de 26.08.2002, aos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pelas concessionárias de geração de serviço público federal e estadual, e pelas demais empresas geradoras e produtores independentes, em decorrência dos leilões públicos de que trata o art. 27 da Lei nº. 10.438 de 26.04.2002, bem como ao repasse dos preços da respectiva energia aos consumidores finais, desde que os leilões atendam, simultaneamente.

Decreto nº. 4.475 de 20/11/2002

Dispõe sobre a instituição, pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de programa emergencial e excepcional de apoio às concessionárias de serviço público de geração e aos produtores independentes de energia elétrica, e dá outras providências.

Decreto nº. 4.541 de 23/12/2002

Regulamenta os artigos. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº. 10.438 de 26.04.2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, e dá outras providências.

Decreto nº. 4.644 de 24/03/2003.

Dá nova redação ao parágrafo único do artigo 3º e ao § 2º do artigo 40 do Decreto nº. 4.541 de 23.12.2002, que regulamenta os artigos. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº. 10.438 de 26.04.2002.

Decreto nº. 4.758 de 21/06/2003.

Dá nova redação ao parágrafo único do artigo 3º e ao § 2º do artigo 40 do Decreto nº 4.541 de 23.12.2002, que regulamenta os artigos. 3º, 13, 17 e 23 da Lei nº. 10.438 de 26.04.2002.

Resolução ANEEL nº 352 de 22/07/2003

Trata das condições para implementação da sistemática de verificação do lastro dos contratos de venda de energia registrados no MAE - Mercado atacadista de energia.

DEC - Decreto nº. 5025 de 30/03/2004 publicado em 31/03/2004

(VIGENTE) Ementa: Regulamenta o inciso I e os parágrafos 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do artigo 3º da Lei 10.438 de 26/04/2002, no que dispõem sobre o PROINFA, primeira etapa e dá outras providências.

Decreto nº. 5100 de 03/06/2004

Altera a redação do artigo 36 do Decreto 4.541 de 23/12/2002, que regulamenta os artigos 3º, 13, 17 e 23 da Lei 10.438 de 26/04/2002.

Portaria MME nº. 231 de 30/09/2004

Aprova as diretrizes para os leilões de compra e venda de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes, a serem promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente.

Nota Técnica nº 034 SRD ANEEL de 26/02/2004

Regulamentação do percentual de redução a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição dos empreendimentos caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica e aqueles com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada (Minuta de resolução normativa inclusa).

Portaria nº 45 de 30/03/2004

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA – 1ª etapa.

Decreto nº 5.025 de 30/03/2004

Regulamenta o inciso I e os §§ 1o, 2o, 3o, 4o e 5o do artigo 3o da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências.

Resolução ANEEL nº 56 de 06/04/2004

Estabelece procedimentos para acesso das centrais geradoras participantes do PROINFA, regulamentando o artigo 3º, § 5º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, incluído pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004.

Resolução ANEEL nº 62 de 05/05/2004

Estabelece os procedimentos para o cálculo do montante correspondente à energia de referência de empreendimento de geração de energia elétrica, para fins de participação no PROINFA, nos termos do Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004, e dá outras providências.

Resolução ANEEL nº 65 de 25/05/2004

Estabelece a energia assegurada de pequenas centrais hidrelétricas e a energia de referência de usinas eólicas e usinas termelétricas a biomassa.

Resolução ANEEL nº 74 de 15/07/2004

Estabelece os critérios e procedimentos para que as concessionárias de transmissão que atendam consumidor livre e/ou autoprodutor, com unidade de consumo conectada às respectivas instalações de transmissão integrantes da rede básica do Sistema Interligado Nacional, passem a ser quotistas da conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC e da conta de desenvolvimento energético – CDE, em atendimento ao artigo 13 da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973, e ao artigo 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Decreto nº 5.177 de 12/08/2004

Regulamenta os artigos 4º e 5º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e dispõe sobre a organização, as atribuições e o funcionamento da câmara de comercialização de energia elétrica - CCEE.

Resolução ANEEL nº 77 de 18/08/2004

Estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW.

Portaria MME nº 231 de 30/09/2004

Aprova as diretrizes para os leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

Decreto nº 5.249 de 20/10/2004

Dá nova redação ao inciso XI do § 2º do artigo 1º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.

Resolução Normativa nº 109 de 26/10/2004

Institui a convenção de comercialização de energia elétrica.

MAE de 03/11/2004

Detalhamento da sistemática do leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes – 2004.

MAE de 03/11/2004

Compra de energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente.

MAE de 03/11/2004

Contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR.

Resolução Normativa nº 110 de 03/11/2004

Aprova o edital do leilão de compra de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, conforme o art. 25 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, e o detalhamento da sistemática do leilão, nos termos da Portaria MME nº 231, de 30 de setembro 2004.

Portaria MME nº. 288 de 11/11/2004

Estabelece critérios para a definição da garantia física de empreendimentos de geração termelétrica, movidos a gás natural, e que pretendam celebrar novos contratos de venda de energia elétrica.

Decreto nº 5.271 de 16/11/2004

Altera dispositivos do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.

Portaria MME nº 303 de 18/11/2004

Define os montantes de garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica.

Portaria MME nº 310 de 30/11/2004

Trata de autorização de aditamento à declaração de necessidades de compra para o leilão de energia existente.

Portaria MME nº 321 de 06/12/2004

Define a parcela de energia dos empreendimentos existentes de geração de energia elétrica que poderão participar do leilão de energia de novos empreendimentos de geração.

Lei nº. 11.097 de 13/01/2005

Dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.847, de 26 de outubro de 1999 e 10.636, de 30 de dezembro de 2002; e dá outras providências.

Decreto nº. 5448 de 20/05/2005 publicado em 24/05/2005 (VIGENTE)

Regulamenta o parágrafo 1º do artigo 2º, da Lei 11.097 de 13/01/2005, que dispõe sobre a introdução do biodiesel na matriz energética brasileira, e dá outras providências.

Portaria MME nº. 384 de 22/08/2005

Decide pela aplicação do disposto na Portaria MME 303 de 18/11/2004, para definição da garantia física dos empreendimentos de geração de energia elétrica movida à biomassa, cabendo à ANEEL estabelecer as penalidades a serem aplicadas nos casos de infração.

Portaria MME nº 452 de 28/09/2005

Autoriza a ELETROBRÁS a promover a prorrogação do prazo de início de funcionamento das instalações de produção de energia elétrica com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, originadas do programa de incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, para até 30 de dezembro de 2008, mediante a celebração dos aditivos contratuais aos instrumentos por ela firmados.

Resolução ANEEL nº 167 de 10/10/2005

Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída.

Decreto nº. 5882 de 31/08/2006 publicado em 01/09/2006 (VIGENTE)

Altera os artigos 5º, 12 e 16 do Decreto 5.025 de 30.03.2004, que regulamenta a Lei 10.438 de 26.04.2002, no que dispõe sobre o programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica - PROINFA, e dá outras providências.

Resolução ANEEL nº 228 de 25/07/2006

Estabelece os requisitos para a certificação de centrais geradoras termelétricas na modalidade de geração distribuída, para fins de comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação regulada - ACR, na forma do artigo 14, inciso II, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Resolução Normativa nº 235 de 14/11/2006

Estabelece os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogeneradoras de energia.

Portaria MME nº 31 de 15/02/2007

Dispõe que a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL deverá promover, direta ou indiretamente, leilão de energia proveniente de fontes alternativas de geração, a ser realizado no dia 24 de maio de 2007.

Resolução ANEEL nº 320 de 10/06/2008

Estabelece critérios para classificação de instalação de transmissão como de Interesse exclusivo de centrais de geração para conexão compartilhada – ICG para o acesso à rede básica do Sistema Interligado Nacional de centrais de geração a partir de fonte eólica, biomassa ou pequenas centrais hidrelétricas (COGENSP, 2009).

ANEXO B- Empreendimentos de geração com biomassa

Neste Anexo são apresentados detalhes dos três estudos revisados sobre a integração de sistemas de geração com biomassa ao SIN, em São Paulo.

a) Premissas: Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no estado de São Paulo – ONS

Despacho de geração

Foram adotados despachos de geração nas UHE do médio Tietê, Paranapanema e Paraná, representativos dos despachos médios praticados historicamente no período de inverno. Para acomodação dos montantes de exportação das usinas de biomassa nas redes de 138 kV e 88 kV de São Paulo adotou-se a redução dos despachos de UHE dos rios Grande e Paranaíba. Procurou-se ajustar os despachos das usinas de influência nas redes de 440/138/88 kV de São Paulo o mais próximo possível daqueles praticados historicamente pelas empresas.

Controle de tensão

Os casos de regime permanente foram ajustados de acordo com as faixas operativas de tensão praticadas em tempo real, minimizando-se sempre que possível a circulação de reativos no sistema e preservando a faixa de tapes nos transformadores interligadores. Foram usados os recursos hoje disponíveis: reatores, bancos de capacitores, excitação de geradores e compensadores estáticos, estes últimos operando sempre que possível absorvendo reativos em condições normais de operação.

b) Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no estado de São Paulo – ONS: Análise de curto circuito

Para realizar as análises de curto-circuito, considerou-se a rede simulada com a sua configuração completa, com todos seus componentes operando, pois esta condição, para efeito de

curto-circuito, torna-se mais severa e conseqüentemente mais conservadora.

Foi utilizado, como casos de trabalho, os arquivos de curto-circuito para o horizonte de Dezembro de 2008 e Dezembro de 2010 (BR1012PP.ANA) (ONS- RE 3/134/2008 - Reatores equivalentes nas barras do SIN para simulação de curto-circuito monofásico em estudos de transitórios eletromecânicos - Dezembro 2008/2010) com e sem as usinas de biomassa.

Na determinação da configuração simulada, as obras licitadas e as autorizadas foram representadas de acordo com as datas contratuais. Para as demais, a data de entrada em operação foi estimada com base nos tempos típicos verificados para o equacionamento da concessão e construção.

Na variação do nível de curto-circuito, visando identificar as instalações que poderão ter algumas proteções com seus ajustes alterados, foi adotada como valor de referência a variação maior ou igual a 10%, comparando-se o caso com e sem a entrada das usinas à biomassa previstas para o ano de 2010.

Sob o ponto de vista de curto-circuito, este relatório, além de apresentar as evoluções dos níveis na área de influência, consistiu em um estudo no qual foram identificados os disjuntores superados por corrente de curto-circuito simétrica.

Estudos mais detalhados serão realizados com a definição da entrada efetiva das usinas em operação.

c) Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no Estado de São Paulo – ONS: Resultados principais da expansão da geração com biomassa, por região de influência, no estado de São Paulo

Área I

Com relação ao carregamento em circuitos, a presença das fontes de biomassa nesta área resulta em um aumento significativo no fluxo orientado para Bariri na LT 138 kV Ibitinga – Bariri, observa-se que ocorre violação da capacidade de longa duração (80 MVA) na carga leve de 2009 e pesada de 2010.

Área II

Esta área apresenta quedas acentuadas de tensão no sistema de 138 kV existente, com destaque para as localidades mais distantes dos atuais pontos de suprimento, no ano 2010 resultará em um aumento significativo no fluxo das linhas de 138 kV localizadas nos troncos Barretos – Pioneiros – Franca, Barretos - Caiçara - Laranjeiras e Caiçara - Humaitá - Iguapé, com a superação do limite em determinados patamares de carga.

Área III

Não foram identificadas nos patamares de carga pesada, média e leve, violações dos critérios de tensão na rede de 138 kV desta área.

Com relação ao carregamento em circuitos, constatou-se que a presença das fontes de biomassa impõe reorientação ao fluxo de potência ativa em parte da rede de 138 kV. A inversão de fluxo é mais significativa na linha entre Flórida Paulista e Presidente Prudente, sobretudo no ano de 2010.

Cabe destacar que a capacidade de longa duração (80 MVA) dessa linha torna-se praticamente esgotada na carga leve de 2010.

Área IV

Não foram identificadas nos patamares de carga pesada, média e leve, violações dos critérios de tensão na rede de 88 kV desta área.

Ao longo da LT 88 kV Presidente Prudente – Assis conecta-se, em derivação, as usinas a biomassa: Cocal, Canaã, Macaraí, Nova América e Água Bonita. No presente estudo, foi prevista a conexão da usina Quatá em seccionamento da mesma linha.

Área V

Em relação a carregamentos, destaca-se o registro de sobrecarga na LT 138 kV Barra Bonita - Botucatu, nos patamares de carga pesada e leve no ano de 2010. Essa violação ocorre em função do despacho de geração da Usina da Barra (123 MW), que se soma à geração centralizada da UHE Barra Bonita (AES Tietê).

Destaca-se também a necessidade imediata de recapacitação da LT 138 kV Bariri – Barra Bonita, prevista desde o ciclo 2006–2008 do PAR-DIT, independentemente da geração a biomassa. No ano 2009 observou-se um fluxo de 75 MVA no circuito via Jaú, para um limite de 80 MVA. Em 2010 verificou-se alívio de carregamento em função da entrada em operação da geração da Usina Diamante.

Em relação ao sistema de 138 kV da CPFL, cabe observar que a geração a biomassa presente na região contribui para reduzir o carregamento das LTs 138 kV Botucatu (CTEEP) - Botucatu (CPFL) e Bauru (CTEEP) – Bauru (CPFL).

Área VI

Não foram identificadas nos patamares de carga pesada, média e leve, violações dos critérios de tensão na rede de 138 kV desta área.

Com relação ao carregamento em circuitos, a presença das fontes de biomassa resulta em elevação do fluxo na LT 138 kV Limoeiro – Porto Ferreira, cabendo destaque para as UTE Ferrari e Dedini São Luiz, conectadas ao seccionamento de um dos circuitos dessa linha. Na carga pesada de 2009, antes da entrada em operação da SE Araras 440/138 kV, o carregamento do trecho entre o seccionamento e a SE Porto Ferreira 138 kV supera em 6,8% a capacidade de longa duração (72 MVA) da linha.

Área VII

Em relação ao sistema elétrico de atendimento, esta área pode ser dividida em três regiões distintas: Grande Campinas, Circuito das Águas Paulista e Piracicaba. Como as usinas à biomassa dessa área estão concentradas em Piracicaba, essa é a região onde foram observados os principais impactos nas redes existentes em função dos acessos pretendidos.

Não foram identificadas, nos patamares de carga pesada, média e leve, violações dos critérios de tensão na rede de 138 kV desta área.

Com relação ao carregamento em circuitos, a presença das fontes de biomassa provocou sobrecarga na LT 138 kV Piracicaba - Araraquara, no trecho entre a Usina Costa Pinto e a SE

Piracicaba. Essa violação ocorre a partir de 2009, quando já deverá estar em operação a Usina Costa Pinto, e se intensifica em 2010, com a conexão das Usinas Paraíso e Tamoios.

As outras linhas de 138 kV acessadas na região, Sumaré (CTEEP) – Saltinho e Piracicaba - Saltinho, não apresentaram violação dos limites de capacidade.

Para a primeira já está prevista uma duplicação parcial, independentemente da presença da geração a biomassa.

Nas demais regiões desta área - Campinas e Circuito das Águas - há apenas um único acessante (Usina Ester), que não provoca alterações significativas nas condições operativas do sistema local. Destaca-se, contudo, os carregamentos observados nas LTs 138 kV Nova Aparecida - Viracopos e Nova Aparecida - Trevo. As solicitações já elevadas nessas linhas em caso base foram agravadas nos casos com a consideração da geração, com o registro de sobrecargas em carga pesada. Observa-se que a futura SE Itatiba 500/138 kV contribuirá para reduzir o carregamento dessas linhas a níveis admissíveis, eliminando a necessidade de reforços nas mesmas. Contudo, até a implantação das soluções estruturais, a CPFL deverá desenvolver medidas operativas para alívio dos carregamentos indicados.

Outro resultado significativo nas simulações foi a redução do carregamento dos três circuitos da LT 138 kV Santa Bárbara (CTEEP) - Piracicaba, em até 30 pontos percentuais.

d) Integração dos empreendimentos de geração com biomassa no estado de São Paulo – ONS: Resultados da expansão da geração com biomassa: sensibilidade da operação (ano 2010) ao cronograma de implantação de obras

Neste item foram apresentados resultados de uma análise de sensibilidade das condições operativas do SIN (Sistema Interligado Nacional) no ano de 2010, com a expansão da cogeração a biomassa, ao atraso na implantação das obras de maior impacto no estado de São Paulo, quais sejam:

Implantação da SE Mirassol II 440/138 kV–300 MVA;

Implantação da SE Getulina 440/138 kV–300 MVA;

Implantação da SE Araras 440/138 kV–2x300 MVA;

implantação da SE Atibaia 2 345/138 kV–400 MVA.

Os resultados da análise foram organizados por região de influência.

Região de influência das SE Mirassol II 440/138 kV e Getulina 440/138 kV

A perspectiva de expansão da cogeração a biomassa contribui para a melhoria das condições de operação nessa região, sobretudo quanto ao controle de tensão.

A análise do período de safra no ano de 2010, considerando a ausência das obras de maior vulto (SE Mirassol II 440/138 kV e Getulina 440/138 kV), indica níveis de tensão adequados na malha de 138 kV, em condição normal e em contingências simples. Por outro lado, foram identificados os seguintes problemas em circuitos da região:

LT 138 kV Catanduva – Ibitinga passa, na carga leve, a apresentar sobrecarga em emergência de 20% e, no trecho entre Borborema e Ibitinga, sobrecarga de 11% em condição normal;

LT 138 kV Ibitinga – Bariri passa a apresentar sobrecarga em emergência de 12% na carga pesada, sobrecarga marginal em condição normal na carga média e de 55% na carga leve;

LT 138 kV Bariri – Bauru passa a apresentar sobrecarga em emergência de 27% na carga pesada, 1% na média e de 25% em condição normal na carga leve;

LT 138 kV Nova Avanhandava – Valparaíso passa a apresentar sobrecarga em emergência de 6% na carga leve;

LT 138 kV Presidente Prudente – Flórida Paulista apresenta aumento da sobrecarga em emergência na carga pesada e sobrecarga em condição normal de 12% na carga leve, ainda contornável com separação do barramento de 138 kV na SE Rosana.

Convém ressaltar que o cenário utilizado considera despacho moderado (50%) nas usinas do médio Tietê e em vigor a medida operativa de segregação do barramento de 138 kV da SE São José do Rio Preto (CTEEP) com radialização das cargas de Congonhas e Mirassol, sendo alimentadas por Votuporanga II.

Região de influência da SE Araras 440/138 kV

A análise do período de safra no ano de 2010, considerando a ausência da SE Araras 440/138 kV e obras associadas, indica níveis de tensão adequados na malha de 138 kV, em condição normal e em contingências simples. Por outro lado, foram identificados os seguintes problemas em circuitos da região:

LT 138 kV Barra Bonita – Rio Claro I passa a apresentar sobrecarga em emergência de 6% na carga pesada e de 10% na carga média.

Região de influência da SE Atibaia 345/138 kV

Essa região sofre efeitos em menor escala em decorrência da expansão da cogeração a biomassa. A análise do período de safra no ano de 2010, considerando a ausência da SE Atibaia 345/138 kV e obras associadas, indica dificuldades para controle da tensão acima de 90% nas barras de 138 kV em Bom Jardim e Bragança Paulista na contingência da transformação de Bom Jardim 440/138 kV, como indicado na PAR DIT 2008-2010. Foram também identificados os seguintes problemas em circuitos da região:

Banco AT Bom Jardim 440/138 kV passa a apresentar elevado fluxo no sentido do lado de 138 kV, com aumento mais significativo da parcela reativa, resultando em esgotamento da capacidade em condição normal do equipamento;

Banco AT Cabreúva 440/138 kV passa a apresentar sobrecarga marginal em emergência na carga pesada;

LT 138 kV Cabreúva – Mairiporã passa a apresentar sobrecarga em emergência de 9% na carga pesada;

LT 138 kV Mogi Mirim II – Bragança Paulista passa a apresentar sobrecarga em condição normal (26%) na carga pesada e marginal na carga média.

- e) **Aplicação de técnicas de análise espacial para avaliação do potencial de produção de eletricidade a partir de subprodutos de cana de açúcar no estado de São Paulo –Franco, Marta Minussi (2008): Seleção de áreas de expansão**

As bacias hidrográficas mais adequadas para a expansão do cultivo da cana são as do

Pontal do Paranapanema, Peixe, Aguapeí, Médio Paranapanema, São José dos Dourados e Turvo Grande, (Mapa 4, Figura 3.5), (Mapa 9.3, Figura 3.6). Estas áreas estão na Região Oeste do estado de São Paulo. Ainda pela disponibilidade da água, a Bacia do Baixo Tietê é menos relevante à expansão do cultivo da cana.

Nas bacias hidrográficas com maior extensão territorial apta ao cultivo da cana, segundo o Mapa 4 (Figura 3.5), realmente ocorre hoje o maior número de usinas em implantação.

f) Exemplo de estimativa de investimentos nas conexões no estudo do ONS

Empreendimentos da Área II

Tabela B. 1 - Estimativa de investimentos nas conexões de um acessante

UTE EXEMPLO	Quantidade	Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
SE Exemplo			
Módulo Geral SE 138 kV BS - Pequena	1	1.935.077,64	1.935.077,64
Conexão de linha 138 kV - BS	2	1.136.059,25	2.272.118,50
Conexão de transformador 138 kV - BS	1	754.511,46	754.511,46
Transformador 138/13,8 kV s/CDC s/terc ONAN/OFAF 60 MVA	1	1.440.000,00	1.440.000,00
Conexão de transformador 13,8 kV - BS	1	223.434,20	223.434,20
SE Viradouro (Coletora)			
Conexão de linha 138 kV - BD	2	1.521.622,30	3.043.244,60
LT 138 kV Exemplo – Viradouro (Coletora) CD 336 kcmil	8,5	200.301,69	1.702.564,37
Investimento na conexão (R\$)			11.370.950,77

Fonte: ONS NT-008/2008

Dados do empreendimento e Anexo H

Empreendimento: UTE Destilaria Exemplo

Endereço: Fazenda Piratininga s/nº - Zona Rural

Município: Pitangueiras

Coordenadas - Latitude: S 21°00'19,00" Longitude: W 48°17'08,00"

Ano de entrada em operação: 2010 - 33 MW

Cronograma para ampliação e exportação previstas: 2012 - 33 MW

Central Geradora Termelétrica ou Hidrelétrica, conforme aplicável

Identificação do Empreendimento:

Denominação: UTE Destilaria Exemplo

Proprietário: Exemplo Açúcar e Álcool

Endereço do proprietário:

Distrito: Pitangueiras

Município e Unidade da Federação: Pitangueiras - SP

CNPJ ou CPF:

Telefone/Telefax/*E-mail*:

Número da Unidade Consumidora (UC): 3869822

Coordenadas UTM: Latitude S 21°00'19 "Longitude W 48° 17'08"

Finalidade:

(x) Autoprodutor

Caracterização do Local do Empreendimento:

Endereço:

Município e Unidade da Federação: Pitangueiras - SP

Telefone/Telefax/*E-mail*:

Altitude (m): 551 m

Temperatura ambiente média anual (°C): 24°

Umidade relativa média anual (%): 73%

Quadro de implantação e evolução do empreendimento (preencher):

Período	Potência Instalada (kVA)	Potência Exportada (kW)
04/2010	41.250	33.000

Central geradora:

Potência instalada total bruta (kW): 33.000

Consumo interno (kW): 3.000

Nº de unidades geradoras: 1

Fator de disponibilidade: 100 %

Na emergência, a mínima potência sincronizada do(s) gerador (es) mantida conectada em paralelo ao sistema da CPFL é (kW): 33.000

Combustível principal: Bagaço de cana

Combustíveis alternativos: não há

Poder calorífico inferior - PCI (kJ/kg), com combustível principal: 1.775

Consumo de combustível (kg/dia ou Nm³/dia): 1.440.000

Densidade (kg/Nm³) ou (kg/m³) com combustível principal: 72,2

Transformador para interligação entre os sistemas do acessante e da CPFL (discriminar para cada um, quando do caso):

Potência nominal (kVA): 40.000

Alta tensão (kV): 138

Baixa tensão (kV): 13,8

Impedância (% , indicando a base de potência e o gerador, ou geradores, ao qual se conecta): 11.8

Resistência do transformador elevador associado a cada unidade ou grupo de geradores (% , indicando a base de potência e o gerador, ou geradores, ao qual se conecta): - 0.41

Reatância do transformador elevador associado a cada unidade ou grupo de geradores (% , indicando a base de potência e o gerador, ou geradores, ao qual se conecta): 9.85

Grupo de ligação de cada transformador: DYN1

Possibilidades de ampliações futuras das exportações (kW):

Obs. Os dados do transformador de interligação poderão ser alterados pelo fabricante durante o processo de fabricação.

Especificação dos geradores elétricos:

Geradores n^os (numerar seqüencialmente, para referência e indicação de quantidade): 1

Potência aparente nominal (kVA) de cada um: 41.250;

Tensão nominal (kV) de cada um: 13,8;

Fator de potência de cada um: 0,8; Freqüência (Hz) de cada um: 60;

Classe de isolamento de cada um: F,

Rotação (rpm) de cada um: 1.800;

Reatância síncrona de eixo direto (Xd) de cada um (%): 1.64/1.50 pu

Reatância síncrona de eixo em quadratura (X_q) de cada um (%): 0,83/0.76 pu
 Reatância transitória de eixo direto ($X'd$) de cada um (%): 0,25 / 0.23 pu
 Reatância de seqüência negativa de cada um (%): 0.16 pu
 Reatância de seqüência zero de cada um (%): 0.052 pu
 Reatância transitória de eixo em quadratura ($X'q$) % (para máquinas de rotor liso): 0.76 pu
 Reatância subtransitória de eixo direto ($X''d$) em % (é desprezado efeito da saliência 0,16 pu
 Subtransitória, isto é, é considerado $X''d = X''q$): 0,16 pu
 Reatância de dispersão da armadura (X_l), em %: 0.097
 Constante de tempo transitória de eixo direto em circuito aberto ($T'do$), em segundos: 7.57
 Constante de tempo subtransitória de eixo direto em circuito aberto ($T''do$), em segundos: 0.0097
 Constante de tempo subtransitória de eixo em quadratura em circuito aberto ($T''qo$), em segundos: 0.033
 Resistência do enrolamento de armadura (R_a) de cada um (%): 0.34
 Constante de inércia (HG), em segundos, de cada gerador (representa a relação entre a energia cinética armazenada no gerador, à velocidade síncrona, e a potência aparente nominal da máquina): 1.6
 Potência ativa mínima (kW) de cada unidade (para verificação de condições de operação em faixa proibida, como por exemplo, a cavitação nas turbinas): 3500.
 Potência ativa máxima (kW) de cada unidade (obtida da curva de capacidade): 33000
 Data prevista de entrada em operação comercial de cada um: 04/2010

Especificações do sistema de excitação e dos reguladores de tensão:

Fabricante: ABB

Modelo: Unitrol 1000

Especificação do regulador de velocidade:

Fabricante.....*Woodward*

Modelo.....505 E

Transmissão do sinal de rotação para o regulador.....*Pick-up* magnético

Classe de regulagem.....Nema D

Grau de proporcionalidade (“*droop*”).....0.5 %

Flutuação máxima de velocidade+/-0.25%

Aumento máximo de velocidade.....7%

Dispositivo elétrico de ajuste de velocidade à distância.

Atuadores:

Fabricante..... *Woodward*

Modelo.....7¼”

Tipo Eletro/hidráulico

Proteção de sobre velocidade eletrônico digital:

Fabricante..... *Woodward*

Modelo..... *ProTech 203*

Especificação dos equipamentos motrizes:

Equipamentos n°s (numerar seqüencialmente, para referência e indicação de quantidade):

Tipo: Turbina 1 – Condensação

(X) Turbina a vapor

Potência (kW): 33000;

Rotação (rpm): 7000;

Indicar *heat rate* (kJ/kWh, baseado no poder calorífico inferior) ou consumo específico

(unidade por kWh): 4,0 Kg / kW;

Sistema de resfriamento em:

(x) Ciclo fechado:

Vazão de água de *make-up* (m3/dia): 6000 M3 / h

Temperatura da água (°C): 32°C

Especificação dos geradores de vapor:

Geradores n°s (numerar seqüencialmente, para referência e indicação de quantidade):

Tipo: 41.250 kVA, 1.800 rpm, 13,8 kV; (Aquatubular)

Produção de vapor para energia elétrica (t/h): 120

Produção de vapor para processo (t/h): 120

Pressão de vapor (bar): 65

Temperatura (°C): 480

Responsável Técnico pelas Informações Declaradas:

Nome:

Nº do registro no CREA, com Região: – - SP.

Tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD – Anexo II-A da Resolução 795/2000.

Tabela B. 2 - Tarifas de fornecimento de energia e as tarifas de uso – TUSD – Anexo II-A

Anexo II-A		
TUSD - Consumidores Livres	Quadro L	
	TUSD	
Subgrupo	Demanda (R\$/kW)	
	Ponta	F. Ponta
A2 (88 a 138 kV)	14,52	1,89
TUSD - Consumidores Livres	Quadro M	
	TUSD	
Subgrupo	Encargos (R\$/MWh)	
	Ponta	F. Ponta
A2 (88 a 138 kV)	23,08	23,08
TUSD - Geração	Quadro P	
	TG	
Subgrupo	Demanda (R\$/MWh)	
A2 (88 a 138 kV)	1,79	
TUSD - APE e PIE Em atendimento aos arts. 19 e 20 da Resolução Normativa ANEEL nº 166/2005	Quadro T	
	TUSD	
Subgrupo	Encargos (R\$/MWh)	
	Ponta	F. Ponta
A2 (88 a 138 kV)	0,98	0,98

Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	Quadro U			
	TUSD			
	Demanda (R\$/kWh)			
Subgrupo	Ponta		F. Ponta	
	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	13,91	0,62	1,81	0,08

Fonte: ANEEL – Resolução homologatória 795/2009

Tabela B. 3 – Tarifas de fornecimento de energia e as tarifas de uso – TUSD – Anexo II-B

Anexo II-B		
TUSD - Consumidores Livres	Quadro L	
	TUSD	
Subgrupo	Demanda (R\$/kW)	
	Ponta	F. Ponta
A2 (88 a 138 kV)	14,00	1,83
TUSD - Consumidores Livres	Quadro M	
	TUSD	
Subgrupo	Encargos (R\$/MWh)	
	Ponta	F. Ponta
A2 (88 a 138 kV)	22,25	22,25
TUSD - Geração	Quadro P	
	TG	
Subgrupo	Demanda (R\$/MWh)	
	1,75	
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)	0,94

Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	Quadro U			
	TUSD			
	Demanda (R\$/kWh)			
Subgrupo	Ponta		F. Ponta	
	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	13,4	0,59	1,75	0,08

Fonte: ANEEL – Resolução homologatória 795/2009

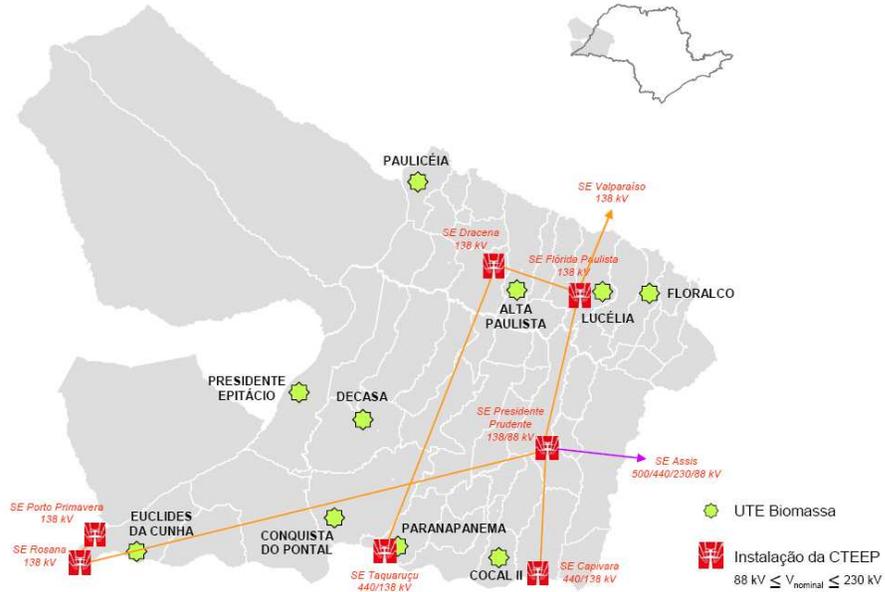


Figura C. 3 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área III (ONS NT-008/2008)

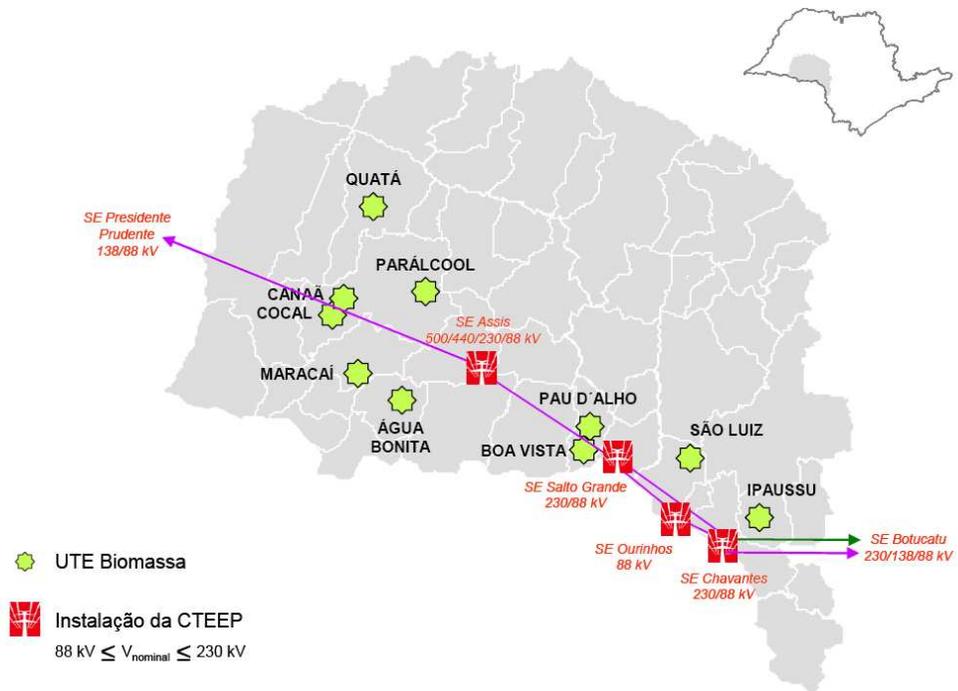


Figura C. 4 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área IV (ONS NT-008/2008)

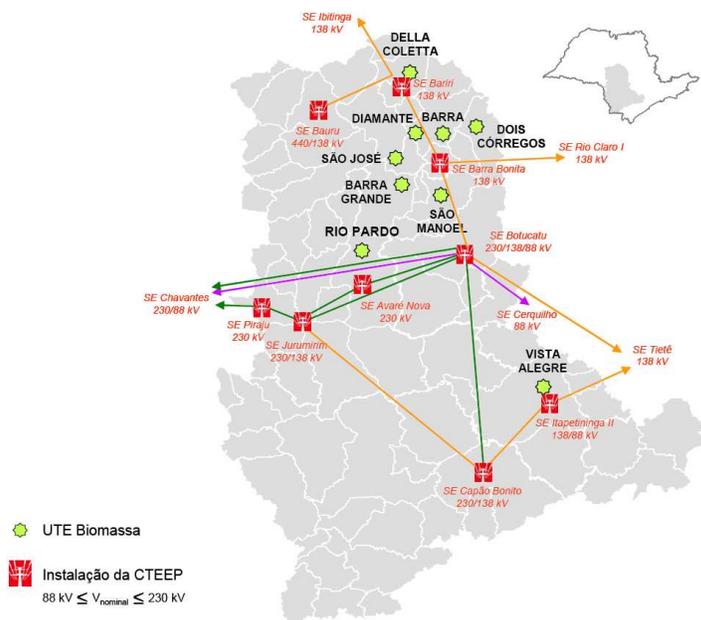


Figura C. 5 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área V (ONS NT-008/2008)

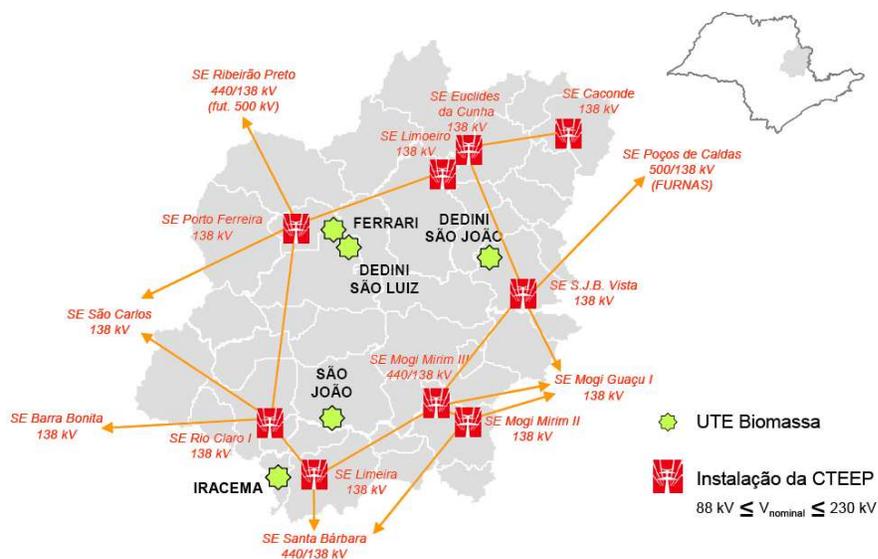


Figura C. 6 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área VI (ONS NT-008/2008)



Figura C. 7 - Usinas de biomassa e demais instalações de transmissão na Área VII (ONS NT-008/2008)

- Mapas das Linhas de Transmissão

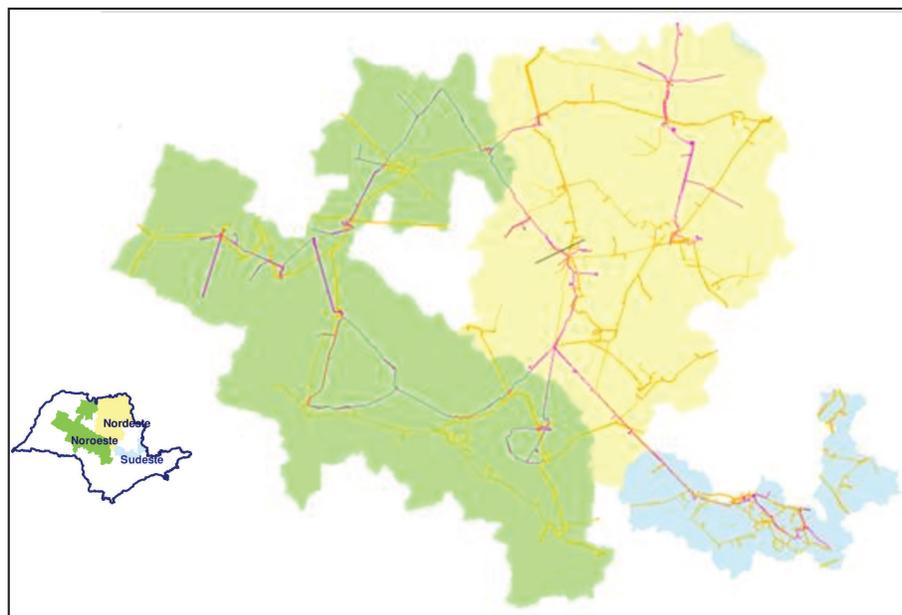


Figura C. 8 - Sistema elétrico de transmissão da CPFL Paulista (RD - CPFL/2008)

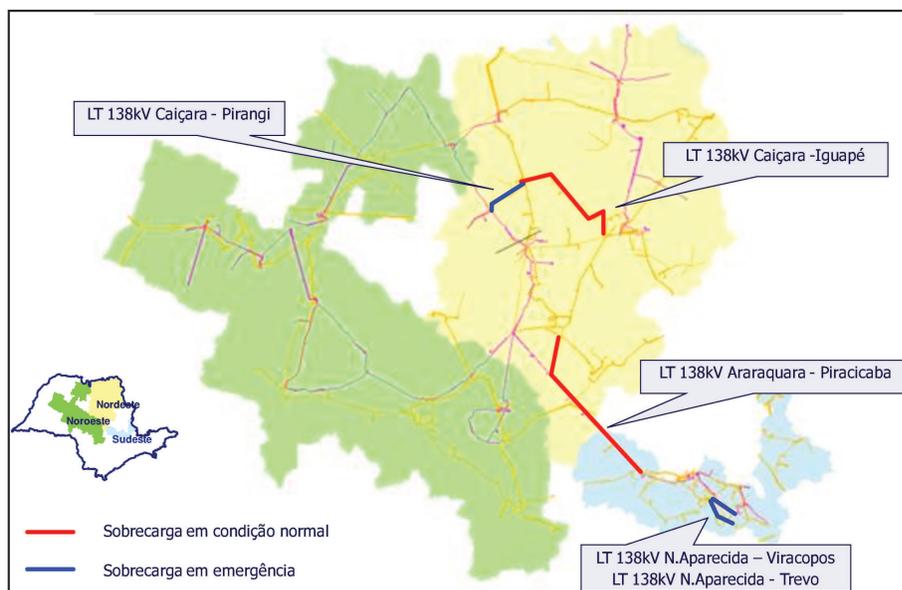


Figura C. 9 - Impacto das usinas no sistema elétrico de transmissão - Ano 2009 (RD - CPFL/2008)

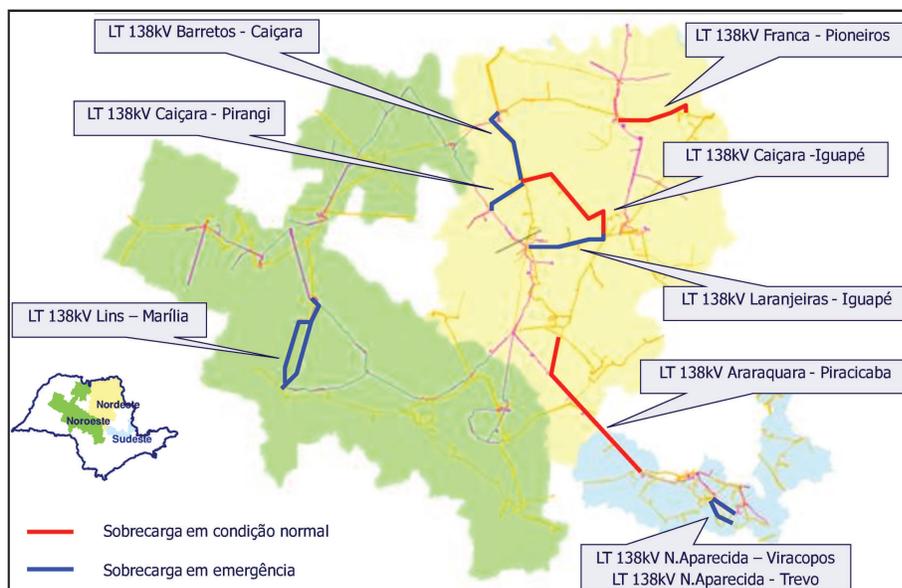


Figura C. 10 - Impacto das usinas no sistema elétrico de transmissão - Ano 2010 (RD - CPFL/2008)

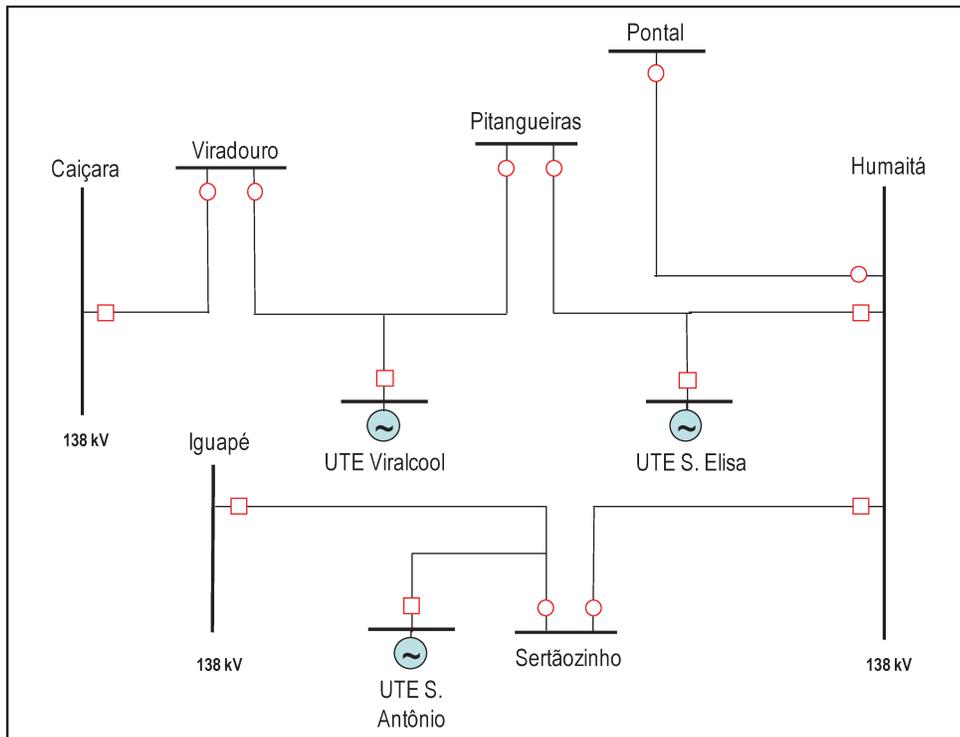


Figura C. 11 - Linha de transmissão LT 138 kV caiçara - Iguapé - situação atual (RD - CPFL/2008)

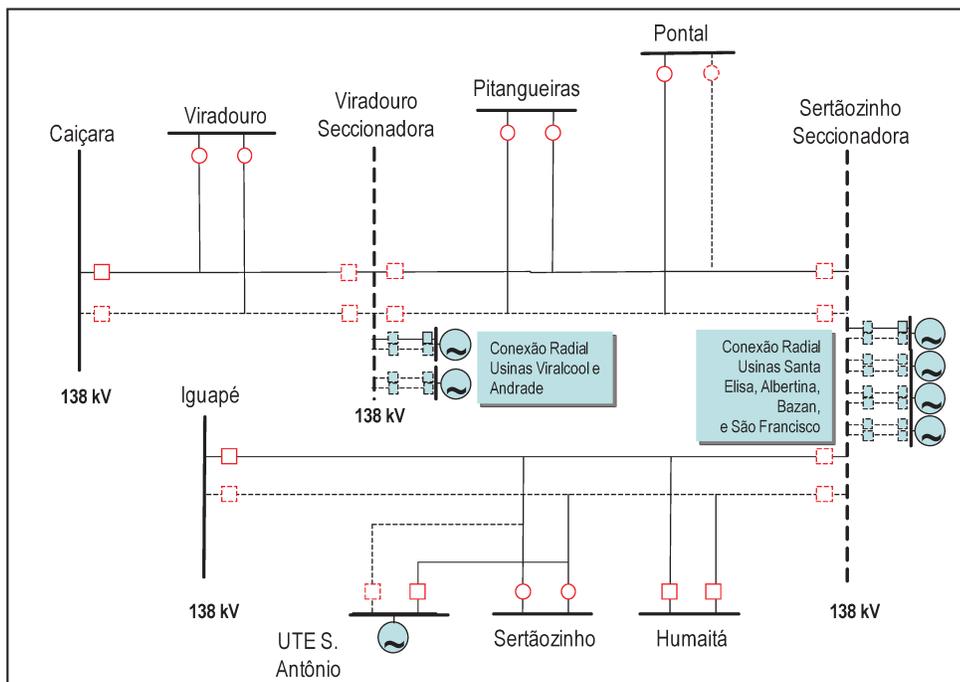


Figura C. 12 - Linha de transmissão LT 138 kV caiçara - Iguapé - situação futura (RD - CPFL/2008)

Instalações para energia elétrica no setor de cana-de-açúcar (potencial prático) capacidade instalada em 2010

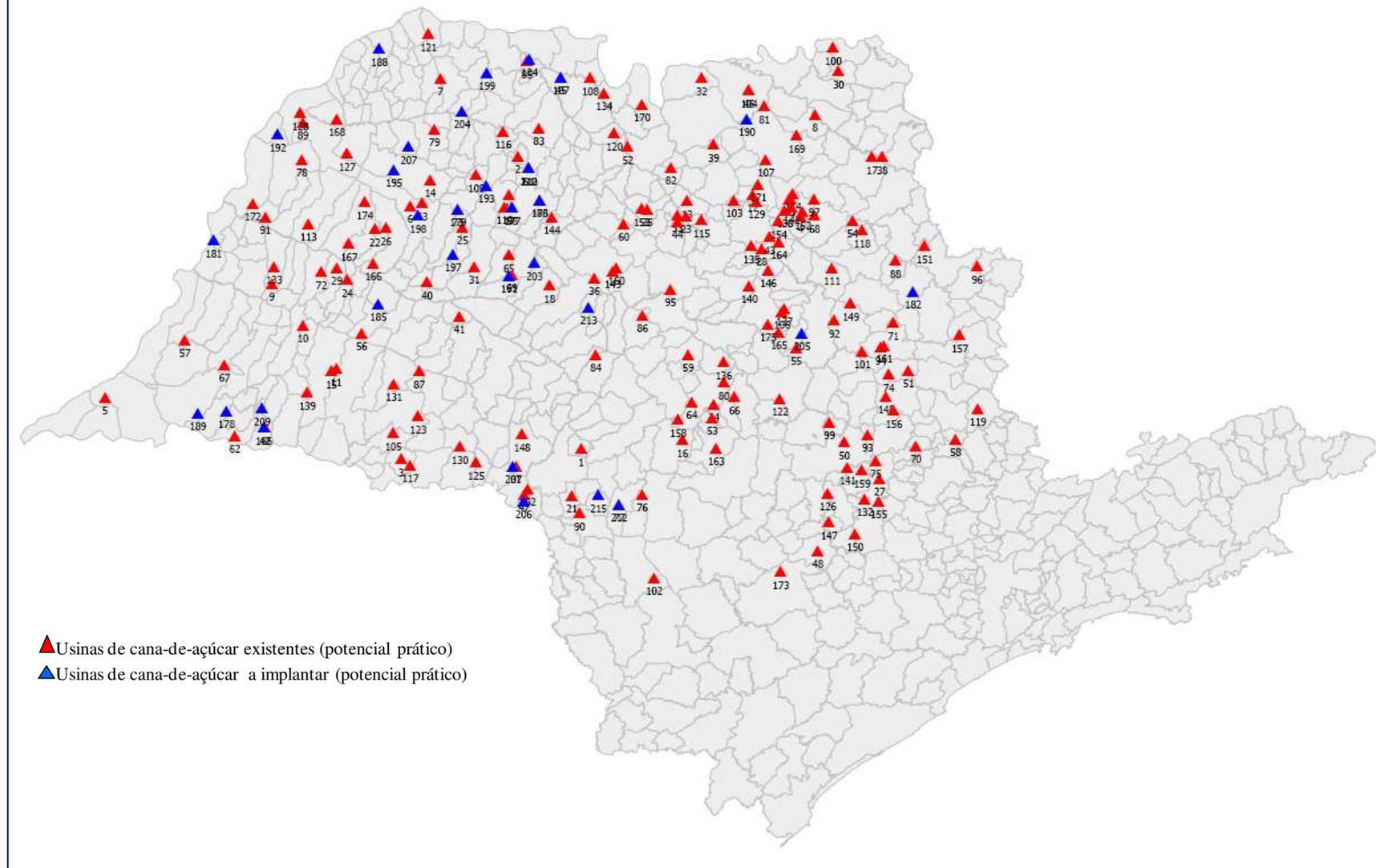


Figura C. 13 - Mapa de usinas em operação e novas no Estado de São Paulo (Levantamento próprio)

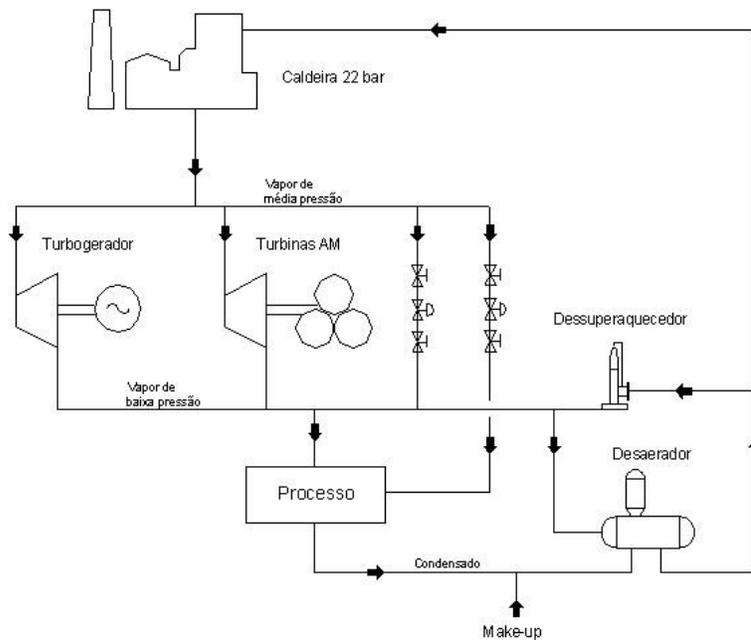


Figura C. 14 - Tecnologia 01 - cogeração pura (contra-pressão) a 22 bar (NIPE/CGEE, 2005)

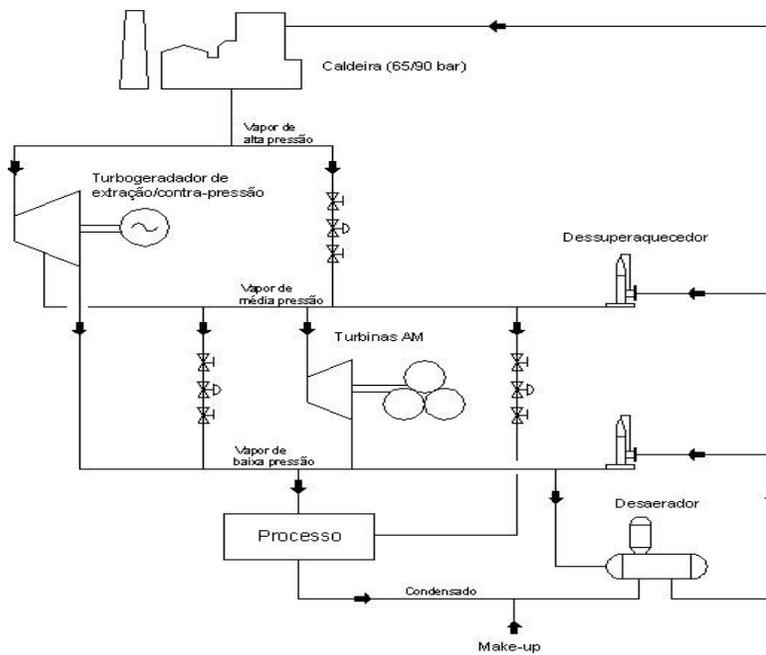


Figura C. 15 - Tecnologia 02 - cogeração pura (extração/contra-pressão) a 65/90 bar (NIPE/CGEE, 2005)

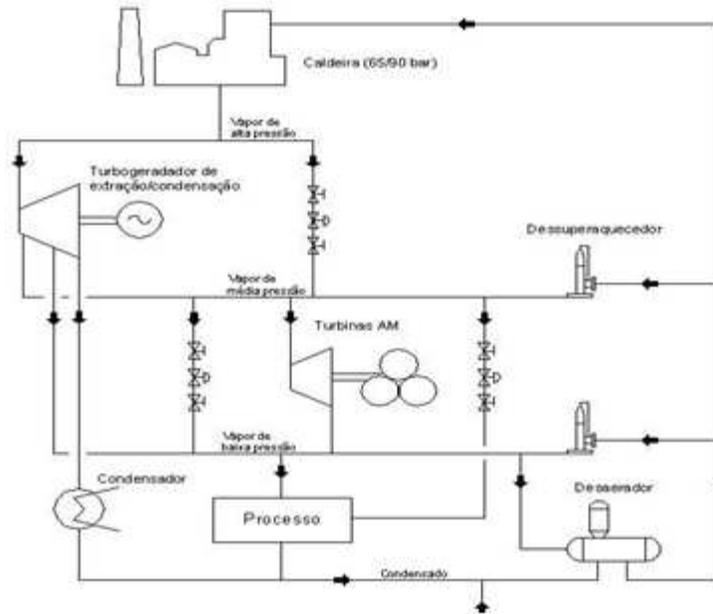


Figura C. 16 -Tecnologia 03 - cogeração com extração/condensação a 65/90 bar (NIPE/CGEE, 2005)

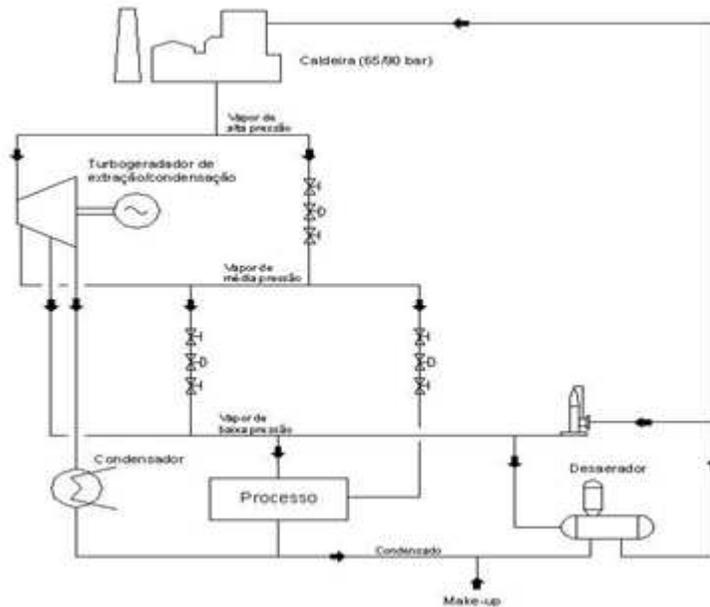


Figura C. 17 - Tecnologia 04 - cogeração com extração/condensação a 65/90 bar (sistemas eletrificados) (NIPE/CGEE, 2005)

Diagrama unifilar - conexão proposta

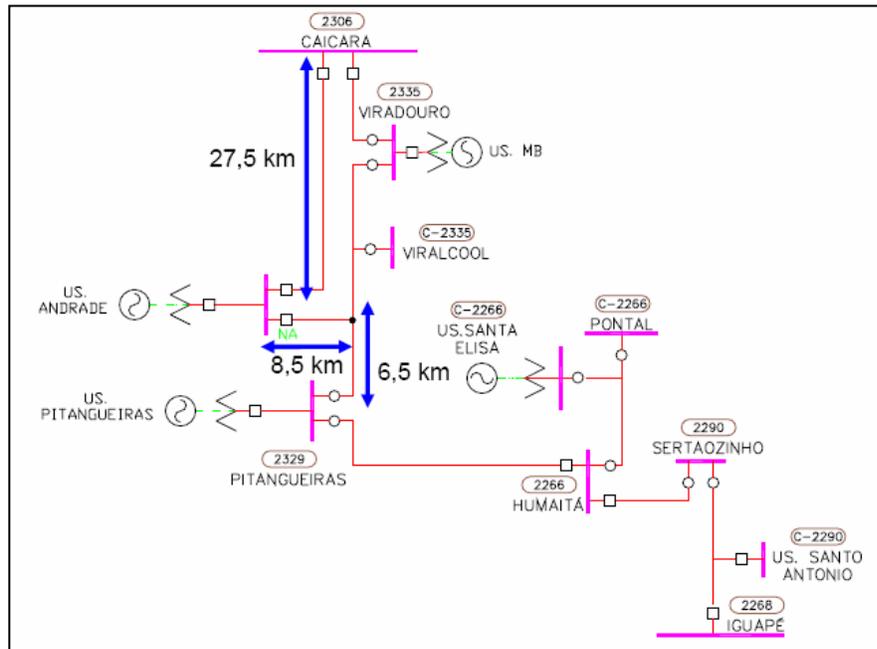


Figura C. 18 - Indicação de um ponto de conexão de interesse (DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo A-5)



Figura C. 19 - Diagrama eletrogeográfico das instalações de conexão (DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo A-5)

Mapa Eletrogeográfico da Região

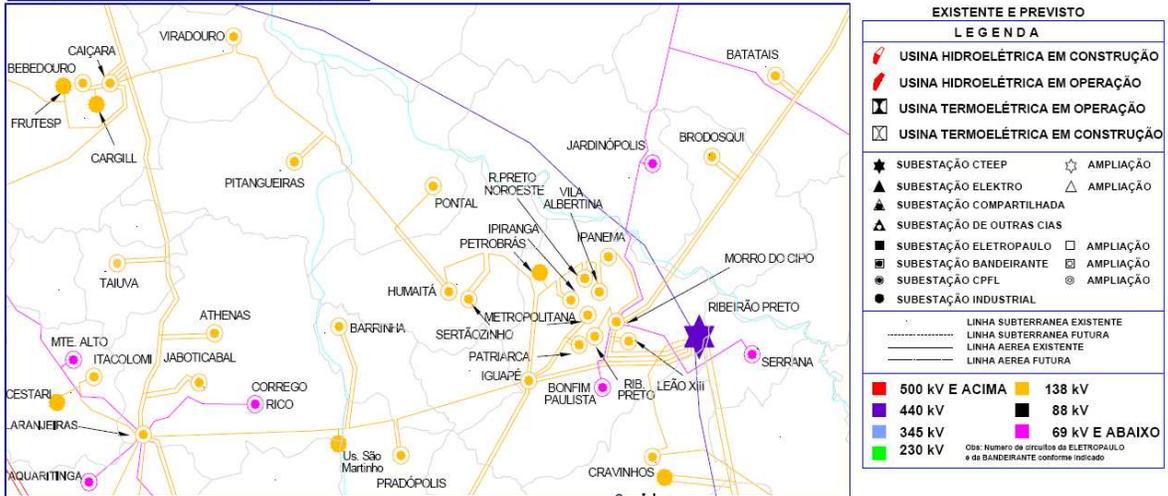


Figura C. 20 - Mapa eletrogeográfico da região (DEEP, 2009/2018)

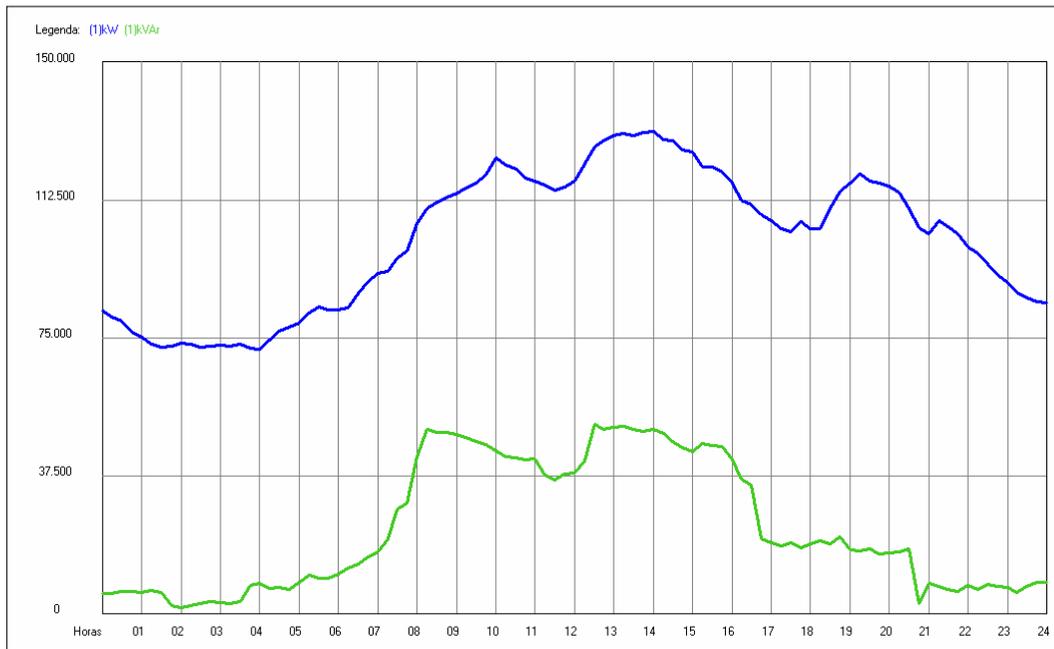


Figura C. 21 - Curva de carga do autotransformador da SE Ribeirão Preto - CTEEP na safra (ponta) - patamares: leve, média e pesada (DEEP, 2008)

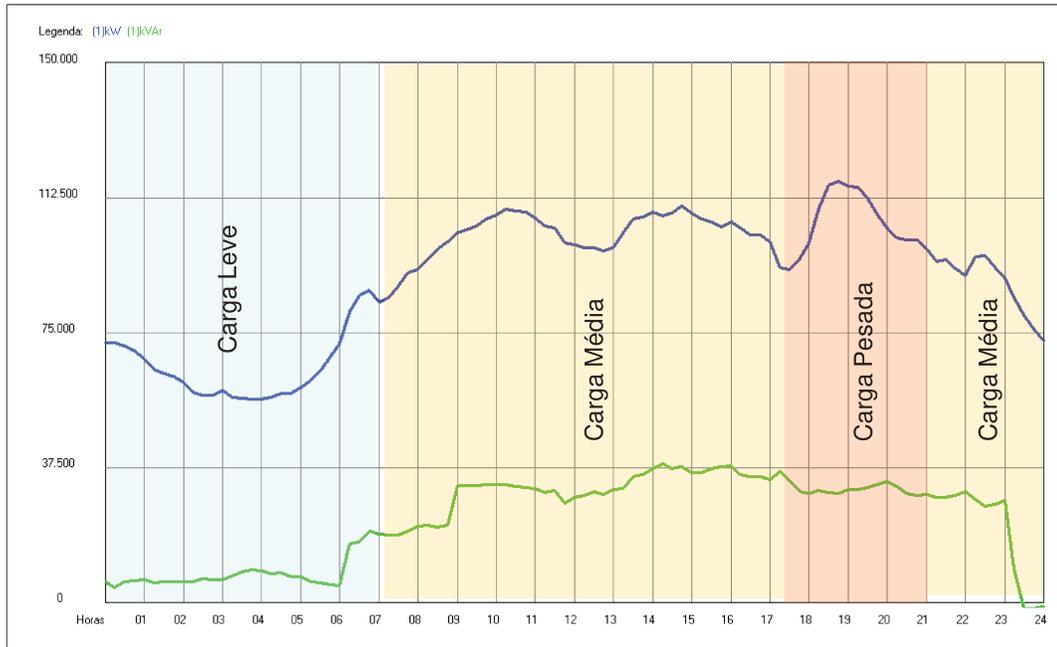


Figura C. 22 - Curva de carga autotransformador da SE Ribeirão Preto - CTEEP: fora da safra - patamares: leve, média e pesada (DEEP, 2008)

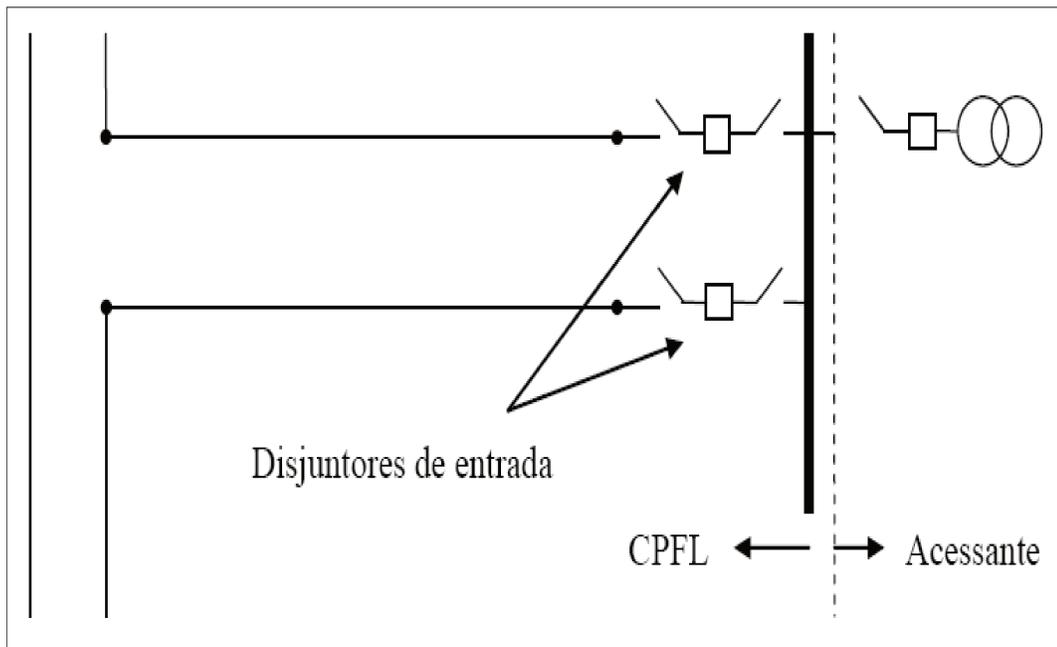


Figura C. 23 - conexão "entra-e-sai" (PIGNATTI, 2007)

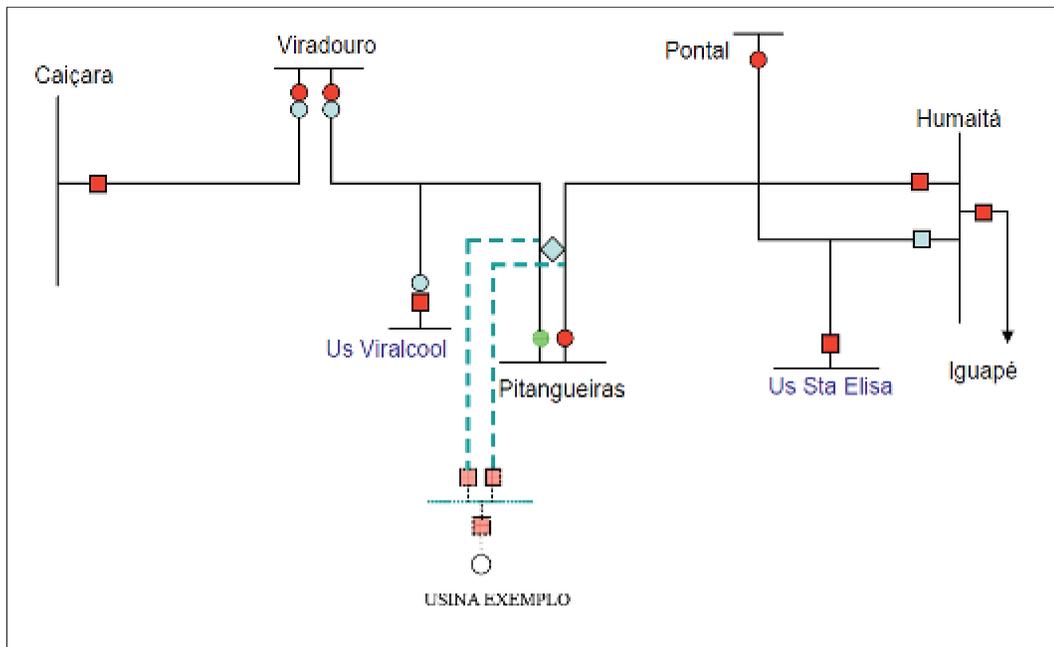


Figura C. 24 - Diagrama unifilar das instalações de conexão - Alternativa 1A
(DEEP, parecer preliminar UTE Exemplo)

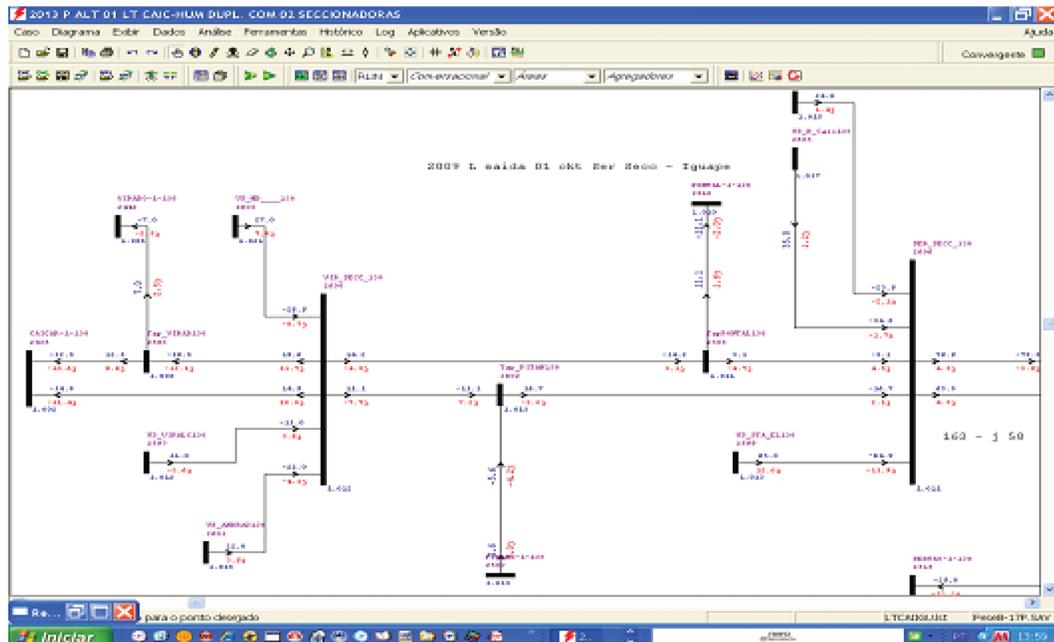


Figura C. 25 - Fluxo de carga rodado no ANAREDE (RDEEP2007-541_rev02)

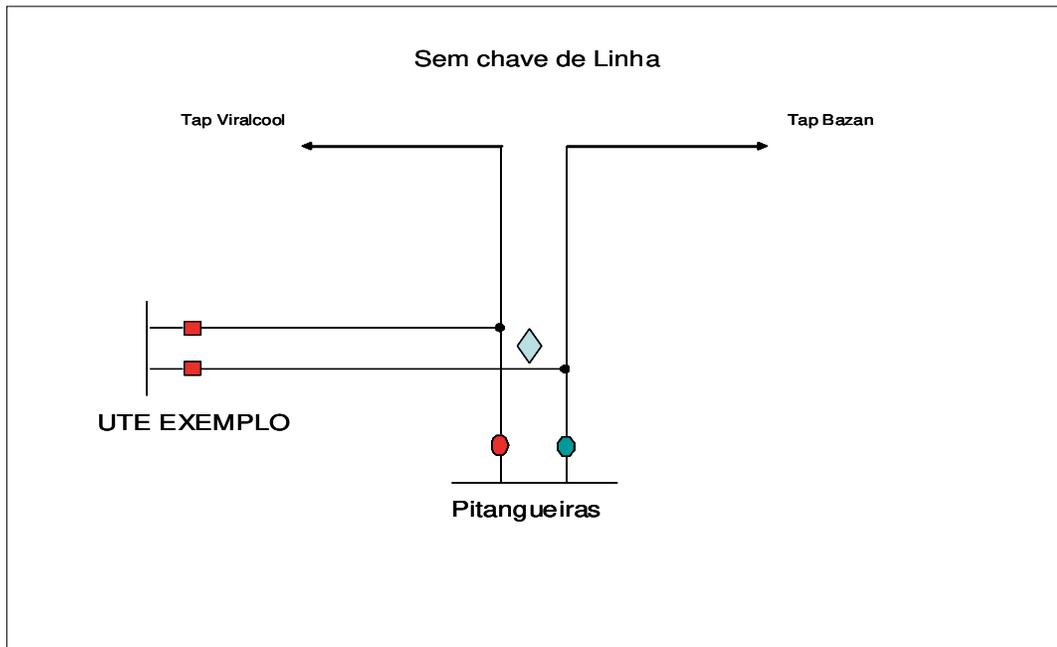


Figura C. 26 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)

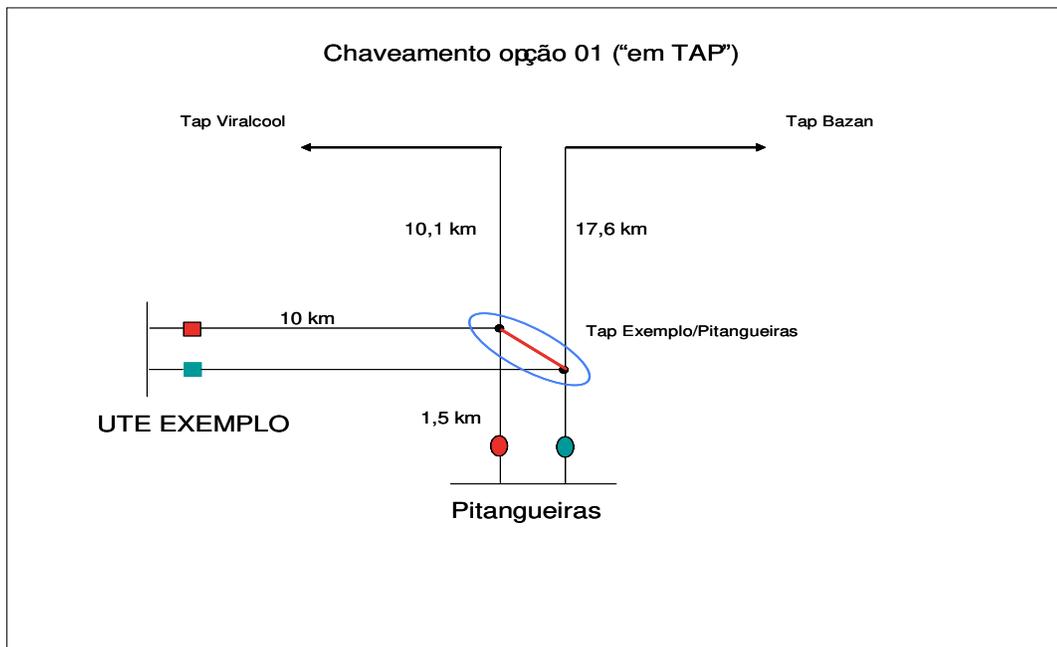


Figura C. 27 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)

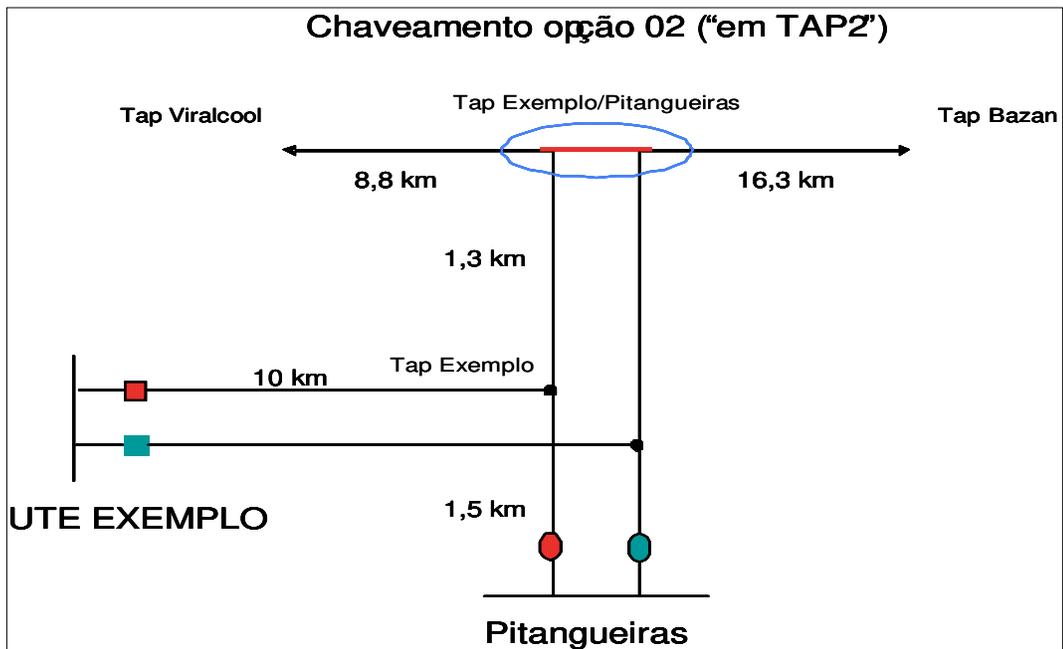


Figura C. 28 - Diagramas de posicionamento da chave de linha (RDEEP2008-2007_rev02)

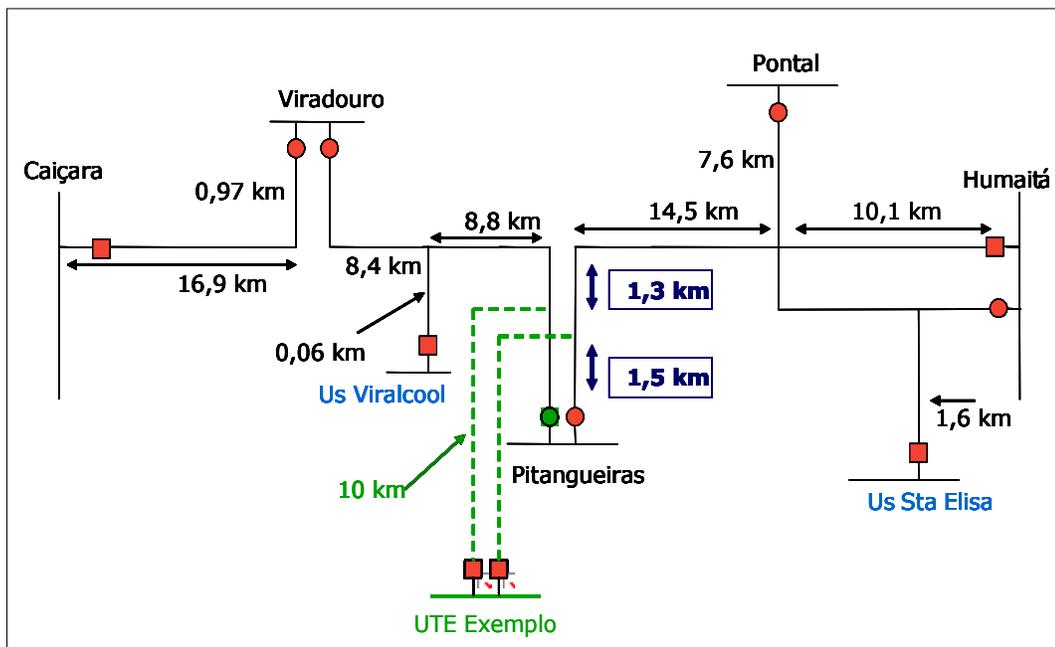


Figura C. 29 - Diagrama unifilar da LT 138 kV Caiçara-Humaitá: considerando UTE Destilaria Exemplo (RDEEP2008-2007_rev02)

LT 138.0 KV CAICARA-HUMAITA									
DENOMINACAO	REGIAO	EXTENSAO METROS	CIRCUITOS SEQ FASES	ESTRUTURAS NUM MAT	TIPO	CABOS CONDUTORES TIPO BITOLA CODIGO	CABOS PARA RAIOS NUM TIPO BITOLA COD	IMP CARACT OHMS GRAUS	
CAICARA-HUMAITA	ME	66.267	S BAV	231	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	1 CAG 5/16 POL EHS		
TR CAICARA-SAI VIRADOURO	ME	16.867	S BAV	53	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	1 CAG 5/16 POL EHS	393 -10.7	
TR SAI VIRADOURO-VIRADOURO	ME	0.970	P BAV BAV	4	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	407 -10.4	
TR VIRADOURO-SAI VIRADOURO	ME	0.970	P BAV BAV	4	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	407 -10.4	
TR SAI VDO-SAI VIRALCOOL	ME	8.350	S BAV	35	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	1 CAG 5/16 POL EHS	393 -10.7	
TR SAI VIRALCOOL-SAI PIT	ME	8.825	S BAV	25	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	1 CAG 5/16 POL EHS	393 -10.7	
TR SAI PIT-PITANGUEIRAS	ME	2.852	P BAV BAV	10	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	407 -10.4	
TR PITANGUEIRAS-SAI PIT	ME	2.852	P BAV BAV	10	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	407 -10.4	
TR SAI PIT-EST 33.3	ME	14.445	S BAV	50	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	1 CAG 5/16 POL EHS	393 -10.7	
TR EST 33.3-HUMAITA	ME	10.136	P BAV VAB	34	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	382 -11.0	
RAMAL VIRALCOOL	ME	0.063	S BAV	0	NET K1	CAR 336.4 TCM LINNET	2 CAG 5/16 POL EHS	393 -10.7	

DENOMINACAO	RESISTENCIA ELETRICA SEQ +	RESISTENCIA ELETRICA SEQ 0	REACTANCIA INDUTIVA SEQ +	REACTANCIA INDUTIVA SEQ 0	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ +	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ 0	RESISTENCIA ELETRICA MUTUA SEQ 0	REACTANCIA INDUTIVA MUTUA SEQ 0
	(OHM/KM)				(SIEMENS/KM)		(OHM/KM)	
CAICARA-HUMAITA								
TR CAICARA-SAI VIRADOURO	1.90170D+00	.445099D+00	484870D+00	.178554D+01	.336538D-05	.196211D-05		
TR SAI VIRADOURO-VIRADOURO	1.90170D+00	.496144D+00	502880D+00	.170728D+01	.324095D-05	.127385D-05	305974D+00	.111581D+01
TR VIRADOURO-SAI VIRADOURO	1.90170D+00	.496144D+00	502880D+00	.170728D+01	.324095D-05	.127385D-05	305974D+00	.111581D+01
TR SAI VDO-SAI VIRALCOOL	1.90170D+00	.445099D+00	484870D+00	.178554D+01	.336538D-05	.192249D-05		
TR SAI VIRALCOOL-SAI PIT	1.90170D+00	.445099D+00	484870D+00	.178554D+01	.336538D-05	.201724D-05		
TR SAI PIT-PITANGUEIRAS	1.90170D+00	.496144D+00	502880D+00	.170728D+01	.324095D-05	.135308D-05	305974D+00	.111581D+01
TR PITANGUEIRAS-SAI PIT	1.90170D+00	.496144D+00	502880D+00	.170728D+01	.324095D-05	.135308D-05	305974D+00	.111581D+01
TR SAI PIT-EST 33.3	1.90170D+00	.445099D+00	484870D+00	.178554D+01	.336538D-05	.196211D-05		
TR EST 33.3-HUMAITA	1.90170D+00	.496144D+00	470651D+00	.170728D+01	.347058D-05	.135308D-05	305974D+00	.111581D+01
RAMAL VIRALCOOL	1.90170D+00	.496144D+00	484870D+00	.170728D+01	.336538D-05	.193355D-05		

CONTINUA >

CPFL - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ
DEEM - ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO
PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

LT 138.0 KV CAICARA-HUMAITA									
DENOMINACAO	RESISTENCIA ELETRICA SEQ +	RESISTENCIA ELETRICA SEQ 0	REACTANCIA INDUTIVA SEQ +	REACTANCIA INDUTIVA SEQ 0	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ +	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ 0	RESISTENCIA ELETRICA MUTUA SEQ 0	REACTANCIA INDUTIVA MUTUA SEQ 0	
	(OHM)				(SIEMENS)		(OHM)		
CAICARA-HUMAITA	1.26020D+02	.304029D+02	321244D+02	.116931D+03	2.23123D-03	.119196D-03	544021D+01	.198391D+02	
TR CAICARA-SAI VIRADOURO	3.20759D+01	.750748D+01	817830D+01	.301167D+02	5.67639D-04	.330949D-04			
TR SAI VIRADOURO-VIRADOURO	1.84465D+00	.481259D+00	487794D+00	.165606D+01	3.14372D-05	.123564D-05	296795D+00	.108234D+01	
CAICARA-VIRADOURO	3.39206D+01	.798874D+01	866690D+01	.317727D+02	5.99076D-04	.343305D-04	296795D+00	.108234D+01	
TR VIRADOURO-SAI VIRADOURO	1.84465D+00	.481259D+00	487794D+00	.165606D+01	3.14372D-05	.123564D-05	296795D+00	.108234D+01	
TR SAI VDO-SAI VIRALCOOL	1.58792D+01	.371657D+01	404866D+01	.149092D+02	2.81009D-04	.160528D-04			
VIRADOURO-SAI VIRALCOOL	1.77238D+01	.413783D+01	453646D+01	.165630D+02	3.12447D-04	.172884D-04			
TR SAI VIRALCOOL-SAI PIT	1.67825D+01	.392800D+01	427897D+01	.157574D+02	2.96395D-04	.178021D-04			
TR SAI PIT-PITANGUEIRAS	5.42365D+00	.141500D+01	143421D+01	.486317D+01	9.24318D-05	.385898D-05	872637D+00	.318229D+01	
SAI VIRALCOOL-PITANGUEIRAS	2.22061D+01	.534300D+01	571391D+01	.206265D+02	3.89427D-04	.216611D-04	872637D+00	.318229D+01	
TR PITANGUEIRAS-SAI PIT	5.42365D+00	.141500D+01	143421D+01	.486317D+01	9.24318D-05	.385898D-05	872637D+00	.318229D+01	
TR SAI PIT-EST 33.3	2.74700D+01	.642945D+01	700394D+01	.257921D+02	4.86130D-04	.283426D-04			
TR EST 33.3-HUMAITA	1.92756D+01	.502891D+01	477052D+01	.173050D+02	3.51778D-04	.137148D-04	310135D+01	.113099D+02	
PITANGUEIRAS-HUMAITA	5.21693D+01	.128734D+02	132087D+02	.479663D+02	3.90339D-04	.459164D-04	397399D+01	.144921D+02	
RAMAL VIRALCOOL	1.19807D-01	.312570D-01	305468D-01	.107559D+00	2.12019D-06	.121814D-06			

DENOMINACAO	REACTANCIA INDUTIVA SEQ +	REACTANCIA INDUTIVA SEQ 0	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ +	SUSCEPTANC CAPACITIVA SEQ 0	REACTANCIA INDUTIVA MUTUA SEQ 0
	(PU)		(PU)		(PU)
CAICARA-HUMAITA	6.61730D-01	.153646D+00	16.0685D+00	6.14003D+00	4.24927D-01
TR CAICARA-SAI VIRADOURO	1.83431D-01	.394217D-01	4.29442D-01	1.59142D+00	1.09101D-01
TR SAI VIRADOURO-VIRADOURO	9.68624D-03	2.52709D-02	2.56140D-02	8.69599D-02	5.98690D-03
CAICARA-VIRADOURO	1.78117D-01	.419488D-01	4.55056D-01	1.66838D+00	1.14088D-01
TR VIRADOURO-SAI VIRADOURO	9.68624D-03	2.52709D-02	2.56140D-02	8.69599D-02	5.98690D-03
TR SAI VDO-SAI VIRALCOOL	8.33816D-02	1.95157D-01	2.12595D-01	7.82840D-01	5.35154D-02
VIRADOURO-SAI VIRALCOOL	9.30678D-02	2.20428D-01	2.38209D-01	8.69844D-01	5.95023D-02
TR SAI VIRALCOOL-SAI PIT	8.81248D-02	2.06259D-01	2.24689D-01	8.27419D-01	5.65597D-02
TR SAI PIT-PITANGUEIRAS	2.84796D-02	.743017D-02	7.53105D-02	2.55680D-01	1.76027D-02
SAI VIRALCOOL-PITANGUEIRAS	1.16604D-01	.280561D-01	2.99999D-01	1.08310D+00	7.41625D-02
TR PITANGUEIRAS-SAI PIT	2.84796D-02	.743017D-02	7.53105D-02	2.55680D-01	1.76027D-02
TR SAI PIT-EST 33.3	1.44245D-01	.397610D-01	3.67777D-01	1.35434D+00	3.25795D-02
TR EST 33.3-HUMAITA	1.01216D-01	.264068D-01	2.50500D-01	9.08685D-01	6.69262D-02
PITANGUEIRAS-HUMAITA	2.73941D-01	.675980D-01	6.93587D-01	2.51871D+00	1.77174D-01
RAMAL VIRALCOOL	6.29106D-04	.164131D-03	1.60401D-03	5.64791D-03	4.03769D-04

Figura C. 30 - Parâmetros de linhas de transmissão (RDEEP2008-2007_rev02)

ANEXO D- Tabelas

Neste Anexo são apresentadas as tabelas utilizadas nos estudos de geração com biomassa e conexão de acessantes à rede de transmissão de uma concessionária no estado de São Paulo.

Tabela D. 1 - Instalações que apresentaram superação de disjuntores após a integração das usinas a biomassa

Identificação da SE					Disjuntores
Barra		Agente	Área	Base (kV)	Disjuntores superados devido as usinas à biomassa
Numeração	Nome				
19640	Itapeti	CTEEP	RB	345	2
18120	Promissão	CTEEP	I	138	1
18280	São José do Rio Preto	CTEEP	I	138	1
18840	Ilha Solteira	CTEEP	I	138	3
18010	Araraquara	CTEEP	II	138	9
18806	Dracena	CTEEP	III	13,8	1
19020	Mogi Mirim II	CTEEP	VI	138	2
19240	Porto Ferreira	CTEEP	VI	138	2
12270	Nova Aparecida	CPFL	VII	138	8
12271	Carioba	CPFL	VII	138	1
12288	Trevo	CPFL	VII	138	1
19070	Santa Bárbara D`Oeste A	CTEEP	VII	138	7
19075	Santa Bárbara D`Oeste B	CTEEP	VII	138	
Total					38

Fonte: ONS NT-008/2008

Tabela D. 2 - Variação superior a 10% nos níveis de curto-circuito na região de influência com a entrada das usinas a biomassa para o horizonte de dezembro de 2010

Identificação da SE						Níveis de CC					
Barra		Agente	Área	Base (kV)	Disjuntores (kA)	2010,0		2010 + Biomassa		Variação	
Numeração	Nome					Tri (kA)	Mono (kA)	Tri (kA)	Mono (kA)	Tri (%)	Mono (%)
18430	Avaré	CTEEP	RB	230	40,0	6,2	4,9	6,6	5,9	7,0	20,6
12705	Faz. C. Rico69	CPFL	I	69	NE	0,6	0,4	1,6	0,5	178,9	27,0
12698	Altair 69	CPFL	I	69	31,5	0,6	0,4	1,8	0,6	176,6	36,6
12249	jardim Paulista	CPFL	I	69	20,0	1,0	0,7	1,7	0,8	76,3	22,7
12716	Piacatu69	CPFL	I	69	NE	0,9	0,6	1,5	0,8	65,9	21,0
18300	Votuporanga II	CTEEP	I	138	20,0	7,3	4,7	10,3	5,3	40,7	13,9
13007	Novo Horizonte	CNEE	I	69	34,5	2,0	1,1	1,3	0,9	-34,0	-15,7
18890	Valparaíso	CTEEP	I	138	13,5	7,8	5,1	10,0	5,2	28,3	0,8
12341	Araçatuba	CPFL	I	138	18,0	4,1	3,2	5,2	3,6	25,7	10,8
12340	Araçatuba	CPFL	I	69	20,0	2,7	3,2	3,4	3,8	24,4	18,1
14539	Três Lagoas	Elektro	I	138	100,0	7,3	5,6	5,6	4,2	-23,0	-24,1
14592	Votuporanga I	Elektro	I	138	31,5	5,1	3,1	6,3	3,3	24,1	8,1
18250	jales	CTEEP	I	138	20,0	7,4	6,3	9,2	7,1	24,0	12,2
12709	Iporã	CPFL	I	138	20,0	4,4	3,3	5,4	3,6	22,8	9,2
18840	Ilha Solteira	CTEEP	I	138	12,0	10,8	7,1	13,1	8,1	21,2	15,5
18270	Nova Avanhandava	CTEEP	I	138	20,0	11,1	12,0	13,5	13,7	21,0	14,3
18220	Água Vermelha	CTEEP	I	138	20,0	11,1	11,3	13,4	12,7	20,6	13,0
12357	Pioneiros	CPFL	I	138	20,0	7,7	4,9	9,3	5,2	19,8	6,4
12721	Trianon	CPFL	I	138	40,0	3,2	2,3	3,8	2,5	18,9	7,4
18880	Três Irmãos	CTEEP	I	138	24,2	17,4	15,2	20,6	16,6	18,2	9,1
12315	Lins	CPFL	I	138	20,0	9,2	6,0	10,8	6,4	17,5	7,0
12707	Guararapes	CPFL	I	69	31,5	1,4	1,1	1,7	1,2	17,4	8,8
12715	Penápolis	CPFL	I	138	20,0	5,5	3,7	4,6	3,2	-16,5	-14,8
12755	Guarani	CPFL	I	138	31,5	4,1	2,8	4,7	3,0	16,2	6,4
12724	Bertin	CPFL	I	138	20,0	8,7	5,6	10,0	6,0	15,6	6,3
14255	Fernandópolis	Elektro	I	138	21,0	4,5	3,6	5,2	3,8	15,2	7,3
12476	Mirassol	CPFL	I	138	31,5	5,0	3,5	5,8	3,7	15,2	6,3
5401	Selvíria	ENERSUL	I	138	33,1	8,6	5,4	9,9	6,3	14,8	15,1
12697	Aeroporto	CPFL	I	138	40,0	5,5	3,7	6,3	3,9	14,3	5,9
18100	Ibitinga	CTEEP	I	138	12,0	7,0	7,0	7,9	7,6	12,4	8,0
12521	Ibitinga	CPFL	I	138	20,0	4,2	3,0	4,7	3,2	12,4	5,6
18280	São José do Rio Preto	CTEEP	I	138	12,0	13,5	7,3	15,1	7,6	12,0	3,8
18240	Catanduva	CTEEP	I	138	12,0	9,4	4,3	10,5	4,4	12,0	1,9
18869	Mirandópolis	CTEEP	I	138	40,0	5,3	3,9	5,9	4,0	11,7	4,1
18120	promissão	CTEEP	I	138	14,0	11,7	13,0	13,0	14,1	11,6	8,6
12722	Tropical	CPFL	I	138	31,5	7,1	4,5	7,9	4,7	11,4	4,5

Fonte: ONS NT-008/2008

Tabela D. 3 - Usinas em São Paulo: moagem na safra 2008/09, localização, previsão da moagem, potencial prático em 2015 e área de concessão CPFL

Item	Usinas	Município	Moagem 2008/09 (10 ⁶ t)	Potência Instalada (MW)	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potencial Prático		Área de Concessão
						Potência Média (MW)	Energia (GWh)	
1	Agrest	Espírito Santo do Turvo	1,87	3,60	1,87	34,86	255,20	CPFL
2	Agro Industrial Oeste Paulista	Monte Aprazível	1,01	2,76	1,01	18,83	137,82	CPFL
3	Água Bonita	Tarumã	1,29	17,00	1,29	24,06	176,09	Paranapanema
4	Albertina	Sertãozinho	1,41	4,00	1,50	27,95	204,60	CPFL
5	Alcídia	Teodoro Sampaio	1,35	4,00	1,35	25,16	184,20	Elektro
6	Alcoazul	Araçatuba	2,16	7,40	2,16	40,25	294,63	CPFL
7	Alcoeste	Fernandópolis	1,03	3,96	1,50	27,95	204,60	Elektro
8	Alta Mogiana	São Joaquim da Barra	4,75	30,00	4,75	88,54	648,12	CPFL
9	Alta Paulista	Junqueirópolis	1,41	3,00	1,50	27,95	204,60	Elektro
10	Alto Alegre/Floresta	Caiabú	2,01	10,00	2,50	46,58	341,00	Caiuá
11	Alvorada do Oeste (ex-Dalva)	Santo Anastácio	0,90	1,20	1,30	24,22	177,32	Caiuá
12	Andrade	Pitangueiras	3,19	40,20	3,20	59,63	436,48	CPFL
13	Antonio Ruette	Paraíso	1,92	28,00	1,92	35,80	262,08	CPFL
14	Aralco	Santo Antonio do Aracanguá	2,47	4,80	2,50	46,58	341,00	CPFL
15	Atena (Fazenda BARTIRA)	Martinópolis	0,53		1,30	24,22	177,32	Caiuá
16	Barra Grande	Lençóis Paulista	4,38	62,90	4,38	81,55	596,97	CPFL
17	Batatais	Batatais	3,44	3,90	3,50	65,22	477,40	CPFL
18	Batatais - Lins	Lins	1,67		1,67	31,05	227,26	CPFL
19	Bazan	Pontal	3,47	10,20	3,60	67,08	491,04	CPFL
20	Bela Vista	Pontal	2,74	2,40	3,00	55,90	409,20	CPFL
21	Bernardino de Campos	Bernardino de Campos	0,16			0,00	0,00	CPFL
22	Benalcool	Bento de Abreu	1,10	3,80	1,50	27,95	204,60	CPFL
23	Bertolo	Pirangi	1,10	2,40	1,10	20,50	150,04	CPFL
24	Bioenergia (ex-Centralcool)	Lucélia	1,74	15,70	2,00	37,27	272,80	Caiuá

25	Biopav	Brejo Alegre	0,94	65,00		0,00	0,00	CPFL
26	Biosauro	Guararapes	0,09	0,52	1,10	20,50	150,04	CPFL
27	Bom Retiro	Capivari	1,34	3,60	1,34	24,92	182,39	CPFL
28	Bonfim	Guariba	4,79	14,80	4,79	89,18	652,81	CPFL
29	Branco Peres	Adamantina	1,18	2,40	1,50	27,95	204,60	Caiuá
30	Buriti	Buritizal	2,16	3,20	2,80	52,17	381,92	CPFL
31	Campestre	Penápolis	2,49	6,32	2,70	50,31	368,28	CPFL
32	Case Agroindustrial/Continental	Colômbia	2,31	30,00	3,00	55,90	409,20	CPFL
33	Catanduva	Ariranha	4,04	30,00	4,04	75,28	551,06	CPFL
34	Central Paulista	Jaú		12,00		0,00	0,00	CPFL
35	Cerradinho	Catanduva	3,75	79,00	3,75	69,93	511,86	CPFL
36	Cerradinho 2	Potirendaba	2,60	40,20	3,50	65,22	477,40	CPFL
37	CESPT	São Pedro do Turvo	0,42		2,00	37,27	272,80	CPFL
38	Cevasa	Patrocínio Paulista	1,38	4,00	1,50	27,95	204,60	CPFL
39	Cia Energética São José	Colina	2,39	25,00	3,00	55,90	409,20	CPFL
40	Clealco	Clementina	3,28	11,20	3,28	61,12	447,39	CPFL
41	Clealco	Queiros	3,06	45,00	5,50	102,49	750,20	CPFL
42	Cocal	Paraguaçu Paulista	2,80	30,00	3,00	55,90	409,20	Paranapanema
43	Cocal II	Narandiba	0,95	160,00	7,00	130,44	954,80	Paranapanema
44	Coimbra-São Carlos	Jaboticabal	1,99	6,80	2,00	37,27	272,80	CPFL
45	Colombo	Ariranha	5,15	65,50	5,15	96,01	702,76	CPFL
46	Colombo II	Palestina	1,55	15,00	2,00	37,27	272,80	CPFL
47	Colorado	Guaira	6,10	52,76	6,10	113,73	832,50	CPFL
48	COMANCHE CANITAR - (CLEAN ENERGY)	Canitar	0,09			0,00	0,00	CPFL
49	COMANCHE TATUI (SIMOES)	Tatuí	0,48			0,00	0,00	Elektro
50	Coplasa	Planalto	2,72	10,00	6,00	111,80	818,40	Elektro
51	Costa Pinto	Piracicaba	4,18	75,00	4,18	77,91	570,27	CPFL
52	Cresciumal	Leme	1,86	42,30	1,86	34,66	253,73	Elektro
53	Cruz Alta - Guarani	Olímpia	4,44	40,00	5,00	93,17	682,00	CPFL

54	Da Barra	Barra Bonita	7,38	15,80	7,38	137,49	1006,41	CPFL
55	Da Pedra	Serrana	4,01	40,00	4,50	83,85	613,80	CPFL
56	Da Serra	Ibaté	1,95	15,00	1,95	36,26	265,46	CPFL
57	Dacal	Parapuã	1,15	2,70	1,15	21,43	156,89	Caiuá
58	Decasa	Caiuá	1,40	75,00	1,40	26,08	190,92	Caiuá
59	Dedine (Dulcini)	Santo Antonio de Posse	0,25	1,85	0,26	0,25	1,04	CPFL
60	Della Coleta	Bariri	1,75	2,60	1,75	32,66	239,05	CPFL
61	Destil	Marapoama	1,27	2,00	1,27	23,61	172,85	Nacional
62	Destilaria Moreno	Monte Aprazível	3,43	15,60	3,50	65,22	477,40	CPFL
63	Destilaria Paranapanema	Narandiba	0,26		1,00	0,98	4,00	Elektro
64	Destivale	Araçatuba	1,46	3,20	1,50	27,95	204,60	CPFL
65	Diamante	Jaú	2,08	7,00	2,08	38,69	283,24	CPFL
66	Diana	Avanhandava	0,90	2,40	0,90	0,88	3,61	CPFL
67	Dois Córregos	Dois Córregos	1,50	3,60	1,50	28,01	205,06	CPFL
68	Dracena	Dracena	0,97	4,70	1,50	27,95	204,60	Elektro
69	Energética Rib. Preto	Ribeirão Preto	1,23	9,00	1,23	22,95	167,99	CPFL
70	Equipav	Promissão	6,52	58,40	6,52	121,46	889,07	CPFL
71	Ester	Cosmópolis	1,93	7,70	1,93	35,93	262,99	CPFL
72	Ferrari	Pirassununga	1,87	65,50	1,87	34,77	254,52	Elektro
73	Floralcool	Flórida Paulista	2,40	15,00	2,40	44,69	327,16	Elektro
74	Figueira (Aralco)	Buritama	0,83	160,25		0,00	0,00	Elektro
75	Foltran	Leme	0,11	0,61	0,15	0,15	0,60	Elektro
76	Furlan	Santa Barbara D'Oeste	1,58	3,60	1,58	29,38	215,04	CPFL
77	Furlan II	Avaré	0,52	6,00	0,52	0,51	2,08	CPFL
78	Garota (TGM Destilaria)	Cerqueira César	0,21	1,20	1,20	22,36	163,68	CPFL
79	Gasa	Andradina	1,88	82,00	2,00	37,27	272,80	Elektro
80	Generalco	General Salgado	1,76	3,80	1,76	32,84	240,40	Elektro
81	Grizzo	Jaú	0,46	0,77	0,46	0,45	1,84	CPFL
82	Guaíra	Guaíra	2,46	5,60	2,70	50,31	368,28	CPFL
83	Guarani	Severina	2,60	9,40	2,60	48,39	354,19	CPFL

84	Guarani 2 - Tanabi	Tanabi	1,19	4,00	2,20	40,99	300,08	CPFL
85	Guaricanga	Presidente Alves	1,23	1,60	1,23	22,86	167,34	CPFL
86	Guariroba	Pontes Gestal	1,59	12,00	2,00	37,27	272,80	Elektro
87	Iacanga	Iacanga	1,36	19,00	1,60	29,81	218,24	CPFL
88	Ibéria (ex Gantus)	Borá	1,51	5,00	1,51	28,09	205,61	Paranapanema
89	Ibirá	Santa Rosa do Viterbo	1,27	7,95	1,27	23,65	173,13	CPFL
90	Interlagos	Pereira Barreto	2,15	40,00	3,50	65,22	477,40	Elektro
91	Ipaussu	Ipaussu	2,10	6,00	2,10	39,07	285,96	CPFL
92	IPE (I.BIAGI)	Nova Independência	1,37	25,00	3,00	55,90	409,20	Elektro
93	Ipiranga	Descalvado	1,36	2,40	1,36	25,38	185,78	CPFL
94	Iracema	Iracemópolis	2,79	14,00	2,79	51,96	380,31	Elektro
95	Irmãos Baldin	Pirassununga	0,65	45,00	0,65	0,63	2,58	Elektro
96	Irmãos Malosso	Itápolis	0,68	1,20	0,68	0,67	2,73	CPFL
97	Itaiquara	Itaiquara	0,84	1,20	0,84	0,82	3,36	CPFL
98	Jardest	Jardinópolis	1,17	8,00	1,50	27,95	204,60	CPFL
99	José Bonifácio	José Bonifácio	2,35	3,60	2,35	43,86	321,03	CPFL
100	Jose Granelli	Paraisolandia/Charqueada	0,12		0,12	0,12	0,49	CPFL
101	Junqueira	Igarapava	2,81	7,20	2,81	52,31	382,90	CPFL
102	Líder – São Pedro	Pirassununga	0,53	0,70	0,35	0,34	1,40	Elektro
103	Londra	Itaí	1,07	1,20	1,07	19,85	145,27	CPFL
104	Lopes da Silva	Sertãozinho	0,32	0,70	0,32	0,31	1,28	CPFL
105	Mandu	Guaíra	2,62	25,00	2,62	48,85	357,59	CPFL
106	Maracaí	Maracaí	3,33	51,00	3,33	62,10	454,60	Paranapanema
107	Maringá	Araraquara	2,02	8,00	2,02	37,58	275,05	CPFL
108	Mb	Morro Agudo	2,60	16,40	3,00	55,90	409,20	CPFL
109	Moema	Orindiuva	4,61	24,00	4,61	85,88	628,66	Elektro
110	Monções - VO	Monções	1,01	22,00		0,00	0,00	Elektro
111	Monterey (Ruelle)	Ubarana	0,80	3,50	2,00	37,27	272,80	CPFL
112	Moreno	Luiz Antonio	3,36	5,52	3,50	65,22	477,40	CPFL
113	Mundial	Mirandópolis	1,32	3,60	2,00	37,27	272,80	Elektro

114	N.S.Aparecida Pontal	Pontal	2,09	8,00	2,30	42,86	313,72	CPFL
115	Nardini	Vista Alegre do Alto	3,09	29,00	3,09	57,50	420,89	CPFL
116	Noroeste Paulista (ex-Petribu-Paulista)	Sebastianópolis do Sul	1,73	68,00	2,00	37,27	272,80	Elektro
117	Nova América	Tarumã	4,15	24,00	4,15	77,24	565,41	Paranapanema
118	Nova União	Serrana + Ribeirão Preto	0,93	9,20	1,50	27,95	204,60	CPFL
119	NS Aparecida -Itapira	Itapira	1,60	14,80	1,60	29,77	217,94	CPFL
120	Onda Verde	Onda Verde	1,40	3,00	1,40	26,17	191,53	CPFL
121	Ouroeste Açúcar e Álcool	Ouroeste	1,35	6,00	2,30	42,86	313,72	Elektro
122	Paraíso	Brotas	1,87	7,70	1,87	34,87	255,27	CPFL
123	Paralcool	Paraguaçu Paulista	0,95	3,60	1,00	0,98	4,00	Paranapanema
124	Paranapanema II (Bioful Group)		0,06			0,00	0,00	Elektro
125	Pau d'alho	Ibirarema	0,91	2,40	1,20	22,36	163,68	Paranapanema
126	Pederneiras	Tiete	0,62	2,40	0,62	0,61	2,49	Elektro
127	Pioneiros	Sud Mennucci	1,82	42,00	1,82	33,87	247,93	Elektro
128	Pioneiros II	S.José Dourados (prox. Ilha Solteira)		125,00	2,50	46,58	341,00	Elektro
129	Pitangueiras	Pitangueiras	2,17	25,00	2,17	40,38	295,57	CPFL
130	Pyles	Platina	0,36	0,26	0,36	0,36	1,46	Paranapanema
131	Quatá	Quatá	1,66	65,00	3,00	55,90	409,20	Paranapanema
132	Rafard	Rafard	2,56	50,00	2,56	47,71	349,27	CPFL
133	Rio Vermelho	Junqueirópolis	0,90	1,80	2,00	37,27	272,80	Elektro
134	Sanagro	Icem	0,48	1,20	1,00	0,98	4,00	CPFL
135	Santa Adélia	Jaboticabal	2,29	42,00	2,50	46,58	341,00	CPFL
136	Santa Cândida	Bocaina	3,20	33,60	3,20	59,69	436,93	CPFL
137	Santa Cruz	Américo Brasiliense	3,81	84,00	3,81	70,96	519,45	CPFL
138	Santa Elisa	Sertãozinho	5,59	58,00	6,00	111,80	818,40	CPFL
139	Santa Fany	Regente Feijó	0,21	1,20	1,00	0,98	4,00	Caiuá
140	Santa Fé	Nova Europa	2,46	9,40	2,46	45,89	335,88	CPFL
141	Santa Helena	Rio das Pedras	2,22	3,15	2,22	41,33	302,53	CPFL

142	Santa Inês	Sertãozinho	0,59	1,20	0,59	0,58	2,35	CPFL
143	Santa Izabel	Novo Horizonte	2,18	5,00	2,18	40,54	296,75	Nacional
144	Santa Izabel 2	Mendonça	2,29	39,40	2,29	42,64	312,14	Nacional
145	Santa Lúcia	Araras	1,26	4,40	1,50	27,95	204,60	Elektro
146	Santa Luiza	Motuca	1,76	6,00	1,76	32,81	240,15	CPFL
147	Santa Maria	Cerquilha	1,49	3,80	1,50	27,95	204,60	Elektro
148	Santa Maria - Lençóis Paulista	Lençóis Paulista	0,48	1,20		0,00	0,00	CPFL
149	Santa Rita	Santa Rita do Passa Quatro	2,28	5,20	2,30	42,86	313,72	Elektro
150	Santa Rosa	Boituva	0,94	2,76	1,00	0,98	4,00	CPFL
151	Santo Alexandre	Mococa	1,55	1,50	1,55	28,88	211,37	CPFL
152	Santo Antonio	Sertãozinho	2,50	26,40	2,50	46,62	341,29	CPFL
153	São Domingos	Catanduba	2,05	12,00	2,20	40,99	300,08	Nacional
154	São Francisco	Sertãozinho	1,29	6,74	1,30	24,22	177,32	CPFL
155	São Francisco EF	Elias Fausto	1,64	4,20	1,64	30,57	223,75	CPFL
156	São João - Araras	Araras	3,61	12,00	3,61	67,25	492,30	Elektro
157	São João Boa Vista	São João da Boa Vista	2,63	77,00	3,20	59,63	436,48	Elektro
158	São José ZL	Macatuba	4,22	24,81	4,22	78,69	576,01	CPFL
159	São José - Rio das Pedras	Rio das Pedras	1,12	2,40	1,20	22,36	163,68	CPFL
160	São José da Estiva	Novo Horizonte	3,19	42,50	3,30	61,49	450,12	Nacional
161	Dedini Agro. Ind. (Usina S. Luiz)	Pirassununga	2,88	10,00	2,88	53,66	392,78	Elektro
162	São Luiz - Ourinhos	Ourinhos	2,41	16,00	2,41	44,89	328,58	CPFL
163	São Manoel	São Manoel	2,92	4,40	3,50	65,22	477,40	CPFL
164	São Martinho	Pradópolis	8,00	19,00	8,00	149,15	1091,78	CPFL
165	Tamoio	Araraquara	1,41	3,60	1,41	26,35	192,88	CPFL
166	Unialco	Guararapes	2,70	38,00	2,70	50,40	368,93	CPFL
167	Univalem	Valparaíso	2,51	8,00	2,51	46,73	342,07	CPFL
168	Vale do Paraná (Grupo Unialcool)	Suzanápolis	0,73		2,00	37,27	272,80	Elektro
169	Vale do Rosário	Morro Agudo	5,92	93,00	5,92	110,37	807,89	CPFL
170	Vertente	Olímpia	1,62	8,00	2,00	37,27	272,80	CPFL
171	Viralcool	Pitangueiras	2,21	20,00	2,30	42,86	313,72	CPFL

172	Viralcool 2	Castilho	1,48	1,20	2,50	46,58	341,00	Elektro
173	Vista Alegre	Itapetininga	1,36	60,00	1,36	25,38	185,79	CPFL
174	Valparaíso (da Mata)	Valparaíso	0,62	40,00	3,00	55,90	409,20	CPFL
175	Zanin	Araraquara	2,72	8,00	2,72	50,73	371,31	CPFL
			348,90	3.443,29	394,04	7.133,77	52.181,63	

Fonte: Levantamento próprio

Tabela D. 4 - Usinas novas (em implantação, projeto ou estudos) em São Paulo: estágio da implantação, data de início da operação, localização, e previsão da moagem em 2015

Item	Usinas	Município	Moagem 2015 (10 ⁶ t)	Potencial prático		Área de concessão
				Potência média (MW)	Energia (GWh)	
176	Açúcar Guarani III	Pedranópolis				Elektro
177	Açucareira VO - JB	José Bonifácio	2,80	52,17	381,92	CPFL
178	Albertina III	Pirapozinho →Sandovalina	1,30	24,22	177,32	Elektro
179	Aralco II	Buritama				CPFL
180	Aralco III	Buritama				CPFL
181	Caete - Dracena	Paulicéia	2,00	37,27	272,80	Elektro
182	Camilo Ferrari	Tambaú				Elektro
183	Catanduva II	José Bonifácio				CPFL
184	CFM Pontes	Pontes Gestal				Elektro
185	Clealco III	Rinópolis	2,00	37,27	272,80	Paranapanema
186	Colombo III	Santa Albertina	1,50	27,95	204,60	Elektro
187	Conquista do Pontal	Mirante do Paranapanema	2,50	46,58	341,00	Elektro
188	Continental	Colômbia				CPFL
189	Córrego Azul	Promissão	0,15	2,80	20,46	CPFL
190	DAMHA	Itapura	2,00	37,27	272,80	Elektro
191	Destialcool	Barbosa	0,50	9,32	68,20	CPFL

192	Diana-Bartira	Martinópolis				Caiuá
193	EMA (JP)	Santo Antonio do Aracanguá	1,50	27,95	204,60	CPFL
194	Equipav II	Brejo Alegre	4,00	74,54	545,60	CPFL
195	Everest	Penápolis	1,50	27,95	204,60	CPFL
196	Figueira	Buritama	2,00	37,27	272,80	CPFL
197	Guarani - Marinheiro	Pedranópolis	2,50	46,58	341,00	Elektro
198	Indiaporã (Moema)	Indiaporã	2,50	46,58	341,00	Elektro
199	Irmãos Mello	Ribeirão do Sul				Paranapanema
200	Jacarezinho	Valparaíso				CPFL
201	Lins	Lins				CPFL
202	Meridiano	Meridiano	1,80	33,54	245,52	Elektro
203	Nova Era	Ibaté	0,50	9,32	68,20	CPFL
204	Ouro Verde	Canitar				CPFL
205	Paisagem	Auriflama	2,00	37,27	272,80	Elektro
206	Palmital	Palmital				Paranapanema
207	Paranapanema	Narandiba				Elektro
208	Petribu II	Tanabi				CPFL
209	Petribu III	Meridiano				Elektro
210	Rio Pardo (URP)	Cerqueira César	2,00	37,27	272,80	CPFL
211	S.José Estiva II	Pongaí				CPFL
212	Santa Adélia II	Pereira Barreto				Elektro
213	Sta. Maria Aguardente	Manduri				CPFL
214	Usina Sopesa	Suzanópolis				Elektro
215	Vale Verde Taquarituba	Taquarituba	2,30	42,86	313,72	CPFL
			37,35	695,98	5.094,54	

Fonte: Levantamento próprio

Nota: Estágio: **E**- Em estudo **P**- Em projeto **M** - Em montagem

Tabela D. 5 - Resumo do desempenho das diferentes tecnologias avaliadas^a

		01	02		03				04			
Cogeração	bar/°C	“Pura”			Condensação/extração							
		22/300 Safr	65/480 Safr	90/520 Safr	65/480 Safr	65/480 Ano todo	90/520 Safr	90/520 Ano todo	65/480 Safr	65/480 Ano todo	90/520 Safr	90/520 Ano todo
Pressão/Temperatura Período												
Consumo de energia												
Vapor MP ^b	kg/tc	20	20	20	10	10	10	10	10	10	10	10
Vapor BP ^c	kg/tc	480	480	480	340	340	340	340	340	340	340	340
Mecânica	kWh/tc	16	16	16	16	16	16	16	0	0	0	0
Elétrica	kWh/tc	12	12	12	12	12	12	12	30	30	30	30
Energia elétrica												
Instalada	MW	7,8	26,3	31,3	69,8	40,7	74,9	44,3	81,6	52,4	86,5	55,9
Excedente												
Safr	MW	1,9	20,4	25,4	63,9	34,8	69	38,4	66,9	37,7	71,8	41,2
Entressafr	MW	0	0	0	0	36,7	0	38,5	0	36,7	0	38,5
Exportada total	MWh	7.902	83.117	103.524	260.860	260.859	281.557	281.556	272.827	272.826	292.792	292.792
Bagaço consumido	t (bs)/ano	234.277	228.837	234.839	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000	247.000
Palha consumida ^d	t (bs)/ano	0	0	0	112.000	112.000	112.000	112.000	112.000	112.000	112.000	112.000
Potência												
Total ^e	kWh/tc	32	69,6	79,8	158,4	158,4	168,8	168,8	166,4	166,4	176,4	176,4
Exportada ^f	kWh/tc	4	41,6	51,8	130,4	130,4	140,8	140,8	136,4	136,4	146,4	146,4
Calor	kWh/tc	302,4	302,4	302,4	211,8	211,8	211,8	211,8	211,8	211,8	211,8	211,8
Calor/Potência		9,5	4,3	3,8	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
Eficiência ^g	%	71,4	81,3	81,4	50,6	50,6	52	52	51,7	51,7	53	53
Calor condensado ^h	kWh/tc	0	0	0	240	240	230	230	232	232	222	222
Eficiência c/ cond ^{g,i}	%	71,4	81,3	81,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4	83,4

Fonte: SEABRA, J.E.A

a. Considerações gerais:

Moagem: 2 Mtc/ano (490 tch);

Bagaço: 130 kg/tc (base seca); PCI = 14,4 MJ/kg;

Palha: 140 kg/tc (base seca); PCI = 15,3 MJ/kg;

Reserva de bagaço: 5%;

Operação safra: 4.080 horas efetivas;

Operação entressafra: 3.240 horas (para os casos em que há geração na entressafra);

b. Vapor de média pressão (7-10 bar man.) – provido pela expansão do vapor de 22 bar.

c. Vapor de baixa pressão (saturado a 1,5 bar man.) – vapor de escape das turbinas.

d. Foi considerada uma taxa de recuperação de 40% para os casos em que a palha é recuperada.

e. Energia elétrica mais mecânica.

f. Só energia elétrica.

g. Com relação à Primeira Lei da Termodinâmica, considerando potência e calor como produtos.

h. Calor liberado na condensação do vapor “esgotado” da turbina.

i. Considera o aproveitamento do calor liberado na condensação do vapor “esgotado”.

Tabela D. 6 - Obras e custos estimados da alternativa 1A

Equipamento/Obra		Responsabilidade Acessante	Responsabilidade CPFL	Total
1	Instalação de sistema de teleproteção via OPLAT (carrier) na LT c/ transceptor OPLAT/ teleproteção, bobina de bloqueio, dispositivo acoplamento e TCP nas duas SEs (Caiçara e UTE Exemplo)	275.000	275.000	550.000
2	Adequar teleproteção (SE Caiçara)		100.000	100.000
3	Instalação de estrutura derivação (custo incluído na construção do ramal)			
4	Instalação de bobina de bloqueio (UTE Viralcool)		20.000	20.000
5	Construção de T22 8.0 km 336,4 MCM 75°C	1.950.000		1.950.000
6	Construção de barramento 138 kV com 02 entradas de LT com teleproteção e relé diferencial de barra (87B) (UTE Exemplo)	2.500.000		2.500.000
7	Instalação de sistema de teleproteção via OPLAT (carrier) na LT c/ transceptor OPLAT/ teleproteção, bobina de bloqueio, dispositivo acoplamento e TCP nas duas SEs (SE Humaitá)	275.000	275.000	550.000
8	Instalação de disjuntor e proteção de distância (SE Humaitá)		1.250.000	1.250.000
9	Adequar a saída com proteção de distância + teleproteção (SE Humaitá)		500.000	500.000
10	Instalação de sistemas de by pass RF com 02 bobinas de bloqueios 02 TCs e 02 dispositivos de acoplamento (UTE Viradouro)		70.000	70.000
11	Instalação de proteção diferencial de barra (SE Humaitá)		100.000	100.000
12	Adequar saída com proteção de distância + teleproteção (Iguapé - Humaitá)		500.000	500.000
		5.000.000	3.090.000	8.090.000

Fonte: Levantamento próprio com dados da divisão de planejamento do sistema elétrico

Pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tabela D. 7 - Critérios de tensão - faixas de classificação de tensões - Regime permanente

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,95 TR$ ou $1,05 TR < TL \leq 1,07 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,07 TR$

Fonte: ANEEL – Módulo 8 – Procedimentos da distribuição – qualidade do produto

Condição normal de operação – Carga pesada

Carga Ativa – Carga reativa (Demandas consideradas na simulação)

Tabela D. 8 - Demanda ativa e reativa na carga pesada

Pesada Subestação	Carga Ativa [MW]					Carga Reativa [Mvar]				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Viradouro	6,4	6,5	6,7	6,9	7,0	3,2	3,3	3,4	3,5	3,6
Pitangueiras	11,2	11,5	11,7	12,1	12,4	3,4	3,5	3,5	3,5	3,7
Humaitá	24,7	25,3	26,3	27,3	28,3	11,4	11,7	12,1	12,6	13,1
Pontal	9,9	10,1	10,4	10,8	11,1	4,6	4,7	4,8	5,0	5,1
Iguapé	67,6	69,6	71,6	74,1	76,3	42,9	44,2	45,6	47,2	48,6
Sertãozinho	25,2	25,8	26,8	27,9	29,0	13,3	13,6	14,1	14,7	15,3

Fonte: RDEEP, 2008-207

Geração – Contratos de exportação + previsões de geração

Tabela D. 9 - Geração ativa e reativa na carga pesada

Pesada Subestação	Geração [MW]					Geração [Mvar]				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Viradouro	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UTE Viralcool	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	-0,6	2,5	1,4	2,6	1,1
UTE Andrade	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	3,1	6,9	6,7	6,6	8,3
Pitangueiras	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	4,6	3,0	4,0	3,1	1,8
UTE Sta Elisa	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	9,5	15,2	12,8	11,8	14,8
Pontal	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-0,2	0,7	0,7	1,0	1,6
UTE Sto Antonio	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	2,6	1,8	4,0	3,1	3,0

Fonte: RDEEP, 2008-207

Resultados da simulação

Tabela D. 10 - Tensão na carga pesada

Pesada Subestação	Tensão [p.u.]				
	2009	2010	2011	2012	2013
Caçara	1,013	1,006	0,982	0,988	0,985
Viradouro	1,018	1,014	0,993	0,997	0,994
UTE Viralcool	1,021	1,019	0,999	1,003	1,000
UTE Andrade	1,025	1,025	1,009	1,011	1,009
Pitangueiras	1,023	1,023	1,009	1,010	1,008
Humaitá	1,012	1,014	1,005	1,004	1,003
UTE Sta Elisa	1,020	1,023	1,013	1,012	1,012
Pontal	1,018	1,021	1,011	1,010	1,010
Iguapé	0,996	0,996	0,993	0,993	0,992
Sertãozinho	1,007	1,008	1,000	0,999	0,998
UTE Sto Antonio	1,008	1,009	1,001	1,000	0,999

Fonte: RDEEP, 2008-207

Condição normal de operação – Carga leve

Carga Ativa – Carga reativa (Demandas consideradas na simulação)

Tabela D. 11 - Demanda ativa e reativa na carga leve

Leve Subestação	Carga Ativa [MW]					Carga Reativa [Mvar]				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Viradouro	2,6	2,7	2,8	2,8	2,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2
Pitangueiras	3,4	3,4	3,5	3,6	3,7	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9
Humaitá	7,4	7,6	7,9	8,2	8,5	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7
Pontal	4,3	4,4	4,5	4,7	4,8	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6
Iguapé	25,7	26,5	27,2	28,2	29,0	15,1	15,6	16,0	16,6	17,1
Sertãozinho	9,6	9,8	10,2	10,6	11,1	4,5	4,6	4,8	5,0	5,2

Fonte: RDEEP, 2008-2007

Geração – Contratos de exportação + previsões de geração

Tabela D. 12 - Geração ativa e reativa na carga leve

Leve Subestação	Geração [MW]					Geração [Mvar]				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Viradouro	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UTE Viralcool	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	-0,8	1,1	0,0	-0,3	1,0
UTE Andrade	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	-4,6	-2,4	-0,8	-0,5	-0,5
Pitangueiras	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	0,7	1,3	-1,7	0,9	0,8
UTE Sta Elisa	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	-6,7	-6,8	-7,4	-8,5	-8,3
Pontal	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	0,1
UTE Sto Antonio	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	0,2	-4,6	-0,9	-2,2	-0,8

Fonte: RDEEP, 2008-2007

Resultados da simulação

Tabela D. 13 - Tensão na carga leve

Leve Subestação	Tensão [p.u.]				
	2009	2010	2011	2012	2013
Caçara	1,032	1,033	1,032	1,032	1,028
Viradouro	1,038	1,039	1,038	1,038	1,035
UTE Viralcool	1,041	1,042	1,041	1,041	1,038
UTE Andrade	1,045	1,045	1,045	1,045	1,042
Pitangueiras	1,045	1,044	1,044	1,044	1,041
Humaitá	1,038	1,034	1,037	1,035	1,032
UTE Sta Elisa	1,043	1,039	1,041	1,039	1,036
Pontal	1,043	1,039	1,041	1,039	1,036
Iguapé	1,017	1,013	1,016	1,015	1,011
Sertãozinho	1,035	1,030	1,033	1,031	1,028
UTE Sto Antonio	1,035	1,030	1,033	1,031	1,028

Fonte: RDEEP, 2008-2007

Fluxos

CNO – Limite de carregamento nas condições normais de operação

Tabela D. 14 - Fluxo aparente e ativo nas linhas de transmissão na carga pesada

Pesada Linha de Transmissão	CNO Limite MVA	Fluxo [MVA]					[%] Carregamento				
		2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Caçara - UTE Exemplo											
Caçara - Viradouro	101	15	17	24	20	22	15	17	24	20	22
Viradouro - Tap MB	101	18	19	27	23	25	17	19	27	23	25
Tap MB - Tap Viralcoool	101	17	19	27	23	25	17	19	26	22	25
Tap Viralcoool - UTE Viralcoool	101	8	12	19	16	17	8	12	19	16	17
Tap Viralcoool - UTE Andrade	101	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
UTE Andrade - Humaitá											
UTE Andrade - Tap Pitangueiras	101	27	32	27	31	26	26	32	26	31	26
Tap Pitangueiras - Tap Bazan	101	33	38	32	37	31	33	38	32	36	31
Tap Bazan - Humaitá	101	33	38	32	37	31	33	38	31	36	31
Tap Pitangueiras - Pitangueiras	101	7	7	7	6	6	7	6	7	6	6
Humaitá - Pontal											
Humaitá - Tap Sta Elisa	101	62	63	63	63	63	62	63	62	62	62
Tap Sta Elisa - UTE Sta Elisa	101	64	65	65	65	66	64	65	65	65	65
Tap Sta Elisa - Tap B. Carolo	101	2	2	2	3	3	2	2	2	3	3
Tap B. Carolo - Tap Pontal	101	2	2	2	3	3	2	2	2	3	3
Tap Pontal - Pontal	101	3	2	3	3	3	2	2	3	3	3
Humaitá - Iguapé											
Humaitá - Tap Sertãozinho	101	71	75	67	71	64	70	74	66	70	63
Tap Sertãozinho - Iguapé	101	65	68	59	62	54	64	68	59	62	54
Tap Sertãozinho - Tap Sto Antonio	101	9	10	10	12	13	9	10	10	11	13
Tap Sto Antonio - Sertãozinho	101	27	27	29	30	31	26	27	28	30	31
Tap Sto Antonio - UTE Sto Antonio	101	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19

Fonte: RDEEP, 2008-2007

CNO – Limite de carregamento nas condições normais de operação

Tabela D. 15 - Fluxo aparente e ativo nas linhas de transmissão na carga leve

Leve Linha de Transmissão	CNO Limite MVA	Fluxo [MVA]					[%] Carregamento				
		2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
Caçara - UTE Exemplo											
Caçara - Viradouro	101	28	21	30	21	28	28	21	30	21	28
Viradouro - Tap MB	101	26	20	28	19	27	26	19	28	19	26
Tap MB - Tap Viralcoool	101	26	19	28	19	27	26	19	28	19	26
Tap Viralcoool - UTE Viralcoool	101	16	9	18	10	16	16	9	17	10	16
Tap Viralcoool - UTE Andrade	101	11	11	11	11	11	10	11	10	10	11
UTE Andrade - Humaitá											
UTE Andrade - Tap Pitangueiras	101	17	24	14	24	16	17	23	14	24	16
Tap Pitangueiras - Tap Bazan	101	30	37	28	37	30	30	37	28	37	29
Tap Bazan - Humaitá	101	30	37	28	37	30	30	37	28	37	29
Tap Pitangueiras - Pitangueiras	101	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Humaitá - Pontal											
Humaitá - Tap Sta Elisa	101	66	66	66	66	66	65	66	65	65	65
Tap Sta Elisa - UTE Sta Elisa	101	63	63	63	63	63	62	62	62	62	63
Tap Sta Elisa - Tap B. Carolo	101	4	4	4	3	3	4	4	4	3	3
Tap B. Carolo - Tap Pontal	101	4	4	4	3	3	4	4	4	3	3
Tap Pontal - Pontal	101	4	4	3	3	3	4	4	4	3	3
Humaitá - Iguapé											
Humaitá - Tap Sertãozinho	101	89	96	86	95	87	88	95	85	94	86
Tap Sertãozinho - Iguapé	101	98	105	95	104	95	97	104	94	103	94
Tap Sertãozinho - Tap Sto Antonio	101	9	10	9	9	8	9	10	8	8	8
Tap Sto Antonio - Sertãozinho	101	9	10	10	10	11	9	9	10	10	11
Tap Sto Antonio - UTE Sto Antonio	101	18	19	18	19	18	18	19	18	18	18

Fonte: RDEEP, 2008-2007

EME - Emergências (circuitos abertos) – Limite – 144 MVA

Tabela D. 16 - Percentual de carregamento na carga pesada – emergências

Carga Pesada	EME Limite MVA	[%] Carregamento					[%] Carregamento					[%] Carregamento				
		Contingência LT 138kV Caiçara - UTE Andrade					Contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan					Contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Sertãozinho				
		2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
LT 138 kV Caiçara - UTE Exemplo																
Caiçara - Viradouro	144	-	-	-	-	-	33	33	34	33	33	59	58	58	56	55
Viradouro - Tap MB	144	2	2	2	2	2	34	34	35	35	35	60	59	59	58	57
Tap MB - Tap Viralcool	144	2	2	2	2	2	34	34	35	35	35	60	59	59	58	57
Tap Viralcool - UTE Viralcool	144	6	6	6	6	6	27	27	27	27	27	53	52	51	50	49
Tap Viralcool - UTE Andrade	144	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	7	8	8	8	8
UTE Andrade - Humaitá																
UTE Andrade - Tap Pitangueiras	144	28	28	28	28	28	5	4	4	4	4	31	30	29	29	27
Tap Pitangueiras - Tap Bazan	144	33	33	33	32	32	1	1	1	1	1	27	26	25	24	23
Tap Bazan - Humaitá	144	33	33	33	32	32	-	-	-	-	-	27	26	25	25	23
Tap Pitangueiras - Pitangueiras	144	5	5	5	4	4	5	4	4	4	4	5	4	4	5	4
Humaitá - Pontal																
Humaitá - Tap Sta Elisa	144	44	43	43	43	43	44	45	44	44	44	42	42	43	42	42
Tap Sta Elisa - UTE Sta Elisa	144	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2	2	2
Tap Sta Elisa - Tap B. Carolo	144	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	2	2	2
Tap B. Carolo - Tap Pontal	144	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	1	2	3	3
Tap Pontal - Pontal	144	45	45	45	45	45	45	46	46	46	46	44	43	44	44	44
Humaitá - Iguapé																
Humaitá - Tap Sertãozinho	144	59	58	58	56	55	26	27	25	24	24	-	-	-	-	-
Tap Sertãozinho - Iguapé	144	55	54	53	51	48	22	21	20	18	16	5	6	7	8	9
Tap Sertãozinho - Tap Sto Antonio	144	7	5	7	8	8	6	7	6	8	8	5	6	7	8	9
Tap Sto Antonio - Sertãozinho	144	18	19	20	21	22	19	19	20	21	22	19	19	20	21	22
Tap Sto Antonio - UTE Sto Antonio	144	13	14	13	13	13	13	13	14	13	14	14	14	14	14	14

Fonte: RDEEP, 2008-207

Tabela D. 17 - Percentual de carregamento na carga leve – emergências

Carga Leve	EME Limite [MVA]	[%] Carregamento Emergência					[%] Carregamento					[%] Carregamento				
		Contingência LT 138kV Caiçara - UTE Andrade					Contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan					Contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Sertãozinho				
		2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
LT 138 kV Caiçara - UTE Exemplo																
Caiçara - Viradouro	144	-	-	-	-	-	40	40	40	40	40	81	81	81	80	80
Viradouro - Tap MB	144	1	1	1	1	1	39	39	39	39	39	79	80	80	79	79
Tap MB - Tap Viralcool	144	1	1	1	1	1	39	39	39	39	39	80	80	80	79	79
Tap Viralcool - UTE Viralcool	144	9	9	8	8	8	32	32	32	32	32	73	73	73	72	72
Tap Viralcool - UTE Andrade	144	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	7	7	7
UTE Andrade - Humaitá																
UTE Andrade - Tap Pitangueiras	144	31	31	31	31	31	10	10	10	10	10	51	51	50	51	49
Tap Pitangueiras - Tap Bazan	144	41	40	40	40	40	1	1	1	1	1	42	42	41	41	41
Tap Bazan - Humaitá	144	41	40	40	40	40	-	-	-	-	-	42	42	41	41	41
Tap Pitangueiras - Pitangueiras	144	10	10	10	10	10	10	10	10	10	9	10	10	10	10	10
Humaitá - Pontal																
Humaitá - Tap Sta Elisa	144	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46	48	48	47	47	47
Tap Sta Elisa - UTE Sta Elisa	144	3	3	3	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2
Tap Sta Elisa - Tap B. Carolo	144	3	3	3	3	2	3	3	3	3	2	3	2	2	2	2
Tap B. Carolo - Tap Pontal	144	3	3	3	3	2	3	3	3	2	2	3	2	2	2	2
Tap Pontal - Pontal	144	44	44	44	44	44	44	43	43	44	44	45	45	45	45	45
Humaitá - Iguapé																
Humaitá - Tap Sertãozinho	144	81	81	80	80	80	41	41	40	40	40	-	-	-	-	-
Tap Sertãozinho - Iguapé	144	87	87	86	86	85	47	47	46	46	45	7	6	6	6	5
Tap Sertãozinho - Tap Sto Antonio	144	6	6	6	6	5	7	6	6	6	5	7	6	6	6	5
Tap Sto Antonio - Sertãozinho	144	6	7	7	7	8	6	7	7	7	8	7	7	7	7	8
Tap Sto Antonio - UTE Sto Antonio	144	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13

Fonte: RDEEP, 2008-207

Condição normal de operação ou emergências (situação 1 – Figura C.28)

Tabela D. 18 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga pesada

Carga pesada - Período fora da safra															
Magnitude da tensão na barra (p.u.)															
Subestação	Carga Pesada - Fora da Safra - Condição Normal					Carga Pesada - Fora da Safra - Contingência LT 138 kV Caiçara - Viradouro					Carga Pesada - Fora da Safra - Contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
UTE Exemplo	0,96	0,95	0,94	0,93	0,93	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,91	0,89	0,88	0,88
Caiçara	0,96	0,94	0,92	0,92	0,92	0,96	0,94	0,92	0,91	0,91	0,95	0,93	0,91	0,90	0,90
Viradouro	0,96	0,94	0,93	0,92	0,92	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,95	0,92	0,90	0,89	0,89
UTE MB	0,96	0,94	0,93	0,92	0,92	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,92	0,89	0,89	0,89
UTE Viralcool	0,96	0,94	0,93	0,92	0,92	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,94	0,92	0,89	0,89	0,89
Pitangueiras	0,96	0,95	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,91	0,88	0,88	0,88
UTE Bortolo Carolo	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Pontal	0,97	0,96	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
UTE Santa Elisa	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Humaitá	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Sertãozinho	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
UTE Santo Antonio	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
Iguapé	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98

Fonte: RDEEP, 2008-2007

Tabela D. 19 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média

Carga média - Período fora da safra															
Magnitude da tensão na barra (p.u.)															
Subestação	Carga média - Fora da safra - condição normal					Carga média - Fora da safra - contingência LT 138 kV Caiçara - Viradouro					Carga média - Fora da safra - contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
UTE Exemplo	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,88	0,88	0,86	0,86	0,84
Caiçara	0,92	0,91	0,90	0,90	0,88	0,91	0,91	0,90	0,90	0,88	0,90	0,90	0,88	0,88	0,86
Viradouro	0,92	0,92	0,91	0,91	0,89	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,89	0,89	0,87	0,87	0,85
UTE MB	0,92	0,92	0,91	0,91	0,89	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,85
UTE Viralcool	0,92	0,92	0,91	0,91	0,89	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,84
Pitangueiras	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,88	0,87	0,86	0,86	0,83
UTE Bortolo Carolo	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Pontal	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santa Elisa	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Humaitá	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,95	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Sertãozinho	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santo Antonio	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Iguapé	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97

Fonte: RDEEP, 2008-2007

Condição normal de operação ou emergências (situação 2 – Figura C.29)

Tabela D. 20 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média, com chave no seccionamento para UTE Destilaria Exemplo

Carga média - Período fora da safra - Config. em tap - Chave no secc. - UTE Exemplo															
Magnitude da tensão na barra (p.u.)															
Subestação	Carga média em tap- Fora da safra - condição normal					Carga média em tap - Fora da safra - contingência LT 138 kV Caçara - Viradouro					Carga média em tap- Fora da safra - contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
UTE Exemplo	0,93	0,93	0,92	0,92	0,90	0,93	0,93	0,93	0,93	0,92	0,88	0,88	0,87	0,87	0,84
Caçara	0,92	0,92	0,91	0,90	0,89	0,91	0,91	0,90	0,90	0,88	0,90	0,90	0,88	0,88	0,86
Viradouro	0,92	0,92	0,91	0,91	0,89	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,89	0,87	0,87	0,85
UTE MB	0,92	0,92	0,91	0,91	0,90	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,85
UTE Viralcool	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,85
Pitangueiras	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,88	0,88	0,87	0,87	0,84
UTE Bortolo Carolo	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Pontal	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santa Elisa	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Humaitá	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Sertãozinho	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santo Antonio	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Iguapé	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97

Fonte: RDEEP, 2008-207

Condição normal de operação ou emergências (situação 3 – Figura C.30)

Tabela D. 21 - Tensão em condição normal de operação ou em emergência na carga média com chave no seccionamento da linha tronco

Carga média - Período fora da safra - Config. Em tap2 - Chave no secc. LT Tronco															
Magnitude da tensão na barra (p.u.)															
Subestação	Carga média em tap2 - Fora da safra - condição normal					Carga média em tap2 - Fora da safra - contingência LT 138 kV Caçara - Viradouro					Carga média em tap2 - Fora da safra - contingência LT 138 kV Humaitá - Tap Bazan				
	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
UTE Exemplo	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,88	0,88	0,87	0,87	0,84
Caçara	0,92	0,92	0,91	0,91	0,89	0,91	0,91	0,90	0,90	0,88	0,90	0,90	0,88	0,88	0,86
Viradouro	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,89	0,87	0,87	0,85
UTE MB	0,93	0,92	0,91	0,91	0,90	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,85
UTE Viralcool	0,93	0,92	0,92	0,91	0,90	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,89	0,88	0,87	0,87	0,85
Pitangueiras	0,93	0,93	0,92	0,92	0,91	0,94	0,93	0,93	0,93	0,92	0,88	0,88	0,87	0,87	0,84
UTE Bortolo Carolo	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Pontal	0,95	0,94	0,94	0,93	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,93	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santa Elisa	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Humaitá	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
Sertãozinho	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
UTE Santo Antonio	0,95	0,94	0,94	0,94	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95
Iguapé	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97

Fonte: RDEEP, 2008-207

Análise de Perdas Técnicas

Condição normal de operação ou emergências (situação 1,2 e 3 – Figuras C.28, C.29 e C.30)

Tabela D.22 - Análise das perdas em condição normal de operação na carga média

Nº Área	Nome da área	Perda ativa da área [MW]														
		2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013	2009	2010	2011	2012	2013
40	CPFLSudestge	27,4	26,6	31,2	30,0	34,7	27,4	26,6	31,2	30,0	34,7	27,4	26,6	31,2	30,0	34,7
41	CPFL Noroeste	22,6	21,5	21,3	25,6	25,1	22,5	21,5	21,3	25,6	25,1	22,5	21,4	21,3	25,6	25,1
42	CPFL Nordeste	45,1	33,1	51,8	38,0	50,0	44,9	33,1	51,8	38,0	50,0	44,8	33,1	51,8	38,0	50,0
Total CPFL Paulista		95,1	81,2	104,3	93,6	109,8	94,8	81,2	104,3	93,6	109,8	94,7	81,1	104,3	93,6	109,8
Diferença das Perdas (Total)							-0,9	0,0	0,0	0,0	-0,1	-1,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferença das Perdas (Área CPFL)							-0,3	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,4	0,0	0,0	0,0	-0,1

Fonte: RDEEP, 2008-207

Casos 1 a 5 – análise da situação 1;

Casos 6 a 10 – comparação da situação 2 com a 1;

Casos 11 a 15 – comparação da situação 3 com a 1.

Tabela D. 23 - Histórico e projeção de carregamento de sistema de distribuição em média tensão (SDMT)

Transformadores		Demandas Registradas e Projetadas (MVA)												
Transformador	Capac. (MVA)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ALTINÓPOLIS	9,375	7,642	7,183	7,805	8,159	8,461	8,757	9,062	9,360	9,652	9,917	10,162	10,450	10,810
US. ESMERIL	6,250	2,000												
AMÉRICO BRASILIENSE	25,000	11,948	11,267	12,150	12,786	13,391	13,921	14,487	15,073	15,676	16,255	16,786	17,332	17,924
ARARAQUARA 1	25,000	18,876	20,040	21,600	22,540	23,462	24,260	25,111	25,999	26,918	27,822	28,635	29,466	30,346
ARARAQUARA 2	25,000	21,778	22,264	24,367	25,499	26,573	27,572	28,636	29,722	30,806	31,851	32,833	33,836	34,958
PAIOL	25,000	16,495	20,769	21,996	23,069	24,049	24,966	25,944	26,933	27,920	28,839	29,723	30,635	31,674
UIRAPURU	25,000	23,157	19,288	20,356	21,364	22,275	23,118	24,023	24,940	25,861	26,706	27,528	28,370	29,329
US. CHIBARRO	2,600	1,500												
BARRETOS	26,600	14,564	14,237	15,589	16,410	17,210	17,913	18,655	19,424	20,214	20,995	21,687	22,413	23,199
CHÃO PRETO	25,000	18,761	19,935	20,751	21,370	21,918	22,444	23,000	23,554	24,100	24,602	25,083	25,601	26,217
MINERVA	25,000	15,912	16,882	17,852	18,584	19,254	19,871	20,534	21,208	21,885	22,516	23,122	23,744	24,451
BARRINHA	12,500	6,700	8,000	8,515	8,952	9,349	9,706	10,090	10,481	10,880	11,247	11,598	11,960	12,368
BATATAIS	25,000	20,794	19,809	20,867	21,647	22,323	22,959	23,635	24,310	24,982	25,588	26,171	26,805	27,570
BATATAIS PROV	9,375	5,344	5,000	5,341	5,631	5,899	6,140	6,400	6,666	6,937	7,190	7,431	7,677	7,954
BEBEDOIRO 1	9,375	9,202	9,773	10,436	10,959	11,430	11,873	12,344	12,818	13,289	13,726	14,144	14,585	15,100
BEBEDOIRO 2	25,000	21,579	20,164	21,626	22,488	23,276	24,008	24,779	25,557	26,336	27,071	27,753	28,484	29,329
BOA ESPERANÇA DO SUL	12,500	8,742	5,858	6,534	6,863	7,170	7,447	7,732	8,022	8,316	8,604	8,851	9,133	9,458
BRODÓSQUI	9,375	7,767	7,572	8,208	8,625	9,016	9,367	9,738	10,118	10,504	10,874	11,211	11,568	11,968
BROTAS NOVA	26,600	14,591	14,181	15,588	16,334	16,995	17,625	18,274	18,918	19,556	20,156	20,693	21,316	22,074
US. TRÊS SALTOS	850													
CAJURU	12,500	8,659	8,686	9,594	10,081	10,523	10,930	11,352	11,778	12,206	12,615	12,977	13,387	13,871
COLINA	25,000	8,093	7,709	8,336	8,726	9,066	9,395	9,737	10,075	10,408	10,713	10,998	11,320	11,713
COLÔMBIA	25,000	15,000	5,848	6,488	6,653	6,774	6,916	7,046	7,161	7,264	7,357	7,426	7,557	7,755
RIO GRANDE	26,600	16,471	11,355	13,555	13,975	14,242	14,618	14,926	15,168	15,363	15,543	15,628	15,962	16,540
CRAVINHOS	18,750	16,000	16,975	18,129	18,862	19,582	20,200	20,859	21,549	22,266	22,972	23,604	24,250	24,931
DESCALVADO 1	18,750	14,326	11,273	11,895	12,244	12,578	12,876	13,188	13,510	13,838	14,161	14,445	14,751	15,093
DESCALVADO 2	18,750	12,020	9,594	7,763	8,048	8,295	8,536	8,776	9,010	9,240	9,458	9,641	9,877	10,175
DOBRADA	25,000	12,980	13,644	14,266	14,580	14,852	15,115	15,384	15,648	15,908	16,149	16,364	16,622	16,944

Transformadores		Demandas Registradas e Projetadas (MVA)												
Transformador	Capac. (MVA)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
DIAMANTE	25.000	23.280	23.633	25.516	26.968	28.351	29.558	30.862	32.218	33.614	34.955	36.198	37.459	38.831
FRANCA 1	25.000	19.605	18.346	19.284	20.024	20.729	21.357	22.031	22.727	23.437	24.119	24.755	25.400	26.106
FRANCA 2	25.000	22.530	21.015	22.771	23.973	25.122	26.138	27.120	28.336	29.480	30.589	31.597	32.642	33.784
GUANABARA	26.600	24.502	24.271	26.128	27.497	28.731	29.860	31.064	32.285	33.515	34.656	35.732	36.874	38.199
RESENDE 1	25.000	18.086	19.585	21.588	22.767	23.981	25.034	26.145	27.315	28.523	29.766	30.845	31.949	33.091
RESENDE 2	25.000	21.477	21.216	22.551	23.550	24.519	25.397	26.334	27.301	28.278	29.236	30.119	31.017	31.999
RESENDE 3	26.600	19.690	20.392	22.941	24.320	25.815	27.008	28.284	29.679	31.182	32.781	34.116	35.455	36.733
US. GAVIÃO PEIXOTO	12.500	7.647	5.000	5.495	5.746	5.960	6.168	6.381	6.589	6.793	6.980	7.148	7.352	7.608
GAVEA	25.000	23.422	23.538	25.359	26.197	26.923	27.638	28.360	29.064	29.751	30.397	30.961	31.658	32.537
GUARÁ	12.500	7.643	7.614	8.487	8.997	9.528	9.963	10.428	10.928	11.459	12.007	12.477	12.951	13.422
IBATÉ	25.000	8.836	8.900	9.628	10.151	10.652	11.088	11.555	12.041	12.542	13.027	13.470	13.923	14.412
IBITINGA	22.500	22.276	24.527	26.416	27.675	28.900	29.969	31.108	32.294	33.516	34.716	35.795	36.906	38.100
IGARAPAVA	18.750	13.422	13.270	14.339	15.059	15.715	16.318	16.954	17.598	18.246	18.855	19.419	20.025	20.725
IPUÁ	12.500	6.356	6.200	6.955	7.346	7.741	8.075	8.426	8.796	9.183	9.579	9.913	10.268	10.641
ITÁPOLIS	25.000	19.181	18.343	19.784	20.661	21.502	22.249	23.037	23.849	24.679	25.491	26.215	26.963	27.831
ITUVERAVA	18.750	13.813	12.956	13.998	14.702	15.343	15.940	16.569	17.204	17.839	18.437	18.992	19.589	20.284
ATHENAS	26.600	12.680	13.700	14.504	15.171	15.786	16.347	16.949	17.564	18.185	18.768	19.322	19.891	20.534
CÓRREGO RICO	12.500	10.000	10.000	10.845	11.413	11.943	12.417	12.920	13.436	13.962	14.464	14.923	15.407	15.950
JABOTICABAL	25.000	13.747	14.722	16.074	16.955	17.834	18.592	19.400	20.247	21.125	22.002	22.782	23.576	24.409
JARDINÓPOLIS NOVA	15.000	12.216	12.461	13.567	14.242	14.876	15.456	16.066	16.685	17.309	17.905	18.447	19.033	19.705
PROGRESSO 1	30.000	22.725	21.588	22.606	25.779	25.956	26.105	26.261	26.426	26.600	26.779	26.930	27.088	27.250
PROGRESSO 2	25.000	18.169	18.510	19.986	21.037	22.035	22.927	23.877	24.855	25.852	26.813	27.696	28.609	29.615
MIGUELÓPOLIS	16.500	11.449	10.820	11.989	12.517	12.953	13.397	13.842	14.288	14.677	15.049	15.379	15.805	16.367
ITACOLOMI	25.000	24.648	23.500	25.237	26.122	26.977	27.729	28.526	29.352	30.200	31.031	31.776	32.553	33.398
MONTE ALTO	12.500	8.834	8.104	8.504	8.589	8.667	8.740	8.814	8.888	8.962	9.035	9.097	9.170	9.257
MONTE AZUL PAULISTA	9.375	9.846	8.252	9.128	9.539	9.888	10.234	10.584	10.923	11.253	11.557	11.826	12.162	12.582
MORRO AGUDO	12.500	8.398	8.170	8.799	9.227	9.603	9.956	10.328	10.699	11.069	11.407	11.726	12.077	12.496
ANHANGUERA 1	25.000	15.091	14.704	15.876	16.684	17.453	18.138	18.865	19.613	20.377	21.114	21.786	22.485	23.251
ANHANGUERA 2	26.600	13.597	14.573	15.688	16.118	16.513	16.876	17.261	17.662	18.046	18.416	18.763	19.127	19.541
NUPORANGA	10.000	8.862	9.258	10.764	10.927	11.065	11.207	11.349	11.485	11.615	11.736	11.842	11.977	12.153
PATROCÍNIO PAULISTA	9.375	7.382	7.556	8.512	8.999	9.497	9.913	10.350	10.813	11.301	11.803	12.224	12.670	13.132
PEDREGULHO	9.375	8.137	8.283	9.183	9.584	9.918	10.257	10.596	10.921	11.234	11.521	11.774	12.100	12.526
PIRANGI	20.000	10.865	10.577	11.732	12.313	12.845	13.335	13.840	14.348	14.859	15.352	15.791	16.274	16.854
PITANGUEIRAS	25.000	8.778	9.000	9.660	10.151	10.599	11.007	11.442	11.884	12.331	12.748	13.140	13.552	14.022
PONTAL	25.000	11.625	11.053	11.967	12.598	13.195	13.724	14.287	14.867	15.461	16.031	16.552	17.095	17.694
PRADÓPOLIS	9.375	5.334	5.264	5.620	5.900	6.147	6.375	6.618	6.863	7.109	7.332	7.546	7.774	8.042
FERRAZ SALES	8.250	6.489	6.811	7.491	7.847	8.158	8.454	8.759	9.060	9.359	9.637	9.886	10.179	10.538

Transformadores		Demandas Registradas e Projetadas (MVA)												
Transformador	Capac. (MVA)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
IPANEMA	25.000	23.744	22.940	24.663	25.852	27.036	28.063	29.160	30.310	31.498	32.680	33.742	34.815	35.941
IPIRANGA	25.000	22.539	24.828	26.469	27.263	27.975	28.627	29.325	30.030	30.746	31.391	32.024	32.671	33.393
METROPOLITANA 1	50.000	37.373	39.046	41.569	42.946	44.254	45.524	46.865	48.218	49.540	50.823	52.036	53.284	54.707
METROPOLITANA 3	50.000	34.606	36.162	37.866	39.325	40.687	41.968	43.331	44.713	46.087	47.391	48.634	49.907	51.344
RIB. PRETO NOROESTE	40.000	27.366	27.000	28.701	30.142	31.487	32.680	33.961	35.278	36.628	37.894	39.090	40.305	41.631
VILA ALBERTINA	25.000	22.575	23.578	25.296	26.631	27.911	29.059	30.287	31.555	32.843	34.089	35.245	36.419	37.700
BONFIM PAULISTA	12.500	9.854	10.417	11.189	11.608	12.036	12.394	12.772	13.174	13.596	14.029	14.397	14.781	15.176
LEÃO XIII 1	25.000	23.037	24.800	26.976	28.041	29.032	32.261	33.251	34.255	35.255	36.201	37.104	38.029	39.073
LEÃO XIII 2	26.600	25.267	25.094	26.854	28.152	29.408	30.545	31.756	33.004	34.266	35.500	36.635	37.794	39.060
MORRO DO CIPÓ	25.000	20.918	24.800	26.545	27.863	29.138	30.266	31.474	32.726	34.008	35.254	36.400	37.562	38.813
PATRIARCA	25.000	20.608	23.563	24.760	25.935	26.985	27.947	28.981	30.027	31.085	32.040	32.976	33.936	35.023
RIBEIRÃO PRETO 1	25.000	24.546	27.851	29.430	30.645	31.763	32.819	33.945	35.083	36.213	37.272	38.292	39.338	40.530
RIBEIRÃO PRETO 2	25.000	23.425	24.851	26.373	27.687	28.905	30.067	31.304	32.554	33.787	34.955	36.075	37.227	38.548
RINÇÃO	22.500	11.580	10.631	11.690	12.275	12.816	13.308	13.820	14.339	14.865	15.370	15.817	16.314	16.887
SANTA ADÉLIA	18.750	14.312	14.125	15.424	16.239	17.012	17.697	18.422	19.168	19.931	20.670	21.334	22.038	22.820
ITAIPAVA	9.375	7.000	5.026	5.450	5.730	5.986	6.220	6.467	6.718	6.971	7.210	7.430	7.667	7.940
BELA VISTA 1	25.000	17.908	18.780	20.214	21.251	22.236	23.114	24.049	25.011	25.993	26.937	27.805	28.701	29.683
BELA VISTA 2	25.000	14.551	18.072	20.450	22.663	23.934	24.962	26.087	27.270	28.524	29.837	30.931	32.069	33.217
BETHÂNIA	26.600	18.481	19.670	20.886	21.908	22.863	23.735	24.666	25.616	26.575	27.480	28.337	29.213	30.184
PARAISO	25.000	20.585	21.728	22.630	23.228	23.783	24.280	24.806	25.344	25.893	26.414	26.890	27.396	27.965
SÃO CARLOS 1	25.000	19.389	18.932	20.312	21.018	21.744	22.377	23.042	23.740	24.458	25.201	25.838	26.501	27.196
SÃO CARLOS 2	25.000	23.522	22.852	24.233	25.407	26.467	27.438	28.485	29.549	30.621	31.606	32.562	33.542	34.662
US. CAPÃO PRETO	6.250	4.920	3.600	3.864	4.894	4.922	4.960	4.978	5.006	5.033	5.060	5.083	5.110	5.142
US. MONJOLINHO	600													
US. SANTANA	2.000													
S. JOAQUIM DA BARRA	18.750	16.500	17.438	18.579	19.265	19.900	20.476	21.092	21.722	22.360	22.959	23.526	24.108	24.757
S. JOAQUIM DA BARRA PRC	6.250	4.500	4.500	5.246	5.603	6.015	6.334	6.673	7.052	7.468	7.931	8.303	8.674	9.005
US. DOURADOS	6.250	3.204	3.655	4.031	4.209	4.355	4.503	4.662	4.796	4.933	5.058	5.170	5.313	5.500
SÃO SIMÃO	18.750	13.890	13.118	14.139	14.745	15.321	15.835	16.375	16.930	17.496	18.047	18.537	19.063	19.650
SERRANA	18.750	14.114	14.027	15.036	15.816	18.679	19.325	20.017	20.728	21.455	22.141	22.782	23.442	24.172
HUMAITÁ	25.000	20.000	21.250	22.768	23.752	24.646	25.458	26.336	27.232	28.137	28.974	29.781	30.607	31.549
HUMAITÁ PROV	22.500	6.000	6.000	6.386	6.730	7.043	7.327	7.634	7.948	8.265	8.558	8.841	9.130	9.460
SERTÃOZINHO	40.000	33.500	36.000	38.906	40.502	42.097	43.469	44.933	46.471	48.067	49.662	51.081	52.521	54.023
TABATINGA	6.250	5.142	5.000	5.487	5.768	6.027	6.262	6.508	6.758	7.011	7.254	7.471	7.710	7.985
TAIUVA	9.375	6.871	6.000	6.643	6.928	7.164	7.405	7.646	7.876	8.097	8.298	8.476	8.707	9.011
ESPERANÇA	25.000	12.191	12.096	13.164	13.814	14.409	14.961	15.538	16.120	16.703	17.258	17.762	18.315	18.958
TAQUARITINGA	8.250	6.414	6.255	6.737	7.089	7.419	7.713	8.027	8.349	8.678	8.991	9.281	9.582	9.915
VIRADOURO	12.500	6.854	7.005	7.570	7.949	8.289	8.604	8.936	9.270	9.606	9.918	10.209	10.525	10.895
TOTAL	2.057.200	1.488.815	1.483.708	1.595.105	1.670.667	1.739.127	1.801.472	1.866.004	1.930.014	1.995.940	2.059.371	2.117.341	2.178.472	2.246.895

Fonte: DEEP – Divisão de estudos de planejamento – CPFL

ANEXO E- Acesso aos sistemas das concessionárias

Este Anexo apresenta todas as diretrizes básicas utilizadas pela ANEEL, ONS, e Concessionárias, estabelecendo as condições de acesso. Inclui as conexões e o uso do Sistema Elétrico, os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.

Introdução

Todos os prestadores de serviço público de energia elétrica têm direito de utilizar as redes de transmissão para transportar energia desde os pontos de produção (como as pequenas centrais hidrelétricas – PCH, Usinas de açúcar e álcool - UTE) até os consumidores. O direito de livre acesso foi estabelecido na Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, viabilizando a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica (ANEEL, 2009). Com isto as transações de compra e venda de energia entre concessionários e autorizados passam a ser contratadas separadamente do acesso e do uso da rede elétrica. A comercialização fica independente da operação eletroenergética do sistema, esta de responsabilidade do ONS (ONS, 2009).

O livre acesso possibilita compra e venda de energia entre os produtores e consumidores, independentemente de suas localizações físicas. As redes elétricas de transmissão e distribuição ficam disponíveis a quem quiser utilizá-las, desde que haja capacidade.

As empresas prestadoras do serviço de transmissão detêm a concessão ou permissão, outorgada pela ANEEL, os usuários do transporte de energia são os agentes produtores (concessionários de serviços públicos de geração, produtores independentes e autoprodutores) e os consumidores livres e cativos. Hoje a maioria das PCHs são produtoras independentes (ANEEL, 2009).

Acessantes dos sistemas de transmissão e distribuição são os agentes regulados (prestadores de serviços) do setor elétrico e os consumidores livres (Lei nº 9.074/1995). Os consumidores

livres são os desvinculados do fornecimento da distribuidora local (adquirindo energia de outro fornecedor); autoprodutor é o que gera energia elétrica para seu próprio consumo, podendo, eventualmente, comercializar a energia excedente. O acesso aos sistemas elétricos é direito de geradores, distribuidores e consumidores, mediante o ressarcimento dos custos de uso e conexão à rede.

A prestação de serviço público de distribuição se dá mediante concessão ou permissão, em área geográfica delimitada, e em regime de monopólio.

O serviço público de transmissão (Rede Básica) se dá apenas mediante concessão, dada para cada nova instalação agregada ao sistema (Lei nº 9.074/1995, artigo 17, § 1º) (Cadernos Temáticos_ANEEL, 2009).

Classificação das instalações

As instalações são de transmissão e de distribuição. As instalações de transmissão ou se destinam à formação da rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), ou são da concessionária de distribuição ou de interesse exclusivo das centrais de geração (Lei nº 9.074/1995, artigo 17).

A Figura E.1 abaixo representa simplificada, como são classificadas as instalações de propriedade de uma concessionária de transmissão.

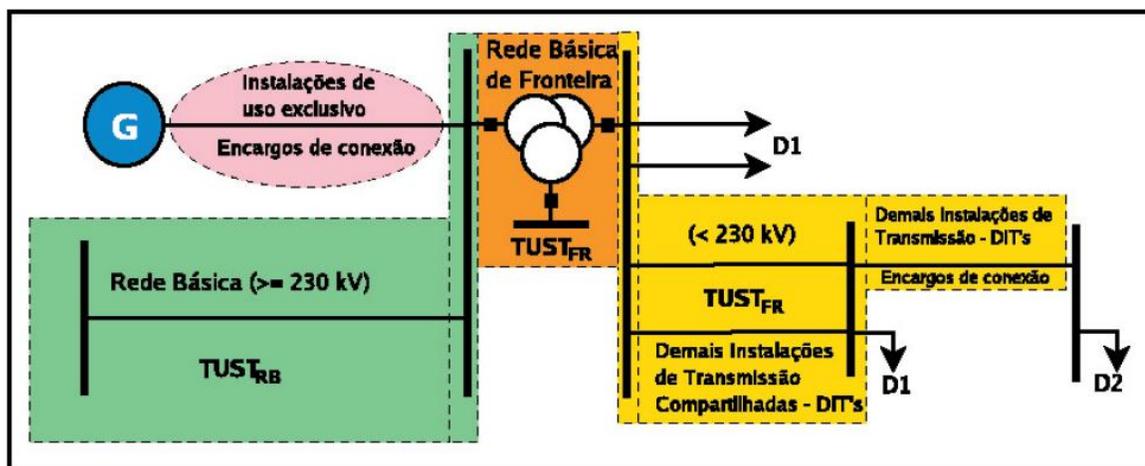


Figura E. 1 - Classificação das instalações de transmissão (ANEEL, 2009)

A Tabela E.1 mostra a classificação das instalações de energia elétrica em função de sua propriedade (Nota Técnica nº 053/2007).

Tabela E. 1 - Classificação das instalações de transmissão em função da propriedade

		PROPRIEDADE		
		Gerador, Autoprodutor (geração) ou Importador de Energia	Distribuidora	Transmissora
FUNÇÃO	Uso exclusivo da geração	Instalação autorizada no ato específico ou integrante do contrato de concessão	Instalação disponibilizada ao gerador mediante o pagamento de encargos de conexão	Instalação disponibilizada ao gerador mediante o pagamento de encargos de conexão
	Âmbito próprio da distribuição	Não se aplica	Prestação do serviço público de distribuição	Instalação disponibilizada às distribuidoras para prestação do serviço público de distribuição
	Integrante da Rede Básica	Não se aplica	Não se aplica	Prestação do serviço público de transmissão

Fonte: Resolução normativa 497/2007

Processo de acesso à transmissão ou à distribuição

Os agentes regulados do setor que quiserem acessar as redes de transmissão e distribuição devem implementar suas próprias instalações até o ponto de conexão com a rede.

Para acessar as DIT's, a solicitação deve ser dirigida à transmissora, enquanto o acesso a instalações de distribuição será solicitado à distribuidora local (Cadernos Temáticos_ ANEEL, 2009).

Acesso ao sistema de transmissão

O serviço de transmissão de energia elétrica é feito mediante a utilização das instalações da Rede Básica, normalmente com tensão igual ou superior a 230 kV e com operação coordenada pelo operador nacional do sistema elétrico – ONS (ONS, 2009).

O acesso às instalações da rede básica é através de consulta de acesso e solicitação de acesso.

A consulta de acesso, o agente faz a solicitação através de carta e formulário Anexo H direto à concessionária ou por meio de um gerente de conta no caso da CPFL.

Já a solicitação de acesso é o processo que compreende o requerimento de acesso, acompanhado de dados e informações necessárias à avaliação técnica do acesso e avaliação dos estudos de integração do agente à rede básica.

Acesso ao sistema de distribuição

O acesso às instalações não integrantes da rede básica de transmissão (tensão inferior a 230 kV) é coordenado pela concessionária ou permissionária de distribuição local.

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional), aprovado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) através da Resolução Normativa nº 345 de 16/12/2008 é composto por oito módulos: Introdução (Módulo 1), Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição (Módulo 2), Acesso aos Sistemas de Distribuição (Módulo 3), Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição (Módulo 4), Sistemas de Medição (Módulo 5), Informações Requeridas e Obrigações (Módulo 6), Perdas Técnicas Regulatórias (Módulo 7) e Qualidade da Energia Elétrica (Módulo 8).

Para o acesso aos sistemas de distribuição, utilizaremos o Módulo 3 do PRODIST (Acesso aos Sistemas de Distribuição), onde foram estabelecidos os conceitos básicos relativos ao processo de acesso aos sistemas de distribuição, às resoluções vigentes da ANEEL e deve observar as normas técnicas brasileiras e os padrões da distribuidora acessada; é solicitado junto à distribuidora titular de concessão ou permissão na área geográfica em que se localizarem as instalações do acessante celebrando-se os contratos pertinentes.

Na hipótese do acessante ser central geradora, distribuidora ou agente importador ou exportador de energia, a aplicação do critério de menor custo global de atendimento pela distribuidora inicialmente consultada, pode indicar a conexão do acessante em instalações de distribuidora que atua em outra área de concessão ou permissão.

A distribuidora deve fornecer todas as informações solicitadas pelo acessante referentes à prestação do serviço, inclusive quanto às tarifas em vigor, o número e a data da resolução que as houver homologado, bem como sobre os critérios de cobrança dos encargos e serviços.

A acessada deve disponibilizar ao acessante, quando necessário, a capacidade das barras de suas subestações, para fins de conexão, destacadas no plano de expansão do seu sistema de

distribuição, conforme Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição.

O acessante deve submeter previamente à apreciação da distribuidora a alteração do MUSD requerido ou contratado, com vistas à verificação da necessidade de adequação do sistema elétrico acessado e do valor de MUST contratado pela distribuidora acessada, devendo os procedimentos correspondentes constar dos respectivos contratos de uso e de conexão.

O acesso ao sistema de distribuição pode se efetivar por meio de acesso permanente ou de acesso temporário, caracterizado como o uso, por prazo determinado, do sistema de distribuição de energia elétrica, conforme regulamento específico da ANEEL.

O sistema de distribuição de uma área de concessão ou permissão pode ser acessado por instalações provenientes de outra área de concessão ou permissão, observando-se que:

- a) A conexão seja justificada técnica e economicamente;
- b) A decisão econômica se fundamente no critério do menor custo global;
- c) A distribuidora titular da área de concessão ou permissão onde se localizem as instalações do acessante celebre com a distribuidora acessada os devidos contratos de conexão e uso;
- d) Se instale sistema de medição adequado.

A conexão de centrais geradoras deve observar o critério de menor custo global, não se aplicando o estabelecido nas alíneas “c” e “d” acima.

As Etapas para obtenção do acesso e os prazos envolvidos são 4 (quatro), a serem observadas: consulta de acesso, informação de acesso, solicitação de acesso e parecer de acesso.

a) Tipos de acessantes e etapas a seguir

Tabela E. 2 - Tipos de acessantes e etapas a cumprir

Acessante	Etapas a cumprir			
	Consulta de acesso	Informação de acesso	Solicitação de acesso	Parecer de acesso
Consumidor especial		Opcionais		Necessárias
Consumidor livre		Opcionais		Necessárias
Central geradora - Registro		Opcionais		Necessárias
Central geradora - Autorização		Necessárias		Necessárias
Central geradora - Concessão		Procedimento definido no edital de licitação		
Outra distribuidora de energia		Necessárias		Necessárias
Agente importador/exportador de energia		Necessárias		Necessárias

Fontes: ANEEL, 2009

As duas primeiras etapas são opcionais para agentes autoprodutores que não exportarão energia elétrica.

Nos fluxogramas das Figuras E.2 e E.3 são apresentados as etapas e prazos relativos aos procedimentos de acesso para vários tipos de acessante.

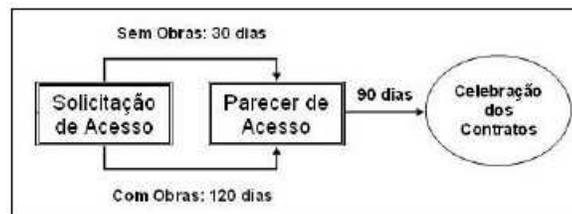


Figura E. 2 - Etapas de acesso obrigatórias para consumidores livres e especiais e centrais geradoras solicitantes de registro (ANEEL, 2009)

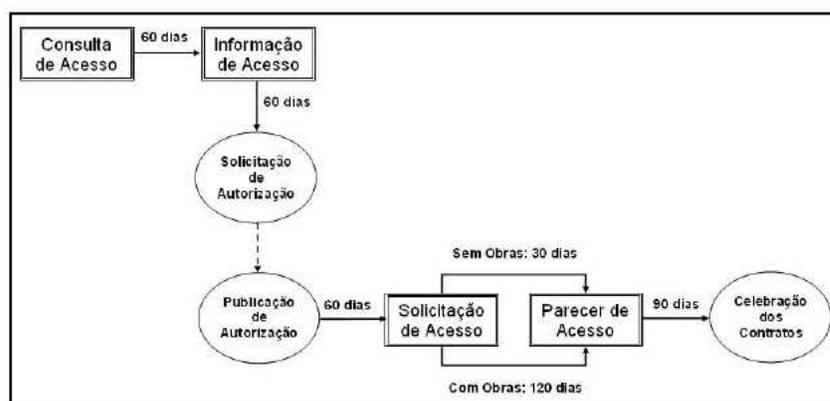


Figura E. 3 – Etapas de acesso obrigatórias para centrais geradoras solicitantes de autorização (ANEEL, 2010)

b) Consulta de acesso

A consulta de acesso deve ser formulada pelo acessante à acessada com o objetivo de obter informações técnicas que subsidiem os estudos pertinentes ao acesso, sendo facultada ao acessante a indicação de um ou mais pontos de conexão de interesse.

A consulta de acesso é obrigatória para os acessantes em processo de obtenção de ato autorizativo junto à ANEEL e deve apresentar o despacho da ANEEL registrando o requerimento de outorga, documento definido em resolução específica.

Este ato informal não gera compromisso com a concessionária, deve ser feito através de carta e formulário Anexo H (Informações detalhadas da unidade produtora) que se encontra no acervo de documentos, no caso da CPFL, GED 4314 – Norma interna para conexão neste Anexo E.

c) Informação de acesso

A informação de acesso é a resposta formal e obrigatória da acessada à consulta de acesso, sem ônus para o acessante, com o objetivo de fornecer informações sobre o pretendido, devendo indicar:

- (i) A classificação da atividade do acessante;
- (ii) Quando couber, informações sobre a regra de participação financeira;
- (iii) Quando central geradora de energia solicitante de autorização, a definição do ponto de conexão de acordo com o critério de menor custo global, com a apresentação das

- alternativas de conexão que foram avaliadas pela acessada, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- (iv) As características do sistema de distribuição acessado e do eventual ponto de conexão de interesse do acessante, e do ponto de conexão indicado pela distribuidora, incluindo requisitos técnicos e padrões de desempenho;
 - (v) As tarifas de uso aplicáveis;
 - (vi) As responsabilidades do acessante;
 - (vii) A relação de estudos e documentos a serem apresentados pelo acessante por ocasião da solicitação de acesso, disponibilizando as informações e dados atualizados do sistema elétrico acessado necessários à elaboração dos referidos estudos.

A informação de acesso é documento necessário para obtenção do ato autorizativo de central geradora de energia junto à ANEEL.

O registro em protocolo da solicitação do ato autorizativo à ANEEL deve ser realizado pela central geradora em até 60 (sessenta) dias após a emissão da informação de acesso de acordo com a Resolução 112/99 da ANEEL.

Para os acessantes em processo de obtenção de ato autorizativo ou registro, a informação de acesso deve conter prazo de validade de 180 (cento e oitenta) dias, prorrogáveis por igual período se ainda em trâmite na ANEEL.

A central geradora deve informar a distribuidora acessada que protocolou a documentação junto à ANEEL.

d) Solicitação de acesso

A solicitação de acesso é o requerimento obtido através dos Anexos da Resolução 112/99 da ANEEL, formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a prioridade de atendimento, de acordo com a ordem cronológica de protocolo.

Nesta etapa o acessante irá mudar a forma jurídica para autoprodutor (gera para si próprio) ou produtor independente (exporta para o sistema).

A solicitação de acesso perde o efeito se o acessante não regularizar a pendência no prazo estipulado.

e) Parecer de acesso

É o documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos, devendo indicar, quando couber:

- (i) A classificação da atividade do acessante;
- (ii) A definição do ponto de conexão de acordo com o critério de menor custo global, com a apresentação das alternativas de conexão que foram avaliadas pela acessada, acompanhadas das estimativas dos respectivos custos, conclusões e justificativas;
- (iii) As características do sistema de distribuição acessado e do ponto de conexão, incluindo requisitos técnicos, como tensão nominal de conexão, além dos padrões de desempenho;
- (iv) A relação das obras e serviços necessários no sistema de distribuição acessado, com a informação dos prazos para a sua conclusão, especificando as obras de responsabilidade do acessante e aquelas de responsabilidade da acessada;
- (v) A participação financeira;
- (vi) As informações gerais relacionadas ao ponto de conexão, como tipo de terreno, faixa de passagem, características mecânicas das instalações, sistemas de proteção, controle e telecomunicações disponíveis;
- (vii) Os modelos dos contratos a serem celebrados;
- (viii) As tarifas de uso aplicáveis;
- (ix) As responsabilidades do acessante;
- (x) Eventuais informações sobre equipamentos ou cargas susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição acessado ou nas instalações de outros acessantes;
- (xi) Os impactos na rede básica e nas DIT, a partir de interação com o ONS.

O parecer de acesso deve atualizar os dados contidos na informação de acesso, acrescentando aspectos relativos à instalação do SMF (Sistema de Medição para Faturamento), quando couber.

Acesso a instalações de interesse restrito de centrais geradoras

Por distribuidora de energia

É permitido o acesso de distribuidora às instalações de interesse restrito de central geradora conectada ao sistema de distribuição, utilizadas ou não de forma compartilhada.

O referido acesso pode se realizar para atendimento à unidade consumidora, mediante correspondente parecer de acesso, ou por necessidade de expansão do sistema da distribuidora para atendimento a seu mercado próprio, devendo sempre ser justificado pelo critério de menor custo global de atendimento.

Por outra central geradora de energia

É garantido o acesso de nova central geradora às instalações de interesse restrito de centrais geradoras que se conectam ao sistema de distribuição, desde que justificado pelo critério de menor custo global de atendimento, mediante correspondente parecer de acesso.

Na hipótese do acesso em questão ocorrer em instalações de interesse restrito de centrais geradoras participantes do PROINFA, o acesso a que se refere a este item deve ser realizado observando-se os critérios estabelecidos em regulamento específico da ANEEL.

Providências e responsabilidades

a) Por parte do acessante

Se o acesso ocorrer por meio de instalações de interesse restrito, deve elaborar o projeto executivo das instalações de conexão, submetendo-o à aprovação da acessada, executar as obras civis e de montagem das instalações de conexão, realizar o comissionamento das instalações de conexão de sua responsabilidade, sob supervisão da acessada.

Se conexão de unidade consumidora, o responsável deve manifestar-se formalmente, no prazo máximo de 30 (trinta) dias após o recebimento do orçamento fornecido pela distribuidora, quanto à opção pela forma de execução das obras relativas à conexão; na opção pela execução direta das obras utilizando-se de terceiros, apresentar projeto para a devida aprovação da distribuidora.

b) Por parte da acessada

Aprovar projeto apresentado pelo acessante, conforme procedimentos de Acesso estabelecidos.

Atender às solicitações com vistas à conexão das instalações dos acessantes, em suas diversas modalidades, com base nestes Procedimentos.

Apresentar ao acessante o orçamento das obras relativas à sua conexão e o prazo para o seu atendimento, conforme procedimentos de acesso estabelecidos.

Disponibilizar suas normas e padrões técnicos em até 15 (quinze) dias após a solicitação do acessante que optar pela execução direta das obras necessárias à conexão de suas instalações, sem qualquer ônus.

Dar início às obras no seu sistema de distribuição para possibilitar a conexão a partir de comunicação formal ao acessante e posteriormente à celebração do CCD e do CUSD correspondentes, observado o disposto em regulamento específico da ANEEL.

Realizar vistoria com vistas à conexão das instalações do acessante, apresentando o seu resultado por meio de relatório formal, incluindo o relatório de comissionamento, quando couber, no prazo de até 30 (trinta) dias a contar da data de solicitação formal de vistoria pelo acessante.

Emitir a aprovação do ponto de conexão, liberando-o para sua efetiva conexão, no prazo de até 7 (sete) dias a partir da data em que forem satisfeitas as condições estabelecidas no relatório de vistoria.

Efetivar a conexão do acessante nos seguintes prazos, contados da data da aprovação das instalações e do cumprimento das demais condições regulamentares pertinentes: para conexões em BT em áreas urbanas 3 (três) dias úteis; para conexões em BT em áreas rurais, 5 (cinco) dias úteis; para conexões em MT, 10 (dez) dias úteis; para conexões em AT, 15 (quinze) dias úteis.

a) Diretrizes para elaboração do acordo operativo

- **Identificação do acordo operativo**

Identificação do contrato de conexão às instalações de distribuição – CCD ao qual o acordo operativo se refere.

- **Estrutura da operação entre os agentes**

Descrição da estrutura de operação responsável pela execução da coordenação, supervisão, controle e comando das instalações de conexão, tanto da parte da acessada quanto do acessante, especificando o órgão de cada agente responsável pelas atividades, relação do pessoal credenciado de cada parte para exercer o relacionamento operacional.

Especificar a forma de atualização e meios de comunicação entre os representantes das partes.

- **Codificação de equipamentos e sistema de distribuição nas fronteiras**

Codificar visando à segurança do relacionamento operacional entre a acessada e o acessante, Incluir como anexo ao acordo Operativo, diagramas unifilares das instalações da acessada onde se localizam os pontos de conexão e a subestação do acessante, quando existir, com a configuração de chaves e disjuntores na condição normal de operação.

Descrever os pontos de conexão codificados e especificar a forma de atualização.

- **Meios de comunicação**

Especificar os meios de comunicação para o relacionamento operacional entre a acessada e o acessante.

- **Fluxo de informações**

Detalhar os processos para a transferência das informações e dados necessários para o desenvolvimento das atividades operacionais, envolvendo as etapas de planejamento operativo, programação, coordenação e supervisão da operação e de pós-operação.

- **Definições de intervenções e desligamentos**

Conceituar as intervenções e desligamentos envolvendo os equipamentos e as instalações do sistema de distribuição, incluídas as instalações de conexão.

- **Procedimentos operacionais**

Detalhar os procedimentos operacionais associados às instalações de conexão observando o

disposto no Módulo 4 – Procedimentos operativos

- **Solicitação de intervenção no sistema**

Especificar os procedimentos a serem seguidos para solicitação e programação de intervenções nas instalações de conexão quanto aos meios de comunicação e equipamentos associados à supervisão em tempo real, conforme os requisitos e procedimentos estabelecidos no Módulo 4 – Procedimentos operativos.

- **Aspectos de segurança do pessoal durante a execução dos serviços com equipamento desenergizado**

Relacionar e anexar às normas e/ou instruções de segurança e outros procedimentos a serem seguidos para garantir a segurança do pessoal e de terceiros durante a execução dos serviços em equipamento desenergizado, observando o disposto no Módulo 4 – Procedimentos operativos.

- **Responsabilidades sobre a operação e manutenção do ponto de conexão**

Especificar as responsabilidades pela operação e pela manutenção do ponto de conexão.

- **Data e assinatura do acordo operacional**

Datar e assinar o acordo ou sua revisão (representantes legais da acessada e do acessante).

- **Contratos**

Apresentar as diretrizes para elaboração do contrato de conexão às instalações de distribuição – CCD e do contrato de uso do sistema de distribuição – CUSD, contratos que estabelecem as condições gerais e especiais dos serviços a serem prestados pelas distribuidoras aos acessantes de seus sistemas de distribuição, compreendendo condições técnicas e comerciais que devem ser obrigatoriamente observadas pelas partes.

As partes, acessante e acessada, podem negociar condições especiais desde que incorporadas às cláusulas correspondentes nos respectivos contratos de prestação de serviços.

- **Disposições gerais**

Quando do acesso às instalações de distribuição, os acessantes devem celebrar CCD e CUSD com a distribuidora acessada.

Adicionalmente, as centrais geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS deverão firmar o contrato de uso do sistema de transmissão – CUST com este operador.

- **Acesso a demais instalações de transmissão – DIT**

Para o acesso às DIT deve ser celebrado: CUSD com a distribuidora titular da área de concessão ou permissão relativa ao acesso, caso o acessante seja consumidor livre, central geradora ou agente importador ou exportador de energia; ou, CUST com o ONS, caso o acessante seja distribuidora de energia.

Os acessantes deverão ainda firmar o contrato de conexão às instalações de transmissão – CCT com a concessionária de transmissão proprietária das instalações acessadas, estabelecendo as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e os respectivos encargos.

Adicionalmente, as centrais geradoras despachadas centralizadamente pelo ONS deverão firmar o CUST com este operador.

O acesso às DITs deve obedecer às disposições relativas a estas instalações contidas nos procedimentos de rede.

- **Contratos de conexão e uso**

O CCD deve abranger os aspectos referentes a conexão às instalações de propriedade de distribuidora.

O CUSD deve abranger os aspectos referentes ao uso do sistema de distribuição.

- **Contratação do montante de uso do sistema de distribuição**

- **Aspectos gerais**

O MUSD contratado pelo acessante deve ser de valor único durante os meses de vigência

do CUSD, diferenciados apenas por horário de ponta e fora de ponta, quando aplicável, observando o período (ano) de entrada em operação das unidades de uma central geradora.

A distribuidora deve atender às solicitações de redução de MUSD, não contempladas quando a acessada implementar medidas de conservação, desde que formalmente efetuadas com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias de sua aplicação.

- **Unidades consumidoras e distribuidoras**

Os MUSD associados a unidades consumidoras e a distribuidoras devem ser determinados pelos maiores valores entre os contratados e os verificados por medição, por ponto de conexão, em cada período tarifário.

Os MUSD contratados pelas distribuidoras devem ser informados por ponto de conexão e devem ser os montantes máximos de potência demandados no ponto de conexão, incluindo as cargas dos consumidores livres e especiais, autoprodutores e outras distribuidoras conectadas em seu sistema de distribuição.

- **Centrais geradoras**

Os MUSD associados a centrais geradoras devem ser determinados pelas máximas potências injetáveis no sistema, calculadas pelas potências nominais instaladas subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos diretamente de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

- **Reserva de capacidade do sistema de distribuição**

A contratação de reserva de capacidade é realizada por autoprodutor ou produtor independente de energia para suprimento de uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas à usina do contratante quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica da referida usina.

A utilização da reserva de capacidade tem caráter emergencial, podendo também suportar manutenções programadas que exijam interrupção ou redução na geração de energia elétrica, sendo vedada sua contratação para qualquer outro propósito de frequência habitual.

O autoprodutor ou produtor independente de energia que atenda as condições necessárias tem a opção de celebrar a contratação de reserva de capacidade por meio de CUSD específico, na hipótese do contratante acessar o sistema de distribuição.

- **Encargos de conexão**

As instalações de conexão de um determinado acessante compreendem o seu ponto de conexão e eventuais instalações de interesse restrito; elas poderão ter seu projeto e execução contratados com empresa de livre escolha do acessante, inclusive a própria distribuidora acessada, observadas as normas técnicas e padrões da acessada, os requisitos do acessante, a regulamentação específica para cada tipo de acessante e estes procedimentos.

Não deve haver cobrança de encargos de conexão pela distribuidora acessada para realização das atividades de operação e manutenção daquelas instalações de conexão do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada, incluindo os casos de obrigações especiais, bem como daqueles equipamentos do SMF do acessante que, conforme regulamentação específica, façam parte da concessão ou permissão da distribuidora acessada.

- **Pontos importantes a serem celebrados nos contratos**

Os contratos (**CCD e CUSD**) devem ser celebrados após a definição do ponto de conexão para as instalações do acessante e a emissão do parecer de acesso pela acessada.

A acessada deve informar ao acessante, no prazo de 45 (quarenta e cinco) dias, a contar da data de solicitação, as condições para a revisão dos MUSD contratados, conforme o caso.

As obras relacionadas ao acesso ao sistema de distribuição somente podem ser iniciadas após a assinatura dos respectivos contratos pelas partes.

Para o CCD, os pontos importantes a serem observados são:

Descrição detalhada do ponto de conexão e das respectivas instalações de conexão; capacidade de demanda da conexão; definição dos locais e procedimentos para medição e informação de dados; limites e compromissos de qualidade e continuidade de responsabilidade das partes, assim como as correspondentes penalidades pelo não atendimento dos respectivos limites; prazos para conclusão das obras referentes ao acesso; data de entrada em operação das instalações do acessante e de início da prestação dos serviços, assim como prazo de vigência do contrato; propriedade das instalações de conexão; tensão de conexão; forma e condições para a

prestação dos serviços de operação e manutenção, quando couber; valores dos encargos de conexão, quando couber; critérios de rescisão contratual.

Para o CUSD deve ser de obrigatoriedade de observância à legislação específica e às normas e padrões técnicos de caráter geral da distribuidora proprietária das instalações acessadas; o MUSD contratado, especificado por segmento horo-sazonal, quando for o caso, bem como as condições para sua alteração; definição dos locais e procedimentos para medição e informação de dados; limites e compromissos de qualidade e continuidade de responsabilidade das partes, assim como as correspondentes penalidades pelo não atendimento dos respectivos limites; horários de ponta e fora de ponta; período concedido para ajuste do MUSD; valores dos encargos de uso; data de entrada em operação das instalações do acessante e de início da prestação dos serviços, assim como prazo de vigência do contrato; condições de aplicação da tarifa de ultrapassagem; condições de aplicação de descontos concedidos ao acessante por legislação específica; critérios de rescisão contratual.

As vigências do **CCD** e do **CUSD** devem ser de 12 (doze) meses; os contratos devem ser prorrogados automaticamente por prazos sucessivos de 12 (doze) meses, desde que o acessante não se manifeste formalmente em contrário à prorrogação com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias em relação ao término de cada vigência.

- **Anexo H - Informações detalhadas da unidade produtora**

Todos os campos das fichas técnicas deste Anexo H deverão ser preenchidos, de modo a descrever detalhadamente as características da unidade produtora de energia, conforme aplicável, qualquer que seja o regime operativo revisto. Poderão ser anexadas folhas separadas contendo quaisquer informações que, pela sua extensão, não possam ser aqui inseridas (a elas referindo-se claramente), ou que incluam quaisquer outros detalhes de real interesse para a perfeita caracterização da unidade produtora. Deverá, também, ser fornecido o respectivo diagrama unifilar da instalação completa, mostrando a conexão pretendida com o sistema da CPFL. A veracidade e aplicabilidade das informações declaradas nestas fichas técnicas à conexão ao sistema de subtransmissão da CPFL são de exclusiva responsabilidade do acessante.

- a) **Central geradora termelétrica ou hidrelétrica, conforme aplicável**

- Identificação do empreendimento

- Caracterização do local do empreendimento
- Central geradora:
 - Potência instalada total bruta (kW)
 - Consumo interno (kW):
 - N° de unidades geradoras
- Especificação dos geradores elétricos
- Especificações do sistema de excitação e dos reguladores de tensão
- Especificação do regulador de velocidade
- Especificação dos equipamentos motrizes
- Especificação dos geradores de vapor
- Responsável técnico pelas informações declaradas

b) Central geradora eólica

- Identificação do empreendimento
- Caracterização do local do empreendimento:
 - Fabricante das turbinas:
 - Tipo:
 - Número de turbinas:
 - Potência instalada total (kW):
- Especificação das turbinas eólicas
- Especificação das torres
- Especificação dos geradores
- Responsável técnico pelas informações declaradas

c) Geradora fotovoltaica

- Identificação do empreendimento
- Caracterização do local do empreendimento
- Central geradora
- Responsável técnico pelas informações declaradas

d) Outras centrais geradoras

Quando a forma de geração de energia elétrica for diferente das acima indicadas neste Anexo H, o interessado deverá produzir um anexo apropriado com todas as características técnicas que descrevem seu processo particular, para análise mais cuidadosa da CPFL. Especial atenção deverá ser dada ao fornecimento das informações mínimas para possibilitar os contatos com os responsáveis pelo projeto, quando da necessidade do esclarecimento de eventuais dúvidas, produção de detalhamentos explicativos, ou até de estudos mais aprofundados sobre o impacto que o tipo de geração pode causar no sistema elétrico.