

ALEX ALMEIDA PIGNATTI

IMPACTO NA PERDA TÉCNICA COM O AUMENTO DA COGERAÇÃO DAS USINAS SUCROALCOOLEIRAS NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CPFL PAULISTA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
Escola de Engenharia de São Carlos, da
Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em
Sistemas de Energia e Automação

ORIENTADOR: Eduardo Nobuhiro Asada

São Carlos

2007

AGRADECIMENTOS

A Deus;

Aos meus pais Pedro e Marli, minha irmã Jessica e meus avós, que durante toda a vida me apoiaram e me ensinaram a valorizar o trabalho e os estudos, sendo os grandes responsáveis pela minha formação pessoal e profissional;

À minha namorada, Marina, que sempre esteve ao meu lado nos momentos mais felizes e também nos mais difíceis desta graduação;

Ao engenheiro Luiz Cláudio Teixeira Nunes, da CPFL Energia, grande amigo e companheiro de empresa, que me direcionou no desenvolvimento deste trabalho, ensinando-me a manipular os softwares necessários, a filosofia de planejamento do sistema elétrico e me auxiliando na percepção dos resultados aqui apresentados;

Ao meu orientador, professor Dr. Eduardo Nobuhiro Asada, que demonstrou grande interesse e dedicou o apoio necessário ao desenvolvimento deste trabalho no âmbito acadêmico, sendo paciente e sempre disponível;

Ao meu gestor de estágio na CPFL Energia, engenheiro Massayuki Suzuki, que sem dúvida se tornou um grande amigo, e tem grande responsabilidade pelo desenvolvimento da minha recente formação técnica;

Ao meu grande amigo e professor orientador de estágio, Carlos Goldenberg, companheiro de grandes discussões filosóficas;

Ao meu orientador de Iniciação Científica, professor Dr. José Roberto Boffino de Almeida Monteiro, que muito me auxiliou no desenvolvimento de um projeto na área de Eletrônica de Potência;

E a todos os meus amigos e colegas não citados nominalmente, mas que fazem parte da minha vida e sempre estiveram ao meu lado nos momentos mais felizes e difíceis, demonstrando confiança e orgulho.

Muito obrigado.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	v
LISTA DE TABELAS	vii
LISTA DE SIGLAS	ix
RESUMO.....	xi
ABSTRACT	xiii
1. INTRODUÇÃO	1
2. CONCEITOS GERAIS.....	5
2.1. Autoprodutor.....	5
2.2. Cogeração.....	6
2.3. Sazonalidade.....	7
2.4. Reserva de Capacidade	7
2.5. Aspectos Contratuais	8
2.6. Estratégia de Comercialização	8
3. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	9
4. UM BREVE HISTÓRICO DA COGERAÇÃO.....	15
4.1. Potencial de Cogeração do Setor Sucroalcooleiro.....	16
4.2. Regulamentação e Incentivos para Cogeração no Setor Sucroalcooleiro.....	18
5. ÁREA DE CONCESSÃO DA CPFL	21
5.1. A Fronteira do Sistema Elétrico da CPFL Paulista.....	22
6. A COGERAÇÃO NO SISTEMA DA CPFL PAULISTA	25
6.1. Requisitos para a Conexão de Autoprodutores na CPFL.....	26
6.2. Tipos de arranjo para a conexão no Sistema de Transmissão da CPFL.....	31
7. A CONEXÃO DOS NOVOS COGERADORES NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CPFL PAULISTA	35
7.1. As Usinas	35
7.2. O arranjo utilizado – Seccionamento (ou “Entra-e-sai”)	36

7.3. A distância dos autoprodutores em relação às Linhas de Transmissão da CPFL Paulista.....	39
7.4. A Sazonalidade dos Autoprodutores atualmente conectados no Sistema da CPFL Paulista.....	39
7.5. A Contribuição dos Autoprodutores atualmente conectados no Sistema da CPFL Paulista.....	41
8. O CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	43
8.1. Uso do Software ANAREDE para o cálculo da Perdas Demanda no Sistema Elétrico	46
9. RESULTADOS OBTIDOS.....	49
9.1. Análise 1 – Perdas no ano de 2008 na CPFL Paulista	49
9.2. Análise 2 – Perdas no ano de 2008 no Sistema Interligado Nacional	55
9.3. Análise 3 – Perdas no ano de 2009 na CPFL Paulista	58
9.4. Análise 4 – Perdas no ano de 2009 no Sistema Interligado Nacional	61
10. IMPACTO DAS PERDAS TÉCNICAS NA REVISÃO TARIFÁRIA.....	67
11. CONCLUSÕES	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA.....	73

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Incremento na Exportação de Energia para o Sistema de Transmissão da CPFL Paulista (Nove Novas Usinas)	2
Figura 2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional - 2005 (ONS, 2007 ³)	10
Figura 3 - Potência Instalada na Matriz de Energia Elétrica Brasileira (Banco de Informações de Geração – ANEEL – 10/2006)	11
Figura 4 - Interligações entre as Regiões (EPE, 2006)	12
Figura 5 - Cenários de Intercâmbios do SIN (EPE, 2006)	13
Figura 6 - Área de Concessão da CPFL Energia no Estado de São Paulo (CPFL Energia, 2006)	21
Figura 7 - Cogeneradores conectados ao Sistema de Transmissão da CPFL Paulista (Depto. de Engenharia – CPFL Energia, 2007)	26
Figura 8 - Conexão em "TAP Duplo"	32
Figura 9 - Conexão "Entra-e-sai"	33
Figura 10 - Novas Usinas com entrada prevista para 2008/2009	36
Figura 11 - Efeito de <i>Infeed</i> devido à geração particular conectada à linha	38
Figura 12 - Perfil de exportação das usinas sucroalcooleiras conectadas atualmente no sistema da CPFL Paulista - 2006	40
Figura 13 - Contribuição da cogeração para o suprimento da demanda da CPFL Paulista - 2006	41
Figura 14 - Ficha com configurações para modificar a os casos base da EPE	47
Figura 15 - Incremento na perda diária de energia da CPFL Paulista (por patamares de carga) - 2008	51
Figura 16 - Incremento Total na perda diária de energia da CPFL Paulista - 2008	52
Figura 17 - Incremento na perda anual de energia da CPFL Paulista (safra + entressafra) - 2008	53
Figura 18 - Densidade de cargas da CPFL Paulista (Imagem de fundo: Google Earth - 2007)	54
Figura 19 - Incremento na perda diária de energia do SIN (por patamares de carga) - 2008... ..	55
Figura 20 - Incremento Total na perda diária de energia do SIN - 2008	56
Figura 21 – Incremento na perda anual de energia do SIN (safra + entressafra) - 2008	57

Figura 22 - Subestações 440-138 kV - Alívio no carregamento para Carga Pesada - 2008.	58
Figura 23 - Incremento na perda diária de energia da CPFL Paulista (por patamares de carga) - 2009	59
Figura 24 - Incremento Total na perda diária de energia da CPFL Paulista - 2009	60
Figura 25 - Incremento na perda anual de energia da CPFL Paulista (safra + entressafra) - 2009	60
Figura 26 - Incremento na perda diária de energia do SIN (por patamares de carga) - 2009	62
Figura 27 - Incremento Total na perda diária de energia do SIN - 2009.....	63
Figura 28 - Incremento na perda anual de energia do SIN (safra + entressafra) - 2009.....	63
Figura 29 - Subestações 440-138 kV - Alívio no carregamento para Carga Pesada - 2009.	64
Figura 30 - Parcelas da Revisão Tarifária (Depto. de Engenharia - CPFL Paulista, 2007)...	67
Figura 31 - Conversão dos valores de incremento de perdas em R\$ (Considerando-se o preço do MW.h = R\$130,00).....	68

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Geração de Energia a base de Biomassa no Brasil – 2003 (Kitayama, 2003)	16
Tabela 2 - Novas Usinas com entrada prevista para 2008/2009	35
Tabela 3 - Distância dos novos Autoprodutores em relação às Linhas de Transmissão	39
Tabela 4 - Carregamento Percentual dos Transformadores da Rede Básica – Usinas gerando montante do contrato de exportação (ANAREDE)	65
Tabela 5 - Carregamento Percentual dos Transformadores da Rede Básica – Usinas gerando montante de 80% do contrato de exportação (ANAREDE)	65

LISTA DE SIGLAS

- CPFL – Companhia Paulista de Força e Luz
- SIN – Sistema Interligado Nacional
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
- ONS – Operador Nacional do Sistema
- LT – Linha de Transmissão
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- UHE – Usina Hidrelétrica
- UTE – Usina Termelétrica
- EOL – Central Geradora Eolielétrica
- PCH – Pequena Central Hidrelétrica
- SOL – Central Geradora Solar Fotovoltaica
- UTN – Usina Termonuclear
- MAE – Mercado Atacadista de Energia
- CGCE – Câmara de Gestão da Crise Energética
- CESP – Companhia Energética de São Paulo
- ANA – Agência Nacional de Águas
- MME – Ministério de Minas e Energia
- PPT – Programa Prioritário de Termoeletricidade
- PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica
- ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
- CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
- CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais
- UTR – Unidade Terminal Remota
- ANSI – American National Standards Institute

- DTT – Direct Transfer Trip
- CO – Centro de Operação
- FP – Fluxo de Potência
- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

RESUMO

Atualmente a CPFL Paulista possui 44 usinas sucroalcooleiras com cogeração de energia conectadas ao seu sistema, com pico de exportação de 403 MW. No ano de 2006 a demanda máxima da Companhia foi de 4131 MW, desse total, 319 MW foram supridos por exportação de usinas de cana de açúcar, o que representou aproximadamente 8%.

Essa cogeração apresenta comportamentos sazonais e causa forte impacto sobre o sistema da distribuidora. No período de safra da cana-de-açúcar tem-se excesso de fontes de suprimento e na entressafra verifica-se escassez dessas fontes.

Com aquecimento do mercado sucroalcooleiro e os diversos incentivos à produção de energia elétrica utilizando biomassa, são previstos para os anos de 2008 e 2009 contratos de exportação com outras nove usinas de cana-de-açúcar, incrementando cerca de 250 MW ao sistema da CPFL Paulista, sendo todas conectadas no sistema de transmissão da Companhia (69 kV e 138 kV), mais especificamente nas regiões Nordeste e Noroeste, onde já se encontram a maior parte das usinas em atual operação.

Este trabalho apresenta um estudo relacionado ao impacto da conexão desses novos cogeradores sucroalcooleiros na perda técnica do sistema de transmissão da CPFL Paulista e do Sistema Interligado Nacional (SIN). Foram realizadas simulações para três patamares de carga (pesada, média e leve), considerando diferentes intercâmbios energéticos no SIN, combinados com os principais cenários de exportação das novas usinas sucroalcooleiras.

Com esses enfoques, são demonstrados os diferentes efeitos da cogeração das usinas de cana-de-açúcar na perda técnica do SIN e da distribuidora. Também são abordados aspectos relacionados às características das curvas de exportação de energia das usinas, os impactos no desempenho do sistema de transmissão e no planejamento da expansão da CPFL Paulista.

ABSTRACT

The CPFL Paulista currently has 44 sugar cane factories connected to its system, with 403 MW of exportation peak. In the year 2006 the maximum demand of the Company was 4131 MW, being 319 MW supported by sugar cane factories, which represented about 8%.

This co-generation presents seasonal behaviors causing strong impact on the transmission system of the company. In the sugar cane harvest period, there is an excess of supply resources and in the intercrop there is scarcity of these resources.

With the heating of the sugar cane market and the various incentives to the production of electric energy using biomass, exportation contracts with 9 new plants of sugar cane are expected for the years 2008 and 2009, providing about 250 MW to the system of the CPFL Paulista, being all connected to the transmission system of the Company (69 kV and 138 kV), more specifically in the regions Northeast and the Northwest, where most of the plants that are in currently operation are installed.

This work presents a study related to the impact of these new co-generators connections in the transmission system technical loss of the CPFL Paulista and of the Sistema Interligado Nacional (National Interconnected System). Simulations for three load levels had been fulfilled (heavy, average and soft), considering different energy interchanges in the SIN (NIS), combined with the main scenes of the new cane power plants exportation.

With these approaches, it's demonstrated the different effects of the cane power plants co-generation in the technical loss of the SIN (NIS) and of the Company. It's also broached the aspects related to the characteristics of the plants' energy exportation curves, the impacts in the performance of the transmission system and in the expansion planning of the CPFL Paulista.

1. INTRODUÇÃO

A CPFL Paulista distribui energia a uma população de aproximadamente 8 milhões de habitantes no interior do estado de São Paulo. Atualmente, seu sistema possui 44 usinas sucroalcooleiras coggerando energia com contrato de exportação. No ano de 2006, a carga da CPFL Paulista atingiu 4131 MW, sendo que o montante de geração utilizando biomassa representou aproximadamente 7,72% dessa carga com 319 MW, e pico máximo de exportação de 403 MW.

Com aquecimento do mercado sucroalcooleiro e os diversos incentivos à produção de energia elétrica utilizando biomassa são previstos, para os anos de 2008 e 2009, contratos de exportação com outras nove usinas de cana de açúcar, totalizando um incremento de aproximadamente 250 MW Figura 1. Devido à potência instalada desses novos empreendimentos, todas elas serão conectadas no sistema de transmissão da CPFL Paulista (69 kV e 138 kV).

A cogeração das usinas sucroalcooleiras apresenta comportamentos totalmente variáveis durante o ano. No período da safra da cana de açúcar, compreendido entre os meses de maio e novembro, os valores de demanda exportada atingem montantes próximos aos definidos em contrato com a distribuidora. Nos outros meses a exportação é praticamente nula. Essa característica de geração tem forte impacto sobre o sistema da distribuidora, com comportamentos totalmente divergentes para esses dois períodos. Assim, no período de safra tem-se excesso de fontes de suprimento e no período de entressafra verifica-se escassez dessas fontes.

As novas usinas estão localizadas nas regiões Nordeste e Noroeste da CPFL Paulista, ou seja, nos mesmos sistemas onde se encontram a maior parte das usinas em atual operação. Para manter os padrões de confiabilidade e flexibilidade operativa, bem como o ajuste adequado do sistema de proteção, essas conexões deverão ser realizadas através do seccionamento das linhas de transmissão, o que trará como consequência um aumento de aproximadamente 140 km nos circuitos da CPFL Paulista.

A sazonalidade da cogeração, o montante de energia exportada e a forma de conexão dessas novas usinas têm impacto no comportamento da perda de energia do Sistema Interligado Nacional e principalmente no sistema de transmissão da CPFL Paulista.

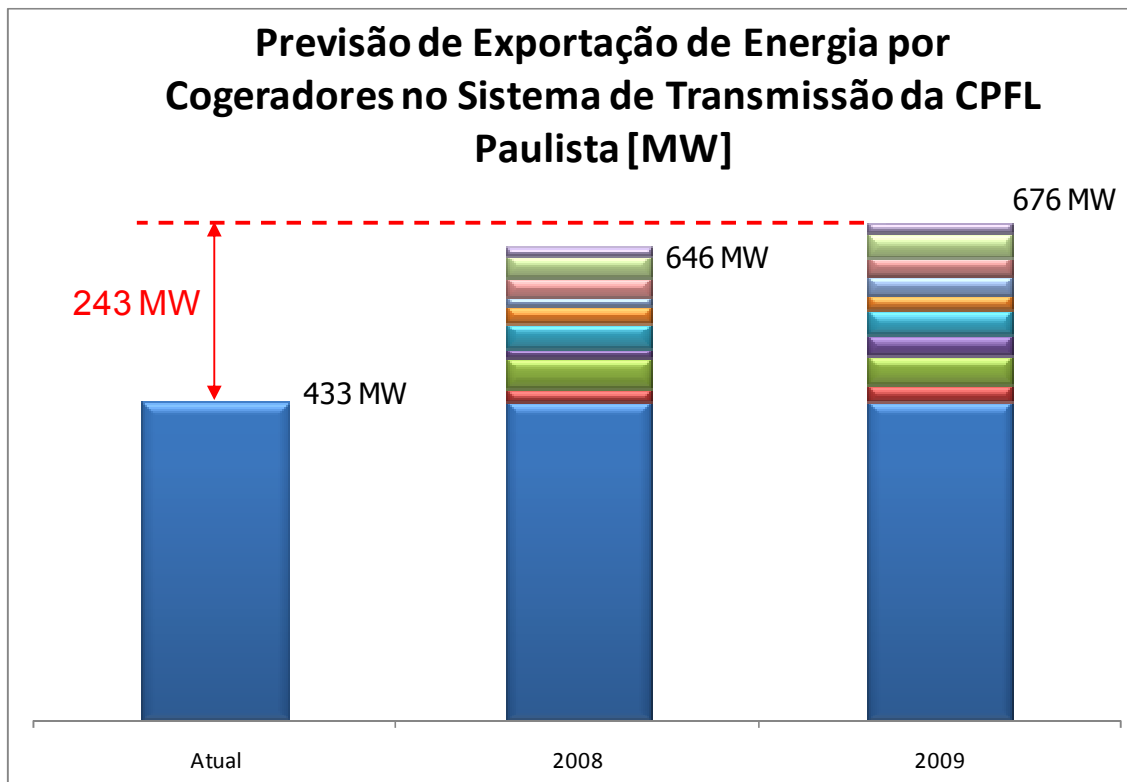


Figura 1 - Incremento na Exportação de Energia para o Sistema de Transmissão da CPFL Paulista (Nove Novas Usinas)

Se para o SIN a geração distribuída das usinas de cana de açúcar possibilita redução da perda de energia, no sistema da distribuidora isso não ocorre. Além de um significativo aumento da extensão dos circuitos e da sazonalidade da cogeração, a grande concentração de exportação de energia na mesma região elevará a perda na transmissão da distribuidora. Esse fato é agravado pela localização das novas usinas que estão, na grande maioria dos casos, em áreas agrícolas e, portanto, afastadas dos grandes centros de carga da CPFL Paulista.

O objetivo principal deste trabalho é apresentar um estudo relativo ao impacto da conexão desses novos empreendimentos na perda técnica do sistema de transmissão da CPFL Paulista e do SIN. Foram realizadas simulações para três patamares de carga (pesada, média e leve), considerando diferentes intercâmbios energéticos no SIN, combinados com os principais cenários de exportação das novas usinas sucroalcooleiras.

Com esses enfoques, são demonstrados os diferentes efeitos da cogeração das usinas de cana de açúcar na perda técnica do SIN e da distribuidora. Também são abordados aspectos relacionados às características das curvas de exportação de energia das usinas, os impactos no desempenho do sistema de transmissão da distribuidora e sobre o planejamento da expansão da CPFL Paulista.

2. CONCEITOS GERAIS

Neste tópico, serão apresentados alguns conceitos gerais para um melhor entendimento do trabalho em questão.

2.1. Autoprodutor

Pessoa jurídica, pública ou privada, que produza de forma individual ou consorciada, energia elétrica para uso próprio, podendo comercializar o excedente a concessionárias de serviço de energia elétrica (Flausino, 2003).

Alguns tipos de Autoprodutores (Flausino, 2003):

- **Autoprodutores com vendas de excedente:** são consumidores que têm geração própria em paralelo com o sistema da concessionária e que vendem o excedente de sua geração para a concessionária ou a terceiros, usando a rede da concessionária.
- **Autoprodutores sem venda de excedentes:** são consumidores com geração própria em paralelo com o sistema da concessionária e que não possuem excedente para venda.
- **Autoprodutores com paralelismo momentâneo:** são consumidores cuja geração própria ficará em paralelo com o sistema da concessionária somente pelo tempo necessário para que os geradores assumam as cargas ou que sejam aliviados das mesmas. Normalmente esse paralelismo durará apenas algumas dezenas de segundos.
- **Produtor independente:** Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio, que recebem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou de parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Além das definições acima, é importante lembrar que, em todas as fases dos processos de análise de projeto e/ou da interligação da usina do produtor independente ou autoprodutor, as leis físicas da natureza que governam o comportamento da operação de um sistema elétrico não reconhecem como válidas as linhas que separam o que pertence ao produtor independente ou autoprodutor e o que pertence ao sistema de potência na interligação com a concessionária (Flausino, 2003).

Deve-se também considerar que a retirada de uma unidade geradora de operação devido ao distúrbio no sistema, é uma necessidade para concessionária, visando preservar um grupo gerador e seus equipamentos associados. Porém, para um autoprodutor ou produtor independente, que opera em paralelo com o sistema, essa retirada é a perda ou interrupção de produção (Flausino, 2003).

Logo, faz-se necessário considerar os aspectos desde as imposições do sistema elétrico sobre os grupos geradores, até as melhores formas de arranjo dos equipamentos, para que a interligação dos autoprodutores (ou produtores independentes) seja vantajosa, tanto para estes, como para a concessionária.

2.2. Cogeração

O termo é definido pela ANEEL (Resolução nº21, de 20/01/2000) como segue:

“Art. 3º - A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis”

Trata-se de uma tecnologia de otimização energética e de conservação de energia, sendo uma opção de geração descentralizada de energia elétrica, constituindo na forma de autoprodutor como produtor independente (Flausino, 2003)

A regulamentação da cogeração teve o início através do decreto-lei nº 1.872, de 21 de maio de 1981 (apud INEE, 1999)¹, que permitia aos concessionários de serviços públicos de eletricidade adquirirem excedentes gerados por autoprodutores de energia elétrica, com a utilização de fontes energéticas que não empregavam combustível derivado de petróleo.

Com a nova regulamentação da Indústria da Eletricidade, a partir de 1995, surgiram novos agentes no setor, ficando estabelecidas, através do decreto nº 2.003 de 10 de setembro de 1996¹, a nova regulamentação da produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor.

¹ Site da ANEEL – www.aneel.gov.br

2.3. Sazonalidade

O consumidor do setor sucroalcooleiro utiliza a energia elétrica de maneira sazonal, ou seja, depende da safra da cana-de-açúcar (que ocorre nos meses de Maio a Novembro), para movimentar seu complexo industrial.

Sendo assim, para efeito de Planejamento, a concessionária, em princípio, deve considerar em seus estudos a demanda máxima da instalação, uma vez que a indústria pode demandar esse valor em casos de perda ou falha de seu sistema de geração, propiciando segurança para a indústria quanto à continuidade do processo produtivo. Por outro lado, a possibilidade de fornecimento eventual de maiores demandas em razão de perdas de cogeração implica, necessariamente, maiores investimentos da concessionária em seu sistema elétrico, sem que haja retorno de capital investido, pois é esporádico o uso da capacidade adicional em indústrias com instalações de cogeração bem dimensionadas e com boa manutenção.

2.4. Reserva de Capacidade

Instituída em 31 de Dezembro de 1.985 pela Portaria 283 do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e atualizada para reserva de capacidade em 29/12/99 através da Resolução 371 que regulamenta o fornecimento adicional de energia elétrica a consumidores autoprodutores, para atender perda de geração própria em suas instalações. O consumidor que contrata reserva de capacidade tem garantias, mas está ciente de que o uso constante e prolongado da reserva significa um expressivo aumento de seus gastos com a energia elétrica, uma vez que a tarifa de energia é substancialmente superior ao valor da tarifa correspondente à de sua classe de fornecimento.

Segundo documento de Procedimento Comercial da CPFL Energia, “O Contrato de Reserva de Capacidade”, celebrado entre a CPFL Distribuidora e o cliente, estabelece as condições de uso da rede de energia no período de cogeração, para atender a unidade consumidora nos momentos de perda parcial ou total de sua geração própria. Os modelos de contrato e procedimentos são objeto do Processo Regular de Celebração de Contrato de Reserva de Capacidade. O consumidor que não contrata a reserva de capacidade está ciente de que a concessionária pode interromper o fornecimento de energia elétrica, se a demanda registrada superar valores ao contratado para fornecimento firme. Para a concessionária, o fornecimento da reserva de capacidade mediante contrato, propicia maior segurança para o planejamento do seu sistema elétrico, com reflexos positivos quanto à racionalidade de investimentos futuros.

2.5. Aspectos Contratuais

Em Dezembro de 1988, o DNAEE publicou a Portaria 246, onde a questão da comercialização de excedentes de energia de autoprodutores foi regulamentada. Esta Portaria estabeleceu as condições que propiciam as negociações de energia elétrica excedente de autoprodutores com as concessionárias do setor elétrico, dando oportunidade de opção por contratações de curto ou longo prazo.

Os aspectos mais importantes em que diferem as duas modalidades são o preço da energia e o prazo para vigência dos contratos. Na modalidade de longo prazo, o setor elétrico pode pagar um preço mais atrativo pela energia, cujo teto é o custo marginal de longo prazo da expansão de seu sistema de geração de energia elétrica, porém os compromissos assumidos para a venda de energia perduram por um prazo de dez anos. Já na modalidade de curto prazo, os contratos podem ter períodos até menores que um ano, porém o preço é o de curto prazo, definido nos planos de operação do Sistema Interligado.

2.6. Estratégia de Comercialização

A questão da "oportunidade" da realização de contratos de cogeração é fator determinante para seu êxito, tanto em nível de concessionárias, em momentos de decisão de investimentos eventualmente postergáveis, como também em nível de autoprodutor, nas decisões quanto à ampliação ou reforma de suas instalações.

Portanto devem-se observar os seguintes aspectos de mercado (Flausino, 2003):

- Mercado garantido, pelo menos, para o período correspondente à vida útil do projeto;
- Custo da energia cogerada seja competitivo com relação com a energia convencional, no horizonte da vida útil do empreendimento;
- Existam garantias de suprimento de combustível e não ocorram restrições ambientais à implantação e manutenção do empreendimento.

3. O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

O Sistema Interligado Nacional, devido à sua extensão territorial e ao parque gerador predominantemente hidráulico, se desenvolveu utilizando uma grande variedade de níveis de tensão em função das distâncias envolvidas entre as fontes geradoras e os centros de carga.

Desta forma, a Rede Básica de transmissão, compreende as tensões de 230 kV a 750 kV, com as principais funções de²:

- Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade à rede;
- Interligação entre as bacias hidráulicas e regiões com características hidrológicas heterogêneas de modo a otimizar o uso da água;
- Integração energética com os países vizinhos como forma de otimizar os recursos e aumentar a confiabilidade do sistema.

² ESTUDOS DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 20 de dezembro de 2006.

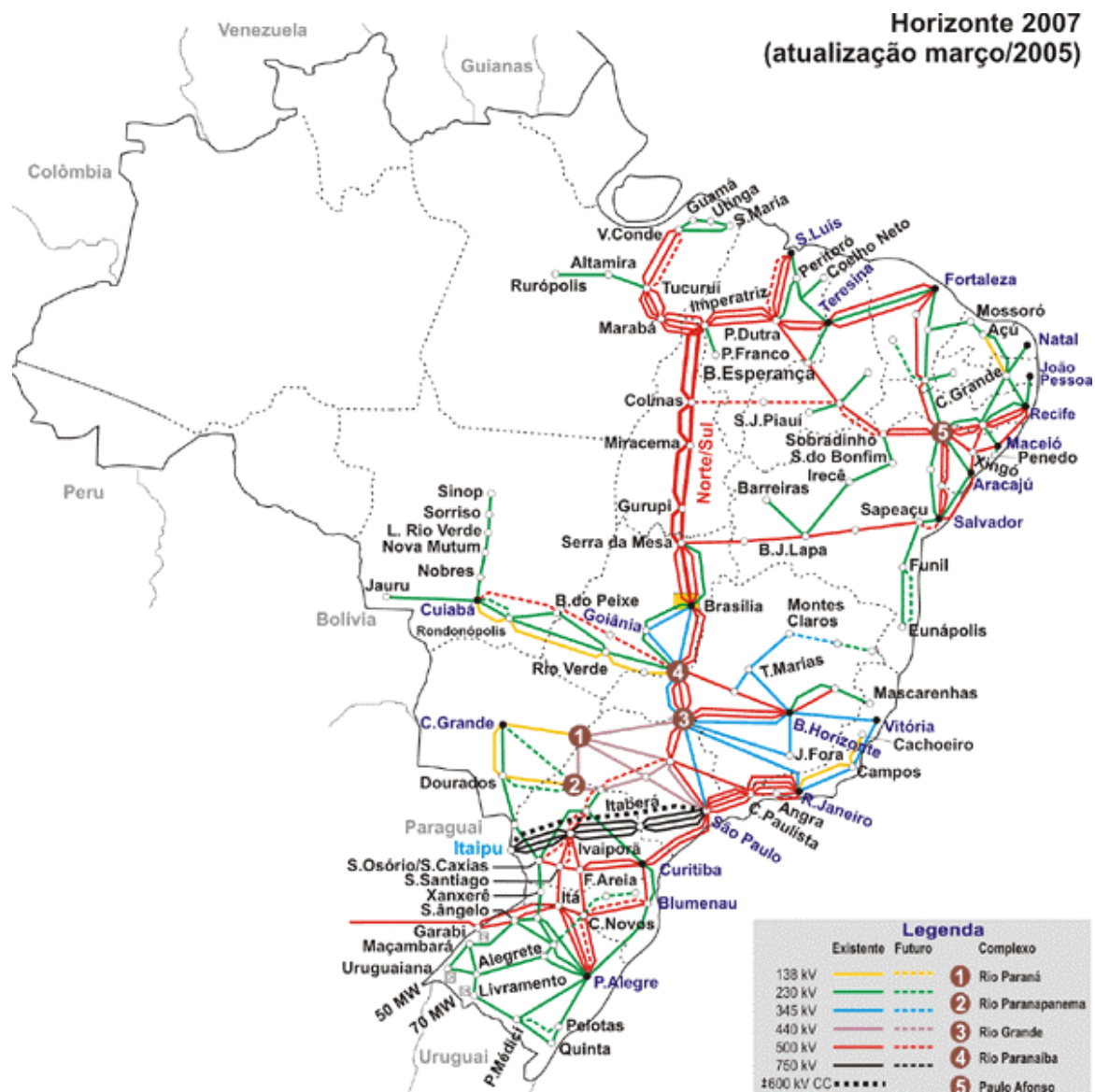


Figura 2 - Diagrama do Sistema Interligado Nacional - 2005 (ONS, 2007³)

A capacidade total instalada no Brasil é de 97.848,71 MW distribuídos em sete tipos de empreendimentos de geração⁴. A Figura 3 mostra a potência instalada na matriz de energia elétrica brasileira com destaque para as usinas hidráulicas - UHEs e térmicas – UTEs.

³ SITE DO Operador Nacional do Sistema – www.ons.com.br

⁴ ESTUDOS DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 20 de dezembro de 2006.

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Instalada (MW)	%
UHE<1MW	195	103,82	0,1
EOL	14	186,85	0,2
PCH	269	1.405,86	1,4
SOL	1	0,02	0,0
UHE	156	73.348,70	75,0
UTE	944	20.796,47	21,3
UTN	2	2.007,00	2,1
Total	1581	97.848,71	100

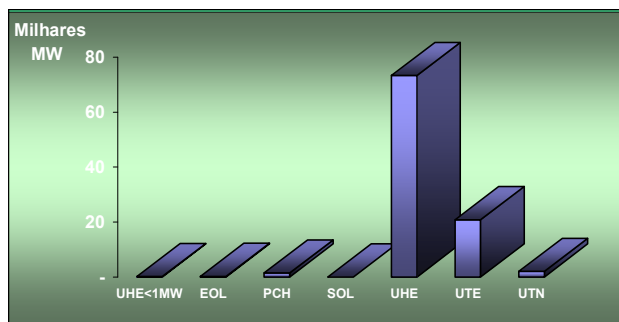


Figura 3 – Potência Instalada na Matriz de Energia Elétrica Brasileira (Banco de Informações de Geração – ANEEL – 10/2006)

A interligação elétrica existente entre as regiões possibilita a otimização energética aproveitando a diversidade hidrológica existente entre os sistemas. O SIN está dividido em quatro subsistemas:

- Sul (S) - Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) - Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- Norte (N) - Pará, Tocantins e Maranhão;
- Nordeste (NE) - Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A região Sudeste/Centro-Oeste se interliga com todas as demais regiões do país, como mostra a Figura 4.



Figura 4 - Interligações entre as Regiões (EPE, 2006)

Na definição dos intercâmbios Sudeste/Centro-Oeste - Sul, Norte - Sudeste/Centro-Oeste, Sudeste/Centro Oeste - Nordeste e Norte-Nordeste foram considerados dois cenários, associados principalmente à sazonalidade da região Norte, ilustrados na Figura 5 e descritos abaixo:

- O cenário que caracteriza o regime hidrológico representativo do segundo semestre do ano (período seco no norte), quando a região Sul é exportadora para a região Sudeste/Centro-Oeste e esta exportadora para as regiões Norte e o Nordeste.
- O cenário que caracteriza o regime hidrológico representativo do primeiro semestre do ano (período úmido no norte), quando a região Sul é importadora da região Sudeste/Centro Oeste e esta importadora do Norte e exportadora para o Nordeste.

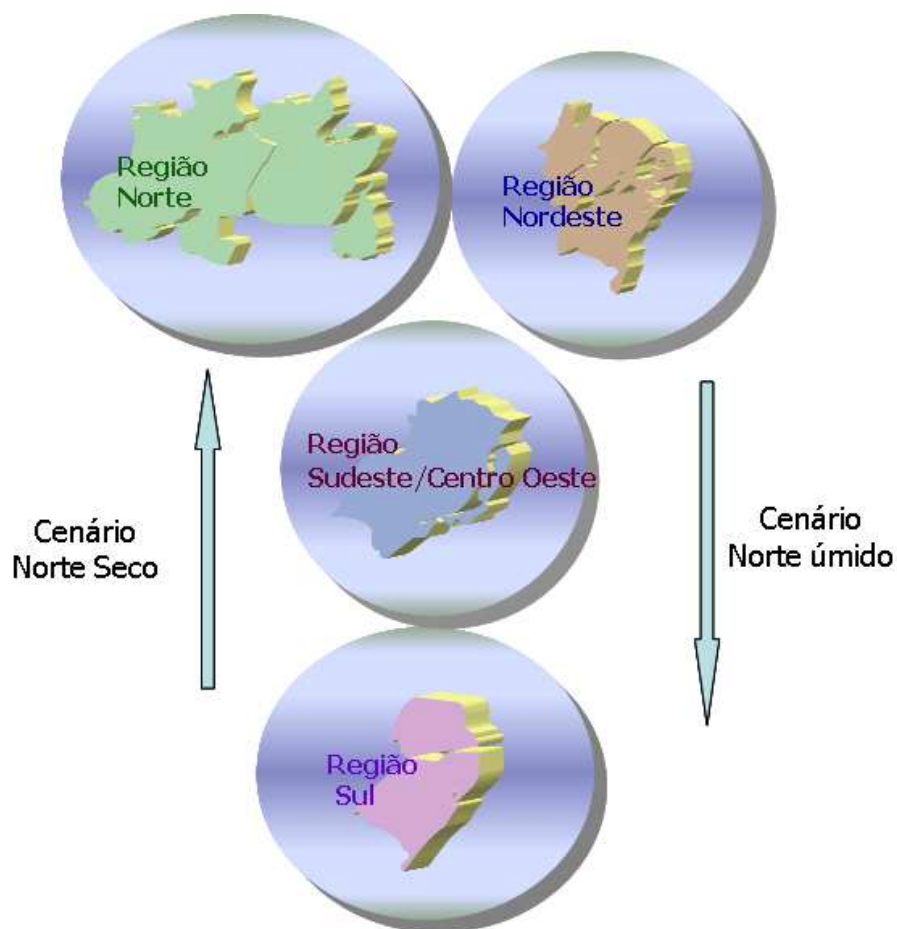


Figura 5 - Cenários de Intercâmbios do SIN (EPE, 2006)

Para simplificar a montagem dos casos de fluxo de potência a EPE utiliza o cenário seco para o ano de 2008 (par) e o úmido para o ano de 2009 (ímpar) do biênio e dessa forma realiza seus estudos de despacho energético e formula um Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico.

4. UM BREVE HISTÓRICO DA COGERAÇÃO

Na passagem para os anos 80, a cogeração adquiriu grande importância, pois a partir daí foram decisivas as tendências de desregulamentação da indústria elétrica em alguns países, além da adoção de políticas de racionalização de energia.

No final dessa década, a utilização da energia térmica voltou a ser priorizada no contexto das políticas energéticas, visando à minimização dos impactos ambientais provocados por outras fontes de energia.

No entanto, foram nos últimos anos que o setor elétrico brasileiro sofreu várias mudanças estruturais que alavancaram uma série de inovações, quer seja de ordem institucional ou de regulamentação, que alteraram sensivelmente o panorama, até então estável e controlado pelo governo, para um ambiente competitivo. Assim, foram criadas a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) em 1998, e a Câmara de Gestão da Crise Energética (CGCE) em 2001, dentre outras agências e órgãos, que passaram a regular o sistema elétrico dentro de um novo contexto, cujo objetivo maior foi passar de um mercado de energia elétrica em que predominam os consumidores cativos, para um mercado de livre negociação.

O caráter dinâmico com que estas mudanças aconteceram dentro do setor elétrico e as implicações que as mesmas trouxeram no âmbito do uso da cogeração no setor sucroalcooleiro motivaram uma proliferação da entrada de cogeradores no sistema elétrico do país.

De uma forma geral, os anos de 2000 e 2001 foram marcados por grandes acontecimentos dentro do setor elétrico, como a crise energética provocada pelos baixos níveis de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, principalmente aqueles pertencentes às usinas do sistema interligado da região sudeste. Esta ocorrência mobilizou toda a sociedade para adesão ao plano de racionalização de energia.

Apesar dos inúmeros inconvenientes causados durante o período de racionalização, que se estendeu até fevereiro de 2002, o momento se tornou propício à retomada da introdução de novas fontes de energia primária na Matriz Energética Nacional, como uma forma de complementação energética.

Dentro deste contexto foram desenvolvidos alguns programas para incentivar a geração termelétrica a gás natural e a cogeração a partir de biomassa (bagaço de cana). Sendo

assim, a utilização da biomassa para geração de energia pode vir a se constituir num apoio à oferta de energia, não apenas nos momentos de crise energética, mas como um incremento à oferta de energia dentro do sistema interligado.

4.1. Potencial de Cogeração do Setor Sucroalcooleiro

A situação atual da maioria das usinas de açúcar e álcool do Brasil, especialmente no Estado de São Paulo, é de auto-suficiência no emprego de bagaço para produção de energia dentro da indústria e de equilíbrio no consumo de vapor de processo. Ou seja, todos os acionamentos mecânicos dos equipamentos, iluminação e bombeamentos nos processos de produção são supridos pelas turbinas da própria usina e toda a demanda do processo no aquecimento do caldo, evaporação, cozimento e destilação são supridos pelo vapor de escape das turbinas. A Tabela 1 mostra a situação em 2003 da geração de energia à base de biomassa de cana no Brasil (Kitayama, 2003).

Tabela 1 - Geração de Energia a base de Biomassa no Brasil – 2003 (Kitayama, 2003)

Situação	Quantidade [MW]
Autoprodução	1485
Produção Excedente	619
Processo de construção	75
Processo de Outorga	390

Vale ressaltar que o autoprodutor do setor sucroalcooleiro tem como característica uma curva de carga com perfil sazonal, ou seja, com geração de energia elétrica durante o período da safra, buscando, dessa forma, uma auto-suficiência, sendo que isso não acontece durante a entre safra, quando o mesmo muitas vezes se torna dependente do fornecimento de energia da concessionária.

No entanto, existe a possibilidade de geração durante a entressafra, porém, para haver a garantia dessa geração, o autoprodutor pode utilizar certos artifícios como estocar o bagaço excedente produzido durante a safra, comprar bagaço excedente de terceiros ou aproveitar as palhas e pontas da cana como combustível, no caso dos canaviais onde a colheita é feita mecanicamente ou que não sofrem queimadas. O potencial de resíduos da cana em matéria seca representa em média 14 % da massa de cana (Pellegrini, 2002). Dessa forma, para cada tonelada de cana (colmos) produzida, 140 kg de resíduo seco são gerados. Considerando umidade de 50 % da palha, tem-se um total de 280 kg de resíduos gerado por tonelada de cana.

Os inconvenientes da geração de energia no período de entressafra também devem ser considerados. O principal deles é a realização da manutenção nos equipamentos, muitos deles utilizados na geração de energia, como caldeira, esteiras de bagaço, turbinas e geradores. Sendo assim, tais equipamentos têm sua manutenção prejudicada; porém, isso pode ser resolvido caso se tenha equipamentos sobressalentes que possam funcionar para o outro sofrer manutenção. Além disso, deve-se considerar a qualidade do bagaço estocado que, dependendo das condições de armazenagem, pode ter sua umidade aumentada, diminuindo seu poder calorífico inferior, além de prejudicar sua queima.

Embora o setor sucroalcooleiro demonstre um grande potencial de cogeração de energia, apresentando atrativos econômicos e ambientais devido à utilização do bagaço de cana como combustível, a produção de energia elétrica para a venda às concessionárias ainda é incipiente. Porém, para um futuro próximo, prevê-se uma expansão decorrente dos incentivos governamentais para a geração independente e descentralizada, que estão surgindo desde a crise energética ocorrida recentemente.

Considerando-se apenas a energia gerada pela queima de bagaço de cana, o Estado de São Paulo tem potencial para produzir cerca de 20,0 TW.h ano, ou seja, 6% da energia elétrica produzida no País. Em todo o Brasil seria possível produzir 31,5 TW.h ano, ou cerca de 9% da produção nacional (Brito, 2004). Essa energia, mesmo não sendo gerada ao longo de todo o ano, não pode ser tratada como secundária ou interruptível, pois está disponível durante todo o período de safra do setor, que dura cerca de seis meses, sujeitando-se apenas aos índices de interrupção programada e forçada, aplicável a qualquer outro tipo de instalação de geração. Assim, a energia elétrica gerada pelas usinas de açúcar e álcool pode ser considerada como uma energia sazonal assegurada.

Apenas para efeito comparativo, vale ressaltar que a Usina Hidrelétrica Ilha Solteira localizada no Rio Paraná, que é a maior usina da Companhia Energética de São Paulo (CESP), a terceira maior usina hidrelétrica do Brasil e a sexta maior do mundo, tem uma potência instalada de 3.444 MW e, se tivesse todas suas 20 unidades geradoras funcionando 24 horas por dia, apresentariam uma geração de energia de cerca de 30 TW · h ano.

4.2. Regulamentação e Incentivos para Cogeração no Setor Sucroalcooleiro

A matriz energética brasileira é fortemente dependente dos recursos hídricos, com mais de 90%⁵ da energia elétrica produzida pelas hidrelétricas, e tem se tornado cada vez mais escassa, em função do aumento da demanda e, por vezes, da escassez de chuvas. O atendimento dessa demanda por meio de construção de novas usinas hidrelétricas apresenta dificuldades elevadas frente ao esgotamento dos recursos hídricos nos maiores centros consumidores do país e também em razão das consequências ambientais econômicas e sociais ocasionadas pela construção de reservatórios.

Durante a época do racionamento de energia no período de 2001 e 2002 em função do baixo regime de chuvas ocorrido em anos anteriores, pôde-se obter uma economia de 18,3% na região norte, 19,5% na região nordeste e 19,8% na região sudeste e centro-oeste, segundo dados da Agência Nacional de Águas (ANA, 2002). Assim, o programa de racionamento pôde ser finalizado em fevereiro de 2002, quando os dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema mostravam níveis satisfatórios nos reservatórios. Embora a essa época já vigorasse o Decreto nº de 24 de Fevereiro de 2000, que instituiu, no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), o Programa Prioritário de Termoelectricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas a gás natural para assegurar o suprimento de energia.

Em 2002 o governo criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica (PROINFA), através do artigo 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, visando aumentar também a participação da energia elétrica gerada a partir de unidades de produção baseadas em biomassa e eólica, além das Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), no Sistema Interligado Nacional (SIN) (MME, 2004). O PROINFA foi planejado para ser instaurado em duas etapas de procedimentos distintos. A primeira etapa previa a contratação de 3.300 MW de potência instalada (divididas igualmente entre fontes hídricas, eólicas e a base de biomassa), mediante duas Chamadas Públicas. Uma delas foi aberta no dia 6 de abril, com o prazo de entrega dos projetos dos empreendedores interessados para a ELETROBRÁS até o dia 10 de maio de 2004 e a outra foi aberta dia 04 de outubro e encerrada dia 19 de novembro (ELETROBRÁS, 2004).

Segundo o Artigo 1º da Portaria do MME nº 45, de 30 de março de 2004, o prazo para entrada em operação comercial dos empreendimentos contratados deve estar entre o período de 1º de janeiro e 30 de dezembro de 2006. Desta forma, as empresas

⁵ Site da ANEEL – www.aneel.gov.br

selecionadas pelo PROINFA só poderão entrar em operação exportando energia nesse período (ELETROBRÁS, 2004). Após a primeira etapa do PROINFA, o MME definirá o montante de energia renovável a ser contratado, considerando que o impacto de contratação de fontes alternativas na formação da tarifa média de suprimento não poderá exceder a um limite pré-definido, em qualquer ano, quando comparado com o crescimento baseado exclusivamente em fontes convencionais. Além disso, os empreendimentos deverão comprovar um grau de nacionalização de equipamentos e serviços, em valor, não inferior a 90 %.

Outro aspecto relevante no incentivo a entrada de cogeneradores na matriz energética brasileira é o grande potencial de obtenção de créditos de carbono. As usinas do setor sucroalcooleiro têm visto o mercado de venda desses créditos como mais uma fonte de renda. Dessa forma, muitas usinas têm procurado submeter seus projetos de cogeração ao processo que avalia se realmente a energia gerada é limpa e evita emissões de CO₂, possibilitando assim, que as mesmas consigam vender os créditos para países interessados.

A Companhia Açucareira Vale do Rosário foi a primeira usina a receber o Certificado de Crédito de Carbono, que é o atestado dos compradores de créditos de que a empresa segue os procedimentos definidos no Protocolo de Kyoto. O certificado foi expedido pela empresa alemã TÜV SÜD Deutschland, que é uma das poucas certificadoras internacionais credenciadas para validar Créditos de Carbono. Este certificado é um dos últimos passos desenvolvido pela Ecomenergy do Brasil, que através de estudos e documentação comprovam que no período de sete anos (2001/2007) o sistema de geração de energia elétrica a partir do bagaço de cana de açúcar adotado pela Vale do Rosário evitará a emissão de cerca de 650 mil toneladas de CO₂ equivalente, fazendo jus ao crédito de carbono.

5. ÁREA DE CONCESSÃO DA CPFL

No Estado de São Paulo, a área de concessão do *holding* CPFL Energia pertence a três grandes empresas do grupo, sendo elas a CPFL Paulista, a CPFL Piratininga e a CPFL Santa Cruz. Essas empresas compreendem seis grandes regiões geográficas, como apresentadas Figura 6.

- Região Sudeste (CPFL Paulista);
- Região Noroeste (CPFL Paulista);
- Região Nordeste (CPFL Paulista);
- Região Oeste (CPFL Piratininga);
- Região da Baixada Santista (CPFL Piratininga) e
- Região da Santa Cruz (CPFL Santa Cruz).



Figura 6 - Área de Concessão da CPFL Energia no Estado de São Paulo (CPFL Energia, 2006)

O trabalho em questão visa analisar a conexão de novos cogeneradores nas áreas de concessão da CPFL Paulista, que compreende as Regiões Sudeste, Noroeste e Nordeste da Figura 6.

5.1. A Fronteira do Sistema Elétrico da CPFL Paulista

As análises do impacto das perdas técnicas realizadas neste trabalho compreendem duas diferentes situações. Em uma delas, é analisado o impacto causado no Sistema Interligado Nacional devido à conexão de novos cogeradores no sistema de transmissão da CPFL Paulista. A outra análise é restringida à fronteira do sistema elétrico da empresa, mostrando dessa forma a diferença de resultados das perdas técnicas no intercâmbio de energia do SIN e da fronteira da Companhia.

A fronteira da empresa abrange as três regiões geográficas já apresentadas anteriormente, sendo elas a Sudeste, a Nordeste e a Noroeste.

A **CPFL Sudeste** tem como principais centros de carga as regiões de Campinas, Americana, Piracicaba e o Circuito das Águas Paulista. As subestações da CPFL nessas áreas são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV das subestações Santa Bárbara, Sumaré e Mogi Mirim III, todas da CTEEP, e da transformação 345/138 kV da subestação Campinas, de FURNAS.

Desta forma, o sistema de 138 kV da CPFL Sudeste, 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. Portanto o dimensionamento da capacidade instalada em transformação nos 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 e 500 kV de FURNAS.

A CPFL Sudeste ainda conecta-se às regiões Nordeste e Noroeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Araraquara e Botucatu - Piracicaba, respectivamente.

As transformações que atendem ao sistema elétrico de 138 kV da CPFL Sudeste apresentam a seguinte configuração atual:

- SE Santa Bárbara 440/138 kV 3x300 MVA (CTEEP)
- SE Sumaré 440/138 kV 2x300 MVA (CTEEP)
- SE Mogi Mirim III 440/138 kV 2x300 MVA (CTEEP)
- SE Campinas 345/138 kV 4x150 MVA (FURNAS)

As subestações da CTEEP são atendidas pelo sistema de 440 kV que está interligado às usinas hidrelétricas de grande porte situadas nos rios Paraná, Paranapanema e Grande. Já a subestação Campinas, de FURNAS, possui dois setores distintos: o de 500 kV tem seu suprimento associado à bacia do rio Paranaíba e também às usinas da região Sul, após a recente interligação entre Campinas e Ibiúna em 500 kV; e o de 345 kV está diretamente ligado à geração das usinas de FURNAS e CEMIG no rio Grande. Esses setores estão interligados por uma transformação 500/345 kV. A futura SE Ribeirão Preto 500/440 kV, prevista para 2009 em decorrência das obras de ampliação da Interligação Norte-Sul, representará um novo ponto de integração entre os sistemas da CTEEP e de FURNAS, com influência direta sobre os carregamentos das SEs Santa Bárbara 440/138 kV e Campinas 345/138 kV.

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 áreas são atendidas através de linhas de 138 kV, que derivam das SEs Araraquara e Ribeirão Preto 440/138 kV, da CTEEP, da transformação 345/138 kV de Mascarenhas de Moraes (FURNAS) e das usinas Porto Colômbia e Mascarenhas de Moraes, ambas de FURNAS, e Euclides da Cunha e Ibitinga, da AES Tietê.

A CPFL Nordeste ainda conecta-se às regiões Sudeste e Noroeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Araraquara e São José do Rio Preto - Barretos, respectivamente.

As transformações que atendem ao sistema elétrico de 138 kV da CPFL Nordeste apresentam a seguinte configuração atual:

- SE Araraquara 440/138 kV 3x300 MVA (CTEEP)
- SE Ribeirão Preto 440/138 kV 2x300 MVA (CTEEP)
- SE UHE Mascarenhas de Moraes 345/138 kV 1x150 MVA (FURNAS)

As subestações da CTEEP são atendidas pelo sistema de 440 kV que está interligado às usinas hidrelétricas de grande porte situadas nos rios Paraná e Grande. Já as subestações UHE Mascarenhas de Moraes e Porto Colômbia, de FURNAS, estão conectadas ao sistema de 345 kV associado à geração das usinas do rio Grande, porém atualmente o transformador 345/138 kV de Porto Colômbia não está instalado e apenas a geração da usina na tensão de 138 kV alimenta o sistema da CPFL Nordeste.

A **CPFL Noroeste** tem como principais centros de carga as regiões de Bauru, São José do Rio Preto, Lins, Marília, Botucatu e Araçatuba. Parte das subestações da CPFL nessas áreas é atendida através de linhas de 138 kV, que derivam das transformações 440/138 kV

da subestação Bauru e 230/138 kV da subestação Botucatu, ambas da CTEEP. Já os centros de carga de São José do Rio Preto, Araçatuba, Lins, Marília e Jaú dependem da geração das usinas das AES Tietê, tais como Nova Avanhandava, Água Vermelha, Promissão, Barra Bonita e Bariri, que estão conectadas a linhas de 138 kV da CTEEP.

A CPFL Noroeste conecta-se às regiões Sudeste e Nordeste da CPFL através das LTs 138 kV Piracicaba - Botucatu e São José do Rio Preto - Barretos, respectivamente. Também apresenta uma extensa rede em 69 kV responsável pelo suprimento secundário aos centros de carga citados.

As transformações que atendem ao sistema elétrico de 138 kV da CPFL Noroeste apresentam a seguinte configuração atual:

- SE Bauru 440/138 kV 2x150 MVA (CTEEP)
- SE Botucatu 230/138 kV 2x150 + 1x75 MVA (CTEEP)

A subestação Bauru é atendida pelo sistema de 440 kV que está interligado às usinas hidrelétricas de grande porte situadas no rio Paraná. Já a subestação Botucatu é suprida pela rede de 230 kV associada à geração das usinas do rio Paranapanema e ao intercâmbio Sul - Sudeste.

6. A COGERAÇÃO NO SISTEMA DA CPFL PAULISTA

No mês de junho de 1987, pela primeira vez no país, uma usina de açúcar e álcool fornecia eletricidade para a rede de uma distribuidora de energia. Hoje, essa energia corresponde a 2% de toda produzida no Brasil. A pioneira na co-geração foi a usina São Francisco, em Sertãozinho (20 km de Ribeirão Preto). Na safra de 1987 foram gerados apenas 300 KW de energia para a CPFL Paulista, suficiente para o consumo de uma pequena cidade, com cerca de cinco mil habitantes.⁶

Neste primeiro contrato com a CPFL, a usina não recebia pela energia fornecida. Havia uma espécie de troca com a companhia sendo que a usina fornecia o excedente na safra e a companhia devolvia esta energia durante a entressafra

Atualmente, cerca de 15% das usinas instaladas no estado de São Paulo vendem o excedente de energia produzida. A CPFL é a maior compradora de energia elétrica gerada pelas usinas de açúcar e álcool no país. Cerca de 8% de toda a energia comercializada pela companhia vêm das usinas. No caso da CPFL Paulista que atende 262 municípios, entre eles a região de Ribeirão Preto, este índice sobe para 14%. Em agosto de 2007 a CPFL Paulista comercializou 2.148,4 MW, sendo que 300 MW vieram do setor sucroalcooleiro. Essa energia é suficiente para iluminar seis cidades do porte de Ribeirão Preto.

Como já citado anteriormente, são previstos para os anos de 2008 e 2009, contratos de exportação de nove usinas de cana-de-açúcar, incrementando cerca de 250 MW ao sistema da empresa, sendo todas conectadas no sistema de transmissão da Companhia (69 kV e 138 kV), mais especificamente nas regiões Nordeste e Noroeste, locais em que se encontram a maior parte das usinas em atual operação.

A Figura 7 apresenta uma perspectiva geográfica da localização e quantidade dos novos cogeneradores e dos atualmente conectados no sistema de transmissão da CPFL Paulista.

⁶ Jornal “A Cidade” – Ribeirão Preto-SP – 11 de agosto de 2007

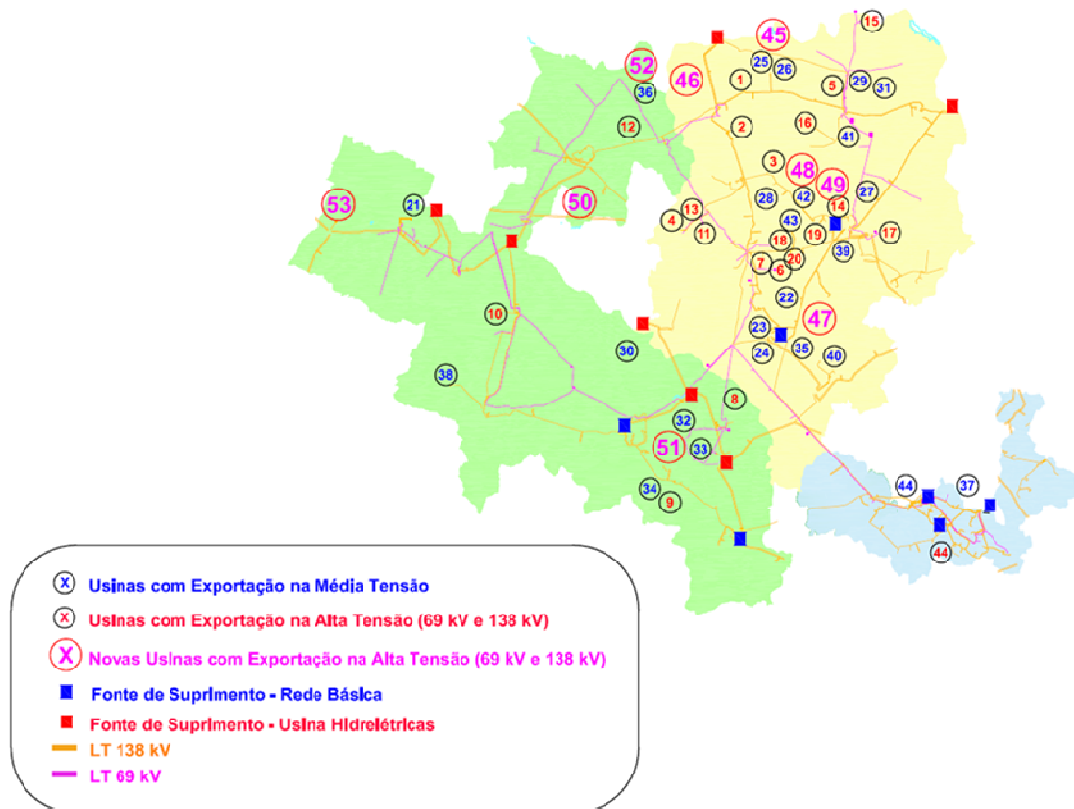


Figura 7 - Cogeneradores conectados ao Sistema de Transmissão da CPFL Paulista (Depto. de Engenharia – CPFL Energia, 2007)

6.1. Requisitos para a Conexão de Autoprodutores na CPFL

Este item do trabalho apresenta, resumidamente, aspectos relevantes da norma técnica “Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL”, que esclarece ao autoprodutor os requisitos para a geração em paralelo com o sistema de transmissão da CPFL. A norma completa pode ser obtida através do site da CPFL (www.cpfl.com.br).

As instalações de conexão normalmente se estabelecem por intermédio de uma subestação transformadora particular (abaixadora ou elevadora de tensão). Quando o forem aos sistemas de 69 kV, 88 kV ou 138 kV deverão atender ao critério de simples contingência, ou seja, na perda de qualquer um de seus componentes, a conexão deverá manter-se operacional, mesmo que em limites de emergência, sem prejuízo para o sistema elétrico. Em outras palavras, a conexão dar-se-á: em “dupla derivação” de linhas de transmissão de circuito duplo existentes, quando próxima a estas; por um circuito diretamente à barra de uma subestação da CPFL (ou de outra concessionária) e por outro circuito com uma conexão normalmente aberta à linha de transmissão existente; em uma linha de transmissão de circuito simples existente, mas com fonte nas suas duas extremidades, em arranjo do tipo “entra-e-sai” que secciona essa linha com disjuntores a serem operados pela CPFL, por

meio de Unidade Terminal Remota (UTR), e providos de sistema de teleproteção para coordenação com os terminais.

Segundo a norma, quando o acesso ao sistema destinar-se a conexão de central geradora, implicando em paralelismo, independentemente do sentido do fluxo de potência ativa e reativa, além dos requisitos de entrada de linha de transmissão particular e subestação particular, estabelecidos na mesma norma, quando e onde aplicáveis, deverá também ser obedecido o que segue:

- Será permitido somente o paralelismo com geradores trifásicos de 60 Hz, que deverão estar ligados ao sistema da CPFL por meio de um ou mais transformadores de potência. As instalações destinadas ao acesso de unidades geradoras de eletricidade deverão necessariamente possuir Unidade Terminal Remota (UTR), com aquisição e instalação por conta do acessante e conforme os requisitos estabelecidos na norma em questão (item 4.9);
- O acessante deverá assegurar a atuação da sua proteção de interligação na condição de geração mínima (mínima potência a ser sincronizada, correspondente a um número mínimo de geradores em paralelo) para a configuração operativa mais desfavorável (estudo de contingências);
- As especificações de todos os equipamentos de proteção, controle, supervisão, comunicação e medição necessárias ao paralelismo devem atender os requisitos mínimos previstos na norma em questão, bem como ser da melhor procedência e qualidade, sendo custeados, instalados e operados pelo acessante. A CPFL reserva-se o direito de solicitar a qualquer tempo a substituição ou a inclusão de equipamentos adicionais aos aqui recomendados, em função de características particulares do sistema elétrico do acessante ou do seu próprio sistema.

No âmbito da viabilidade da conexão, no caso de implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras hidrelétricas, termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia, as informações e dados solicitados no Anexo H da norma em questão são necessários para a realização dos estudos de viabilidade e determinação dos requisitos específicos da conexão pretendida pelo acessante.

Deverá ainda ser realizado um balanço térmico da planta para as condições de operação com 100 %, 75 % e 50 % de carga, onde aplicável;

No quesito de sincronismo e energização, o acessante será o único responsável pela correta sincronização de seus geradores com o sistema da CPFL. Assim, para realizar o

paralelismo com a CPFL, deverá existir nas instalações do acessante um disjuntor próprio, que deverá estar dotado de todos os dispositivos adequados para executar um perfeito sincronismo manual-visual ou automático.

Em ambos os casos, esse disjuntor deverá ser supervisionado por relé de verificação de sincronismo (função ANSI 25), o qual somente permitirá o fechamento no caso de haver tensão em ambos os lados com valores fasoriais compatíveis e adequados entre si, de forma a permitir a manobra de paralelismo correta e segura.

Se o acessante desejar que não haja interrupção em cargas não essenciais durante operações de manobra no sistema da CPFL ou no seu sistema, poderá ter mais de um disjuntor para fazer o paralelismo. Neste caso, todos estes disjuntores deverão ser dotados dos dispositivos mencionados no parágrafo anterior.

Qualquer disjuntor dentro das instalações do acessante, por meio do qual, porventura, poderia ser feito inadvertidamente o paralelismo, deverá ser dotado de intertravamento para que só possa ser fechado se o disjuntor de paralelismo com a CPFL estiver aberto. Ainda, o acessante não poderá de forma alguma energizar circuitos desligados da CPFL.

No aspecto de comando, controle e proteção, o desenho orientativo no Anexo E desta Norma Técnica ilustra um conjunto de requisitos específicos de proteção. A definição completa dos requisitos de controle e proteção será feita caso a caso, após os estudos relativos à conexão pretendida e em função do local de instalação, da topologia do sistema elétrico (da CPFL e do acessante) e sua evolução prevista.

A CPFL não assumirá qualquer responsabilidade pela proteção dos geradores e equipamentos anexos do acessante. Este é o responsável pela proteção adequada e eficiente de toda sua instalação, bem como de todos os seus equipamentos, de tal forma que, faltas, falhas ou distúrbios no sistema da CPFL não venham a causar danos. O acessante assumirá toda a responsabilidade de dotar o seu sistema elétrico de um eficiente esquema de rejeição das cargas não prioritárias e de abertura do disjuntor de paralelismo, a fim de que distúrbios de tensão, frequências e oscilações provenientes do sistema da CPFL não afetem as cargas prioritárias e os seus geradores.

Na Proteção Primária, para conexão aos sistemas de 34,5 kV e 69 kV, os relés de proteção da interligação deverão ser dotados das seguintes funções de proteção (numeração conforme ANSI):

- 27 (subtensão, para detecção de condições anormais de tensão);
- 59 (sobretensão, para detecção de condições anormais de tensão);
- 59N (sobretensão residual de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas isolados);
- 81 (frequência com 2 elementos, sub e sobrefrequência, para detecção de condições anormais de frequência);
- 21 (distância de fase com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas entre fases);
- 21N (distância de terra com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados);
- 67 (sobrecorrente direcional de fase com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas entre fases);
- 67N (sobrecorrente direcional de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados).

As funções 67/67N poderão ser usadas em substituição e/ou complemento às funções 21/21N para conexão ao sistema de 34,5 kV, desde que efetivas na eliminação de todos os tipos de defeitos. A função 51V poderá, ainda, ser usada em adição às demais (sobrecorrente de fase com restrição e/ou controle de tensão), com controle direcional, a critério do acessante (opcional), nas interligações caracterizadas como fonte fraca (*weak infeed*).

Para conexão aos sistemas de 88 kV e 138 kV, os relés de proteção da interligação deverão ser dotados das seguintes funções de proteção (numeração conforme ANSI):

- 27 (subtensão, para detecção de condições anormais de tensão);
- 59 (sobretensão, para detecção de condições anormais de tensão);
- 59N (sobretensão residual de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas isolados);
- 81 (frequência com 2 elementos, sub e sobrefrequência, para detecção de condições anormais de frequência);
- 21 (distância de fase com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas entre fases);
- 21N (distância de terra com no mínimo 3 zonas, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados);
- 67 (sobrecorrente direcional de fase com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas entre fases);
- 67N (sobrecorrente direcional de terra com unidade temporizada e instantânea, para detecção de faltas à terra em sistemas aterrados).

Caso o acessante deseje que o fluxo de potência para o sistema da CPFL não se inverta, deverão ser previstos relés de potência (função ANSI 32) para desconexão do paralelismo.

A Proteção de Retaguarda deverá ser composta de relés para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra (comandando os disjuntores de entrada), que atuarão na abertura do paralelismo. O tempo máximo permitido para a atuação da proteção de retaguarda deverá ser inferior ao de religamento do circuito de entrada (barra ou linha).

A proteção do acessante deverá, também, ser complementada com proteção contra ilhamento (operação isolada da sua geração), que deverá abrir o paralelismo em tempo inferior ao de religamento do circuito de entrada (barra ou linha).

A CPFL mantém religação automática rápida de suas linhas de transmissão, via relé função ANSI 79, e também através de religamento automático temporizado. Assim, o acessante deverá possuir um esquema de proteção para abertura rápida e confiável do paralelismo. Dependendo dos requisitos de confiabilidade necessários ao acessante, poderá ser utilizado o esquema de Transferência de Disparo Direto - DTT (Direct Transfer Trip) apresentado no diagrama unifilar orientativo do Anexo E da norma em questão. Os esquemas de religamento adotados deverão constar na Instrução de Operação pertinente (item 10 da norma – Aspectos Operativos).

Os acessantes que se conectarem aos sistemas de subtransmissão com tensões nominais iguais ou superiores a 69 kV, por meio de conexões do tipo “derivação” em barras ou linhas de transmissão da CPFL que operam em anel fechado, deverão instalar sistema de teleproteção entre os terminais dessas barras ou linhas, a fim de preservar a qualidade de fornecimento de energia elétrica e o adequado desempenho do sistema local de proteção e controle. A CPFL analisará cada caso, de modo a especificar o esquema de teleproteção mais adequado, assim como os equipamentos de proteção e comunicação associados que serão necessários, cuja aquisição será de inteira responsabilidade do acessante.

Em relação à comunicação com a distribuidora, existirá um sistema de comunicação constituído por um canal direto entre um ponto terminal da CPFL e a Sala de Controle nas instalações de geração do acessante. O ponto terminal da CPFL poderá ser o Centro de Operação (CO), uma subestação ou uma usina, definido em função da localização geográfica do acessante e dos recursos operativos da CPFL na região.

Entende-se por canal direto um meio de comunicação eficiente, rápido e confiável, podendo ser uma linha telefônica da concessionária de telecomunicações, providenciada pelo

acessante, ou um rádio de comunicação, adquirido pelo acessante, conforme especificação técnica da CPFL.

6.2. Tipos de arranjo para a conexão no Sistema de Transmissão da CPFL

Este tópico apresenta as possibilidades de arranjo de conexão de autoprodutores no sistema elétrico da CPFL.

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

- **Derivação Simples ou “TAP Simples”:** Quando o acesso se der em derivação de linha de transmissão de circuito simples da CPFL, ou de outra Concessionária, o projeto da subestação particular deverá prever a futura duplicação da linha de transmissão acessada, de forma que, quando isto ocorrer, a subestação particular seja ampliada para possuir uma nova entrada de energia para o novo circuito de linha, provocando a evolução do arranjo para “dupla derivação”.
- **Dupla Derivação ou “TAP Duplo”:** no caso de conexões em “dupla derivação”, não é permitida a energização simultânea dos dois circuitos de entrada na subestação, exceto brevemente quando de manobras de transferência entre eles. A transferência entre os circuitos só poderá ser feita com autorização da CPFL e mediante programação prévia com o Centro de Operação desta. Contudo, por opção do acessante e com os correspondentes custos por ele suportados, poderá ser implantada a transferência automática entre os circuitos, assistida pelo Centro de Operação, ou esta transferência poderá ser realizada remotamente pelo Centro de Operação. Tanto a transferência automática quanto a remota implicará necessariamente a existência na subestação particular de uma Unidade Terminal Remota (UTR) para supervisão e comando do estado dos disjuntores de entrada e comunicação com o Centro de Operação da CPFL. A Figura 8 esclarece o modo de conexão em questão.

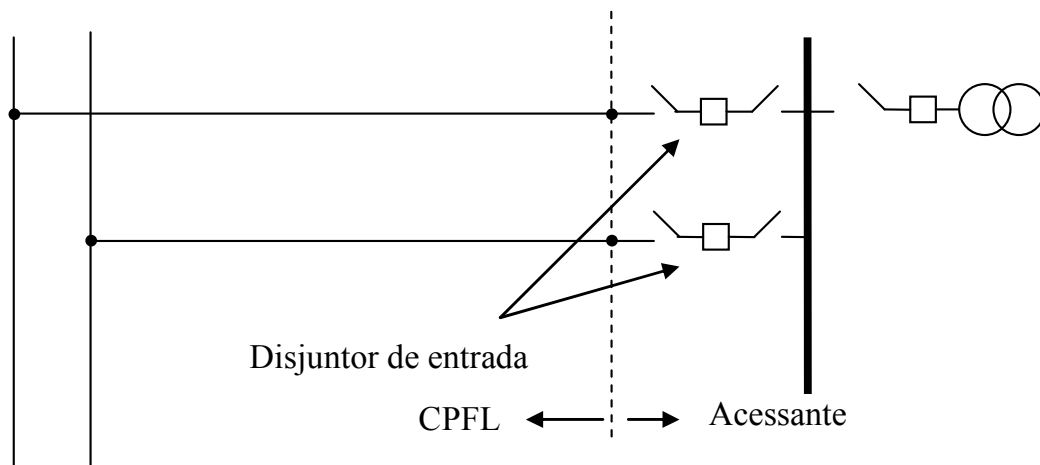


Figura 8 - Conexão em "TAP Duplo"

- **Seccionamento ou “Entra-e-sai”:** Na conexão do tipo “entra-e-sai”, os disjuntores nos vãos de entrada na subestação particular possibilitarão isolar automaticamente o circuito que vier a apresentar algum tipo de defeito, sem qualquer interrupção da conexão ao sistema da CPFL quando da existência de dupla fonte. Deverá, igualmente, existir uma UTR, conforme mencionado no parágrafo anterior.

Nas conexões do tipo “entra-e-sai” o barramento é uma parte integrante da linha de transmissão da concessionária, de forma que os transformadores da subestação particular deverão obrigatoriamente ser conectados a ele por meio de disjuntores. Tal arranjo permite, assim, a operação independente da linha e das instalações do acessante, incluindo as proteções, que deverão ser sempre coordenadas e seletivas. Portanto, as instalações relativas às entradas de linha e a este barramento deverão ser obrigatoriamente doadas à CPFL e incorporadas aos seus ativos, sendo desta a responsabilidade por sua operação e manutenção.

Neste caso de interligação “entra-e-sai”, o projeto, a construção e a aquisição de materiais e equipamentos, inclusive sobressalentes, para a parte da subestação particular relativa ao chaveamento dos circuitos da Concessionária deverão atender estritamente o padrão técnico e a filosofia da CPFL. Tal requisito aplica-se, também, a quaisquer atividades que envolvam ativos da CPFL, quando da implantação das instalações do acessante, e apenas empresas qualificadas pela CPFL poderão executá-las. Os detalhes das condições, procedimentos e responsabilidades para a execução dessas atividades serão informados pela área de Gestão de Ativos responsável pela localidade onde se situa a subestação.

A Figura 9 esclarece o modo de conexão em “Entra-e-sai”.

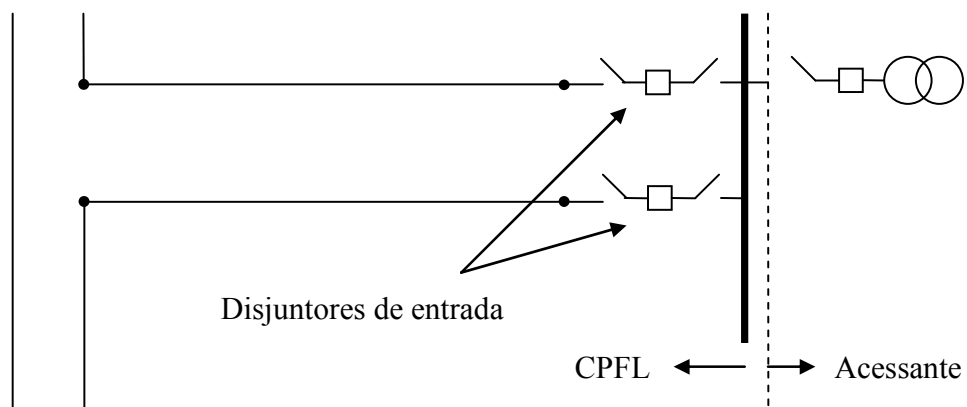


Figura 9 - Conexão "Entra-e-sai"

7. A CONEXÃO DOS NOVOS COGERADORES NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CPFL PAULISTA

O pedido de conexão de um novo cliente no sistema de transmissão da Companhia, seja ele um consumidor ou autoprodutor de energia, é feito através de contato com gerente de contas da empresa, que solicita do cliente os dados necessários aos estudos da CPFL para deferir o processo de conexão.

Esse trabalho analisará a conexão de nove novas usinas no sistema da CPFL Paulista, mais especificamente nas regiões Nordeste e Noroeste da área de concessão da empresa, apresentando como resultado o impacto causado por esses novos clientes especiais nas perdas técnicas do sistema de distribuição da Companhia e do SIN.

Os tópicos seguintes irão abordar a maneira como essa entrada de novos autoprodutores no sistema será feita.

7.1. As Usinas

As usinas a serem conectadas são apresentadas na Tabela 2, identificadas por números.

Devido ao fato de serem novos clientes ainda em processo de conexão na CPFL, seus nomes serão omitidos. A Figura 10 apresenta a identificação dos locais de conexão dessas novas usinas.

Tabela 2 - Novas Usinas com entrada prevista para 2008/2009

USINA	TENSÃO [kV]	ARRANJO	CONTRATO DE EXPORTAÇÃO [MW]	
			2008	2009
1	138	“Entra-e-sai”	20	24
2	138	“Entra-e-sai”	40	40
3	138	“Entra-e-sai”	14	26
4	138	“Entra-e-sai”	21	21
5	138	“Entra-e-sai”	34,4	34,4
6	138	“Entra-e-sai”	14	26
7	69	“Entra-e-sai”	27	27
8	69	“Entra-e-sai”	30	30
9	138	“Entra-e-sai”	12,5	15

Nota-se pela Tabela 2 que todas as usinas serão conectadas no arranjo “entra-e-sai”.

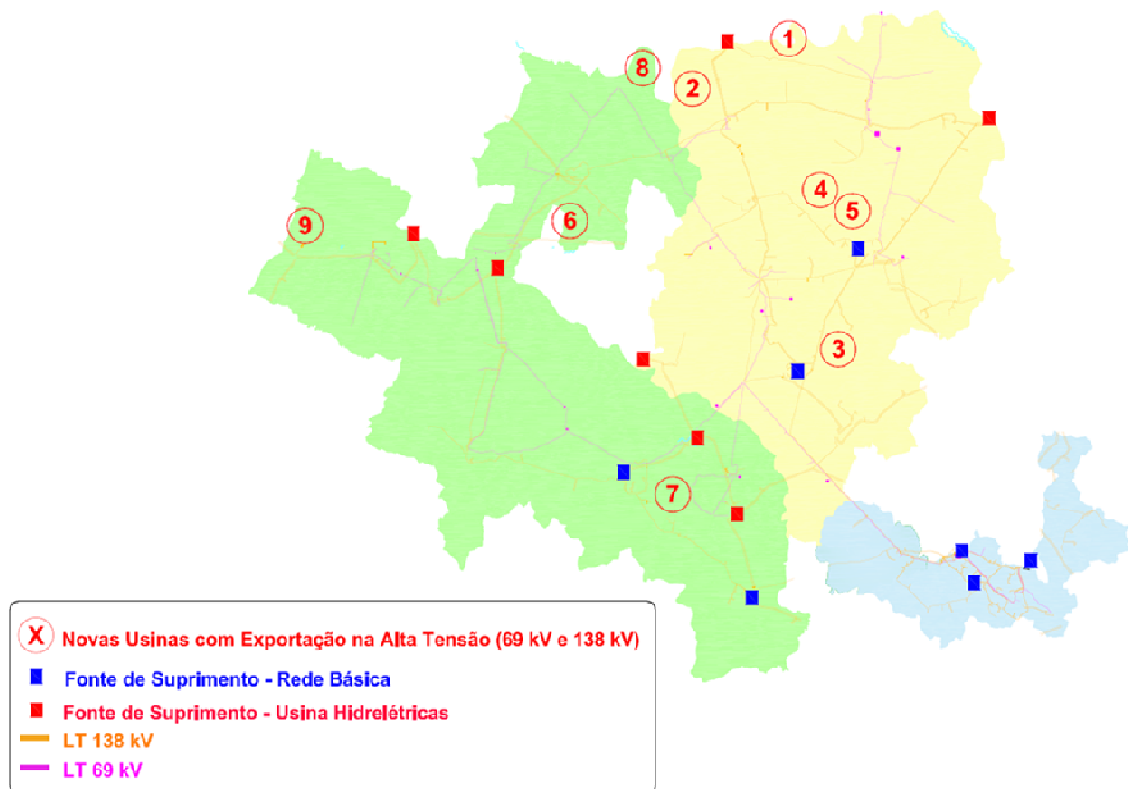


Figura 10 - Novas Usinas com entrada prevista para 2008/2009

7.2. O arranjo utilizado – Seccionamento (ou “Entra-e-sai”)

Os Engenheiros de Proteção da CPFL, nos estudos mais recentes de conexão de geradores no sistema, vêm utilizando apenas o arranjo “entra-e-sai”, por alguns fatores que serão explicitados a seguir.

Primeiramente devido à continuidade do fornecimento, pois os disjuntores nos vãos de entrada no autoprodutor possibilitarão isolar automaticamente o circuito que vier a apresentar algum tipo de defeito, sem qualquer interrupção da conexão ao sistema da CPFL, quando da existência de dupla fonte.

Em outras palavras, nesses casos, o autoprodutor não precisa desligar o gerador, pois com a isolação da linha defeituosa, ele continua a injetar potência na linha sem defeito, diferentemente do esquema de “dupla derivação”, na qual o gerador deve se desligar da linha defeituosa e realizar o sincronismo para entrada na outra linha, parando assim sua produção de energia. Vale ressaltar que em linhas de circuito simples (um único circuito) o único modo de conexão possível é em derivação simples, impossibilitando assim permanência do autoprodutor quando existirem defeitos na linha.

Outra possibilidade é a conexão do autoprodutor diretamente no barramento da Alta Tensão, porém este tipo de ligação tem sido descartado, pois muitas vezes o barramento já se encontra comprometido com o planejamento da empresa, ou apresenta configuração em barra simples, não atendendo o critério N-1 que garante a continuidade do sistema em casos de manutenção ou defeitos, ou até mesmo pela falta de espaço para a conexão de novos bays na subestação.

Com relação à parametrização dos relés de proteção, é necessário ressaltar que em casos de faltas e defeitos nas linhas de transmissão, um dos tipos de sensibilização dos relés é feito pelas funções ANSI 21 e ANSI 21N, de distância, já citadas no item 6.1 desse trabalho. Essas funções realizam a detecção da falta através do cálculo da impedância da linha. Caso haja uma variação de impedância que ultrapasse as faixas previamente parametrizadas, os relés são sensibilizados e ordenam a abertura dos disjuntores relacionados.

A partir dessa premissa, a vantagem em se ligar um autoprodutor no esquema “entra-e-sai” está relacionada com efeito de *infeed* do gerador no ajuste das zonas de proteção dos relés de distância.

O efeito de *infeed* é típico de linhas multiterminais com fontes intermediárias de corrente. Ele provém de quedas de tensão provocadas por correntes que o relé não pode medir (Ordacgi, 2002). No caso de fontes particulares conectadas ao sistema (Figura 11), resulta em uma alteração na impedância da linha quando o autoprodutor está conectado em “TAP” (simples ou duplo). Analisando a Figura 11, considerando as barras k e l como fontes de suprimento da CPFL, e a barra i como o autoprodutor nota-se no ponto de falta f uma contribuição das correntes \tilde{I}_{kt} e \tilde{I}_{lt} , que somadas resultam em uma corrente \tilde{I}_{ft} . Dessa forma, a impedância aparente calculada pelo relé da barra k torna-se variável, pois depende de duas correntes de contribuição, como mostra a equação (7.2.4). A impedância calculada é menor do que a verdadeira impedância da linha. Esse fato dificulta a parametrização dos relés, já que estudos mais complexos devem ser realizados para ajustar a faixa de impedância em que a função de proteção de distância irá atuar.

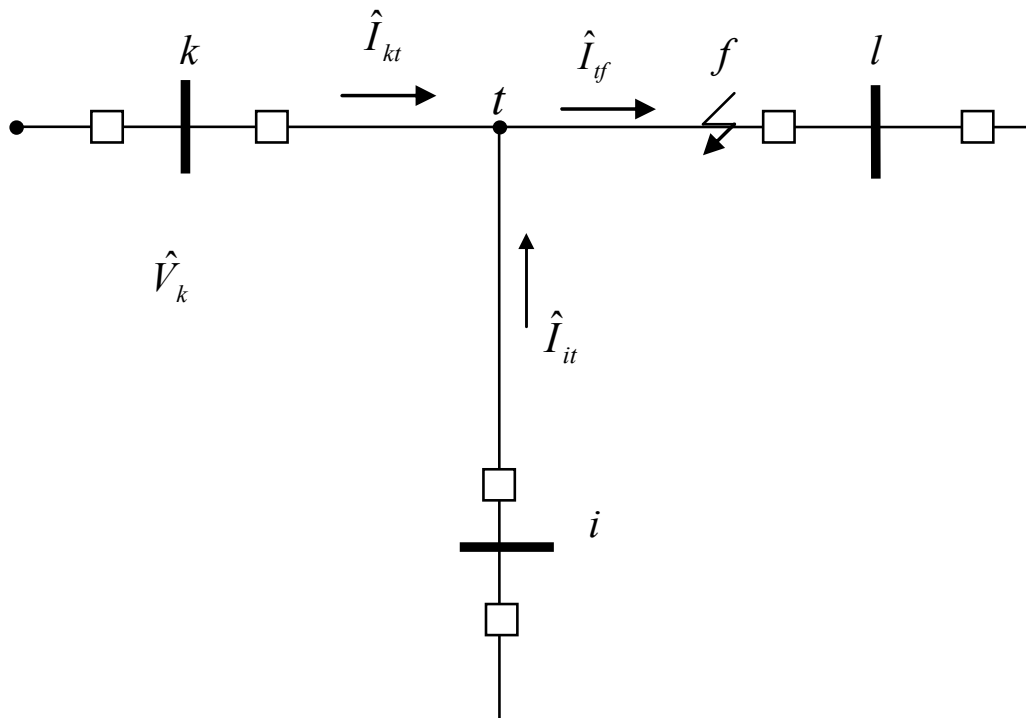


Figura 11 - Efeito de *Infeed* devido à geração particular conectada à linha

$$\hat{V}_k = Z_{kt} \hat{I}_{kt} + Z_{tf} \hat{I}_{tf} \quad (7.2.1)$$

$$\hat{I}_{tf} = \hat{I}_{kt} + \hat{I}_{it} \quad (7.2.2)$$

$$\hat{V}_k = Z_{kt} \hat{I}_{kt} + Z_{tf} (\hat{I}_{kt} + \hat{I}_{it}) \quad (7.2.3)$$

$$\hat{V}_k / \hat{I}_{kt} = Z_{ap} = Z_{kt} + Z_{tf} (\hat{I}_{it} / \hat{I}_{kt}) \quad (7.2.4)$$

Pode-se afirmar ainda, que essas dificuldades são potencializadas quando existem mais autoprodutores conectados na mesma linha, caso muito comum no sistema da CPFL Paulista.

Com todos os incentivos e facilitações para a entrada de fontes alternativas nos sistemas brasileiros, as empresas de distribuição e transmissão de energia devem prever as futuras dificuldades (tanto operativas quanto de proteção) em se conectar vários autoprodutores em uma mesma linha de transmissão, e é também por isso que a CPFL vem conectando essas novas usinas com arranjo “entra-e-sai”.

7.3. A distância dos autoprodutores em relação às Linhas de Transmissão da CPFL Paulista

A grande desvantagem do arranjo “entra-e-sai” em relação ao “TAP duplo” é o incremento da extensão das linhas de transmissão. Esse incremento contribui para o aumento das perdas técnicas no sistema de transmissão.

Como todas as novas usinas serão conectadas no arranjo “entra-e-sai”, as linhas de transmissão da CPFL serão incrementadas em cerca de 140 km, já que na maioria dos casos o autoprodutor se encontra a uma distância considerável da linha de transmissão, como se pode observar na Tabela 3.

Tabela 3 - Distância dos novos Autoprodutores em relação às Linhas de Transmissão

USINA	TENSÃO [kV]	ARRANJO	DISTÂNCIA DA LT [km]
1	138	“Entra-e-sai”	7,5
2	138	“Entra-e-sai”	4
3	138	“Entra-e-sai”	5
4	138	“Entra-e-sai”	3,5
5	138	“Entra-e-sai”	4,5
6	138	“Entra-e-sai”	10
7	69	“Entra-e-sai”	6
8	69	“Entra-e-sai”	12
9	138	“Entra-e-sai”	16
TOTAL			68,5

A soma das distâncias das usinas em relação às linhas de transmissão resulta em 68,5 km. Como todas as ligações são em arranjo “entra-e-sai”, essa distância é duplicada, já que se deve construir um circuito da linha de transmissão à entrada da usina e outro da saída da usina até a linha.

7.4. A Sazonalidade dos Autoprodutores atualmente conectados no Sistema da CPFL Paulista

As usinas sucroalcooleiras autoprodutoras atualmente conectadas na CPFL Paulista apresentam um comportamento sazonal. No período da safra da cana de açúcar, compreendido entre os meses de maio e novembro, os valores de demanda exportada atingem montantes próximos aos definidos em contrato com a distribuidora. Nos outros meses a exportação é praticamente nula. Essa característica de geração tem forte impacto

sobre o sistema da distribuidora, com comportamentos totalmente divergentes para esses dois períodos.

A análise das curvas de exportação das usinas atualmente operantes permitiu determinar a colaboração das mesmas ao sistema da CPFL Paulista no quesito de suprimento de carga. Também através desta curva, foi determinado um fator de multiplicação de **0,8**, que aplicado aos valores de contrato de exportação das novas usinas, permitiu elaborar um cenário de exportação mais realista para as mesmas nos anos de 2008 e 2009. Esse fator foi calculado dividindo-se a média de exportação de todas as usinas no período de safra pelo total de exportação de contrato, pois na prática, essas usinas não mantêm os valores declarados nesses contratos na maior parte da safra.

O gráfico da Figura 12 apresenta uma curva do total de energia exportada pelas usinas sucroalcooleiras que se encontram atualmente conectadas no sistema de transmissão da CPFL Paulista. Os dados são referentes ao ano de 2006 e representam claramente o comportamento sazonal da geração pelas usinas sucroalcooleiras, que apresentam uma exportação significativa apenas entre os meses de abril e novembro.

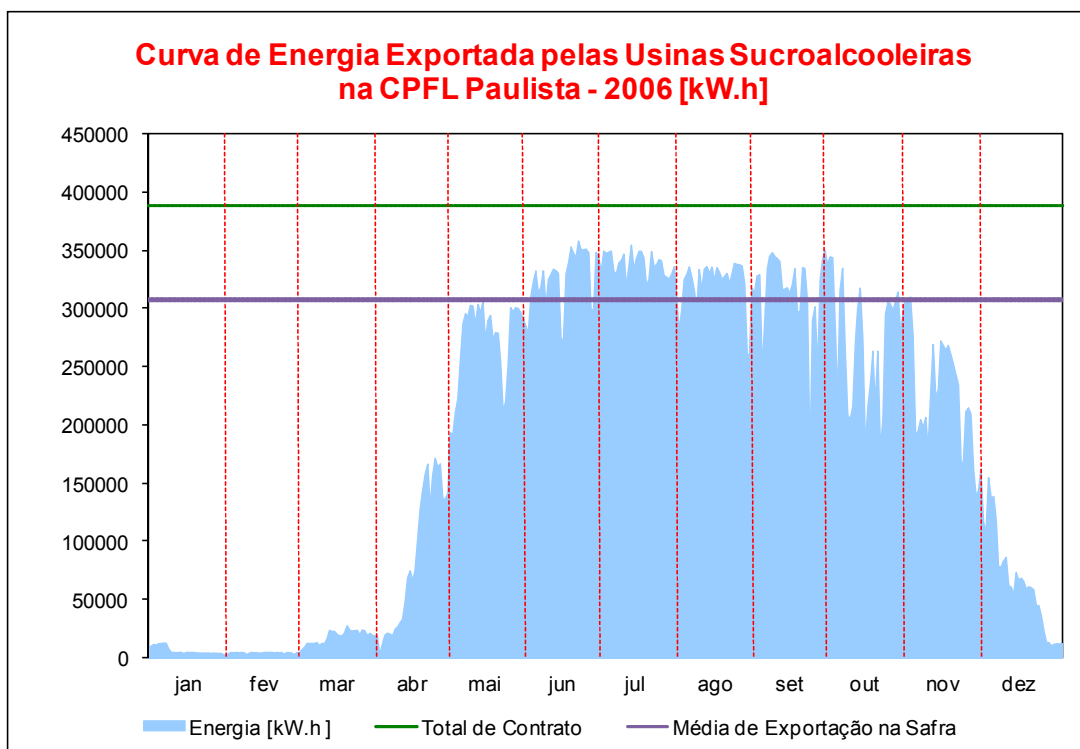


Figura 12 - Perfil de exportação das usinas sucroalcooleiras conectadas atualmente no sistema da CPFL Paulista - 2006

7.5. A Contribuição dos Autoprodutores atualmente conectados no Sistema da CPFL Paulista

Pela análise dos dados de carga total da CPFL Paulista, no ano de 2006, considerando-se a energia cogerada por sucroalcooleiras, energia gerada pelas Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas térmicas e fornecimento da Rede Básica do SIN, foi possível obter uma curva que ilustra a contribuição dos atuais autoprodutores sucroalcooleiros conectados no sistema da empresa.

A curva obtida é apresentada na Figura 13.

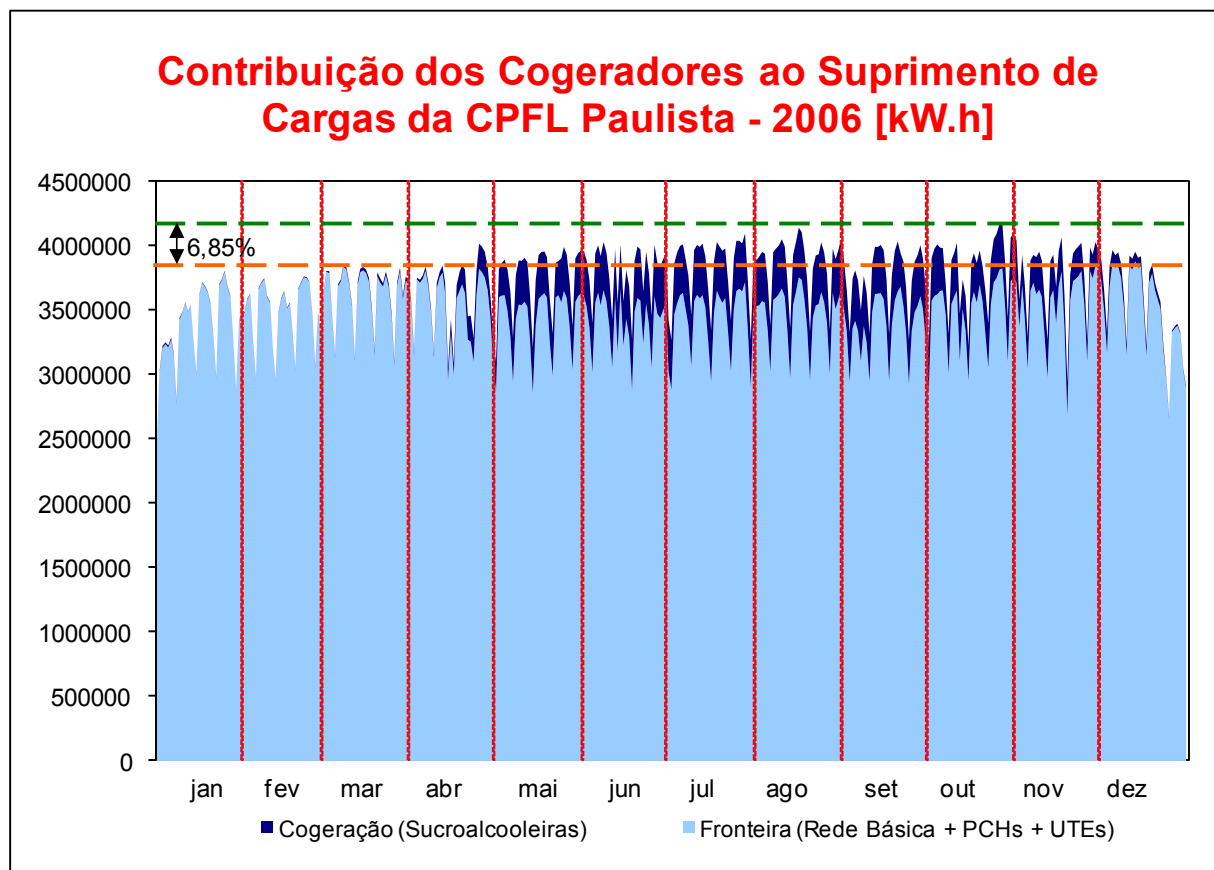


Figura 13 - Contribuição da cogeração para o suprimento da demanda da CPFL Paulista - 2006

Pode-se notar pelas linhas tracejadas verde e laranja do gráfico, que no momento em que ocorre o ponto de maior demanda do sistema, a cogeração contribui com 6,85% desse valor.

8. O CÁLCULO DO FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do Fluxo de Potência (FP) em uma rede de energia elétrica consiste essencialmente na determinação do estado da rede, da distribuição dos fluxos de energia e de algumas outras grandezas de interesse. Nesse tipo de problema a modelagem do sistema é estática, significando que a rede é representada por um conjunto de equações e inequações algébricas (Nunes, 2001).

Os componentes de um sistema de energia elétrica podem ser classificados em dois grupos: os que são ligados entre um nó qualquer e o nó-terra, como é o caso de geradores, cargas, reatores e capacitores; e os que estão ligados entre dois nós quaisquer da rede, como é o caso de linhas de transmissão, transformadores e defasadores. As equações básicas do FP são obtidas impondo-se a conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, isto é, a potência líquida injetada deve ser igual à soma das potências que fluem pelos componentes internos que têm este nó como um de seus terminais. Isso equivale a se impor a Primeira Lei de Kirchhoff. A Segunda lei de Kirchhoff é utilizada para expressar os fluxos de potência nos componentes internos como função das tensões (estados) de seus nós terminais (Monticelli, 1983).

Na formulação básica, a cada barra da rede são associadas quatro variáveis, sendo que duas delas entram no problema como dados e duas como incógnitas:

- V_k - magnitude da tensão nodal (barra k);
- θ_k - ângulo de tensão nodal (barra k);
- P_k - geração líquida (geração menos carga) de potência ativa;
- Q_k - injeção líquida de potência reativa.

As barras são definidas dependendo de quais variáveis nodais entram como dados e quais são consideradas como incógnitas:

- PQ - são dados P_k e Q_k e calculados V_k e θ_k
- PV - são dados P_k e Q_k e calculados Q_k e θ_k
- *REFERÊNCIA* - são dados V_k e θ_k e calculados P_k e Q_k

As barras do tipo PQ e PV são utilizadas para representar, respectivamente, as barras de carga e as barras de carga com controle de potência reativa ou as barras de geração. A barra de referência tem uma dupla função: fornecer a referência angular e fechar o balanço

de potência ativa do sistema, levando-se em conta as perdas ativas de transmissão não conhecidas antes de se ter a solução final do sistema.

Cada barra do sistema corresponde a duas equações não lineares que são obtidas impondo-se a primeira lei de Kirchhoff, e são expressas por:

$$\bullet \quad P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 \quad (\text{para as barras } PQ \text{ e } PV) \quad (8.1)$$

$$\bullet \quad Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (\text{para as barras } PQ) \quad (8.2)$$

onde:

- P_k^{esp} - potência ativa especificada na barra k ;
- Q_k^{esp} - potência reativa especificada na barra k ;
- V_k - módulo da tensão na barra k ;
- V_m - módulo da tensão na barra m ;
- θ_{km} - diferença angular entre a barra k e a barra m ;
- G_{km} - condutância de linha entre a barra k e a barra m da matriz admitância nodal;
- B_{km} - susceptância de linha entre a barra k e a barra m da matriz admitância nodal;
- K - é o conjunto de todas as barras vizinhas à barra k , incluindo a própria barra k .

Com o sistema de equações não lineares definido, utiliza-se o método de Newton-Raphson para encontrar o ponto de operação do sistema, representado por V_k e θ_k . O método de Newton-Raphson lineariza as equações do FP em torno de um ponto e a solução da equação matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P^v} \\ \Delta \underline{Q^v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta^v} \\ \Delta \underline{V^v} \end{bmatrix} \quad (8.3)$$

Onde as componentes das submatrizes jacobianas H , N , M , L , são dadas por:

$$H \begin{cases} H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (8.4)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k G_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (8.5)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m = -V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ M_{kk} = \partial Q_k / \partial \theta_k = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \end{cases} \quad (8.6)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \\ L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (8.7)$$

A matriz Jacobiana corresponde à derivada de primeira ordem das equações do FP em relação à V_k e θ_k .

As restrições de operação são dadas por:

- $V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max}$ - limite das tensões na barras de carga;
- $Q_k^{\min} \leq Q_k \leq Q_k^{\max}$ - limite de injeção de potência reativa na barras de controle de reativos.

Se durante a resolução do sistema de equações algumas restrições forem violadas, o valor da variável será fixado no valor limitante e a barra transformada em outro tipo para continuidade do processo de resolução.

Essa é maneira como o software ANAREDE, utilizado para a realização do trabalho, calcula o fluxo de potência em um dado sistema elétrico.

8.1. Uso do Software ANAREDE para o cálculo da Perda Demanda no Sistema Elétrico

O Programa de Análise de Redes (ANAREDE) é um conjunto de aplicações computacionais criadas pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que torna disponível às empresas do setor elétrico, novas técnicas, algoritmos e métodos eficientes e adequados para realização de estudos nas áreas de operação e de planejamento de sistemas elétricos de potência.

O ANAREDE é composto pelo seguinte conjunto de aplicações integradas:

- Programa de Fluxo de Potência;
- Programa de Equivalente de Redes;
- Programa de Análise de Contingências;
- Programa de Análise de Sensibilidade de Tensão;
- Programa de Redespacho de Potência Ativa;
- Programa de Fluxo de Potência Continuado.

O aplicativo para o cálculo do Fluxo de Potência é o mais utilizado para a análise das condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN). Este algoritmo possui dois métodos de resolução das equações do fluxo de potência em corrente alternada:

- Método Desacoplado Rápido;
- Método de Newton-Raphson.

Os casos bases utilizados para o cálculo do fluxo de potência deste trabalho foram elaborados pela EPE em conjunto com os demais agentes do setor, com as devidas projeções para 2008 e 2009.

Para a inserção das novas usinas nos casos bases do SIN, foram criados cartões de alteração de configuração de sistema e de despacho, que ao serem carregados no ANAREDE, incorporam as devidas modificações no sistema.

A Figura 14 ilustra uma das fichas de dados por mim criadas:

```

TCC.pwf - Notepad
File Edit Format View Help
uLog
2
C:\CEPEL\Parametros_de_LTs\BRAPES_CONT.SAV
*****
(CONEXÃO SEM GERACAO
*****
ARQV REST
8
(CONEXÃO USINA 1 138kv
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( P1)( q1)( Sh)Are(vf)
99980 0 TAP-1 US1 0. 0. 42
99970 0 TAP-2 US1 0. 0. 42
99960 0 GER-US1 0. 0. 42
99999
DLIN
(De )d o d(Pa )NCEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
2444 1 2510
2444 0 9998 1 2.65 8.5 2.25 179 179
9997 0 2510 1 2.65 8.5 2.25 179 179
9998 0 9996 1 0.53 1.7 0.5 179 179
9997 0 9996 1 0.53 1.7 0.5 179 179
99999
(CONEXÃO USINA 2 138kv
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( P1)( q1)( Sh)Are(vf)
999700 0 TAP-1 US2 0. 0. 42
999710 0 TAP-2 US2 0. 0. 42
999720 0 GER-US2 0. 0. 42
99999
DLIN
(De )d o d(Pa )NCEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
3843 1 24373
3843 0 99970 1 0.56 2.93 0.85 249 249
99970 0 99972 1 0.18 0.95 0.275 249 249
99972 0 99971 1 0.18 0.95 0.275 249 249
99971 0 2437 1 1.69 8.79 2.55 249 249
99999
(CONEXÃO USINA 3 138kv
DBAR
(Num)OETGb( nome )G1( V)( A)( Pg)( Qg)( Qn)( Qm)(Bc )( P1)( q1)( Sh)Are(vf)
999730 0 TAP-1 US3 0. 0. 42
999740 0 TAP-2 US3 0. 0. 42
999750 0 GER-US3 0. 0. 42
99999
DLIN
(De )d o d(Pa )NCEP ( R% )( X% )(Mvar)(Tap)(Tmn)(Tmx)(Phs)(Bc )(Cn)(Ce)Ns
Ln 150, Col 21

```

Figura 14 - Ficha com configurações para modificar a os casos base da EPE

9. RESULTADOS OBTIDOS

Este tópico do trabalho irá abordar a maneira como realizei os estudos e simulações. Todas as análises e resultados aqui apresentados são embasados em dados de previsões de mercado, gerações de energia e configurações do sistema elétrico da CPFL Paulista e do SIN, o que possibilita uma compreensão abrangente do que ocorre nas distribuidoras de energia que possuem autoprodutores em seu sistema de transmissão.

Foram considerados três patamares de carga para análise das perdas técnicas:

- Pesada: representa aproximadamente 2 horas do dia;
- Média: representa aproximadamente 10 horas do dia;
- Leve: representa aproximadamente 12 horas do dia.

Foram analisadas as perdas técnicas em três diferentes casos de operação das novas usinas, com suas devidas exportações:

- Conectadas ao sistema sem exportar energia;
- Conectadas ao sistema gerando exatamente o valor de contrato;
- Conectadas ao sistema gerando 80% do valor de contrato (fator obtido no item 7.4)

Neste momento, é interessante ressaltar que para simplificar a montagem dos casos de fluxo de potência, os arquivos da base de dados carregados no ANAREDE utilizam o critério de cenário seco para o ano de 2008 (par) e o úmido para o ano de 2009 (ímpar) do biênio, como citado anteriormente no item 3 deste trabalho.

Nos próximos tópicos serão explicitados os resultados obtidos através dos cálculos pelo programa ANAREDE.

9.1. Análise 1 – Perdas no ano de 2008 na CPFL Paulista

Nos cálculos realizados para o ano de 2008, pode-se observar claramente o impacto da entrada dos novos cogeradores nas perdas técnicas do sistema de transmissão da CPFL Paulista.

Analisando-se o gráfico da Figura 15 é possível certificar que com a entrada dos cogeradores no período da entressafra, ou seja, “Sem Gerar”, existe um incremento na perda energética diária da companhia. No patamar de Carga Pesada, essas novas conexões contribuíram com cerca de 8 MW.h por dia em perdas na transmissão. Na Carga

Média essa perda atingiu valores acima de 40 MW.h por dia e na Carga Leve foram observadas perdas da ordem de 6 MW.h por dia.

Esse incremento nas perdas no ano de 2008, sem a geração das usinas, é justificado pelo aumento da extensão das linhas de transmissão da empresa. A energia do despacho que anteriormente percorria certa extensão de linha agora necessita percorrer essa mesma extensão acrescida dos novos trechos relativos à conexão dos autoprodutores.

Com a chegada da safra, as usinas iniciam a exportação de energia causando uma mudança no comportamento das perdas no sistema de transmissão da CPFL. Se todas as novas usinas cogerassem energia nos patamares declarados nos contratos de exportação, ainda assim o valor resultante das perdas seria incrementado nos patamares de Carga Média e Carga Leve, havendo uma pequena diminuição das perdas no patamar de Carga Pesada, como mostra a Figura 15. Esse modo de operação é apresentado no gráfico como “Contrato”.

Avaliando-se a cogeração de todas as novas usinas exportando 80% do declarado em contrato (no gráfico denominado como “Esperado”), podem ser observadas reduções nas perdas do sistema para o patamar de Carga Pesada, porém em Carga Leve e Média as perdas permanecem, como mostra o gráfico.

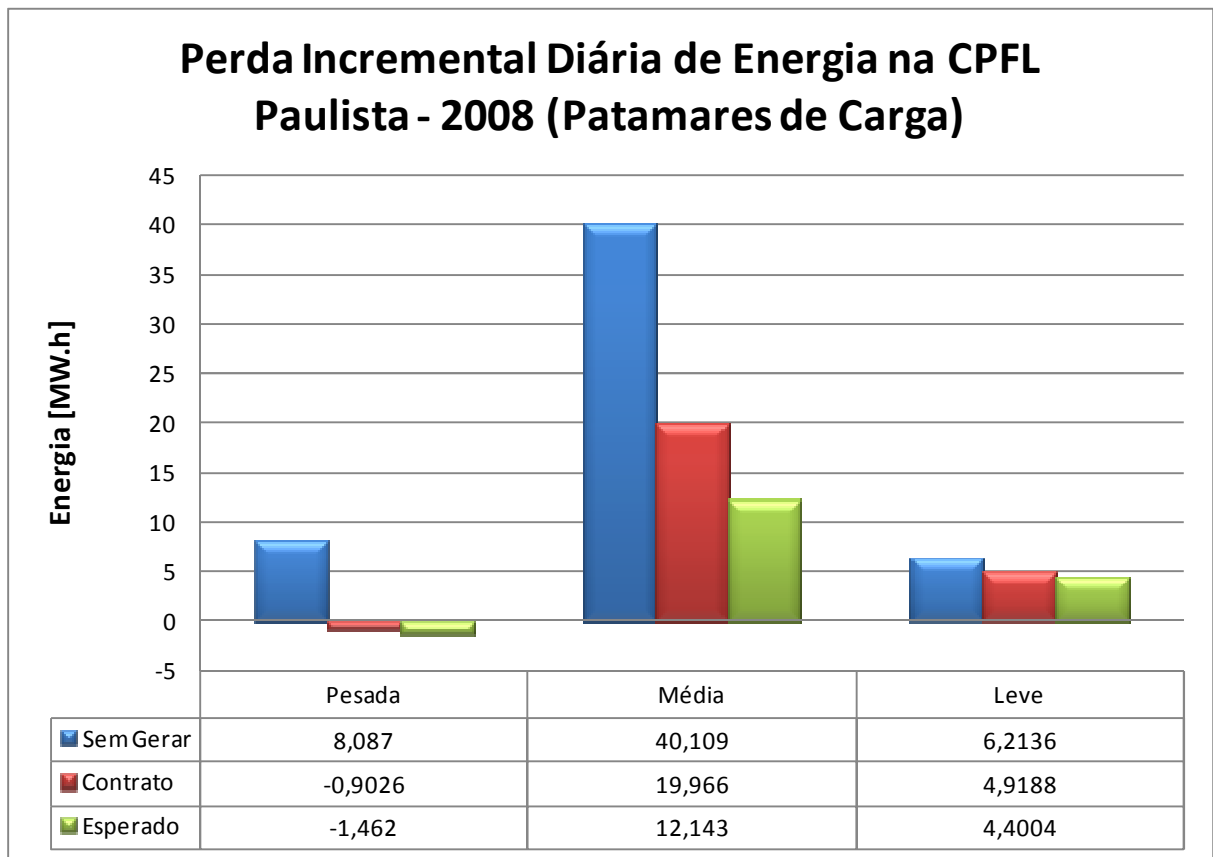


Figura 15 - Incremento na perda diária de energia da CPFL Paulista (por patamares de carga) - 2008

A Figura 16 a seguir apresenta um gráfico do total de perdas de energia, durante um dia todo, no sistema da CPFL Paulista, nos três casos de operação: Sem Gerar, Contrato e Esperado, para o ano de 2008.

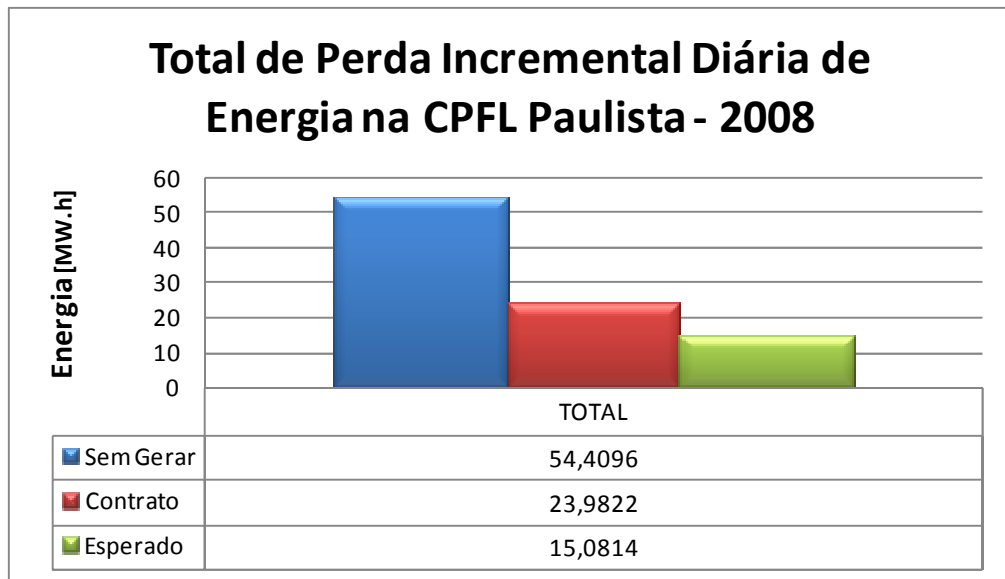


Figura 16 - Incremento Total na perda diária de energia da CPFL Paulista - 2008

Esse gráfico é resultante da soma do incremento das perdas em cada modo de operação no gráfico anterior. Pode-se observar claramente, que em todos os modos de operação (Sem Gerar, Contrato e Esperado) a empresa irá incrementar os valores das perdas técnicas no sistema de transmissão devido à entrada dos novos autoprodutores, no ano de 2008.

O próximo gráfico (Figura 17) apresenta o resultado da perda incremental anual no sistema de transmissão da CPFL Paulista. Considerando-se 210 dias para o período de safra e 155 dias para o período de entressafra de cana-de-açúcar, foram obtidos os valores para um ano em que todos os autoprodutores exportariam na safra o que consta no contrato de exportação ("Anual - Contrato") e para um ano em que todos gerariam na safra 80% da capacidade de exportação ("Anual - Esperado"). Vale ressaltar que na entressafra foi considerada exportação nula para todos os autoprodutores.

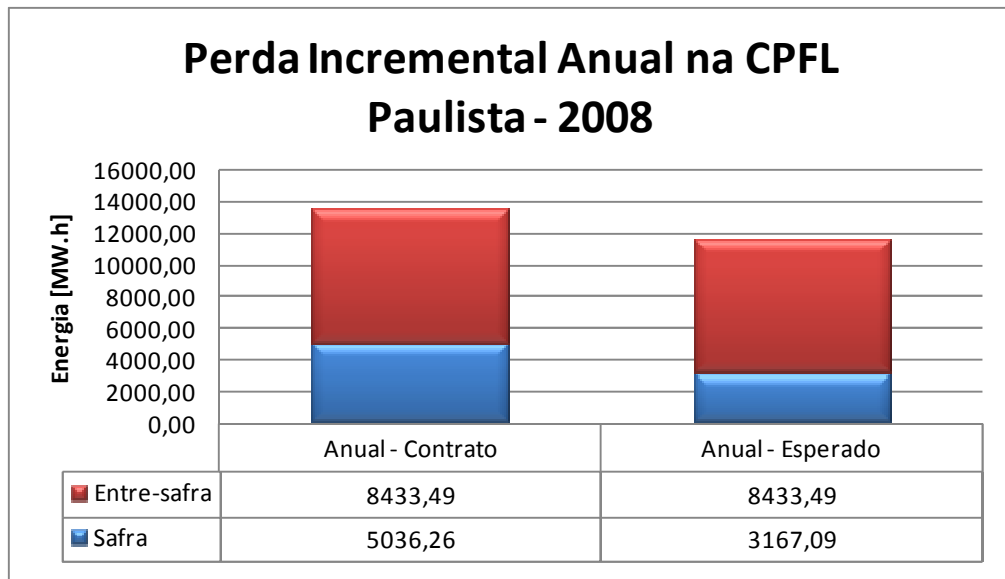


Figura 17 - Incremento na perda anual de energia da CPFL Paulista (safrã + entressafrã) - 2008

Calculando-se o valor total da perda incremental anual através da soma da perda na safrã com a perda na entressafrã, tem-se um valor de 13469,75 MW.h no ano de 2008, para geração das usinas em contrato de exportação. Para a geração em 80% do contrato de exportação, tem-se um total de 11600,58 MW.h incrementados às perdas no ano de 2008.

A justificativa para o incremento dessas perdas no sistema de transmissão da CPFL Paulista, mesmo com os autoprodutores despachando energia, é a relativa distância que essas usinas estão dos principais centros de carga da Companhia. Isso pode ser bem observado através da Figura 18, que apresenta as densidades de carga por quadrículas na região elétrica da CPFL Paulista, a localização das novas usinas e das transformações 440-138 kV.

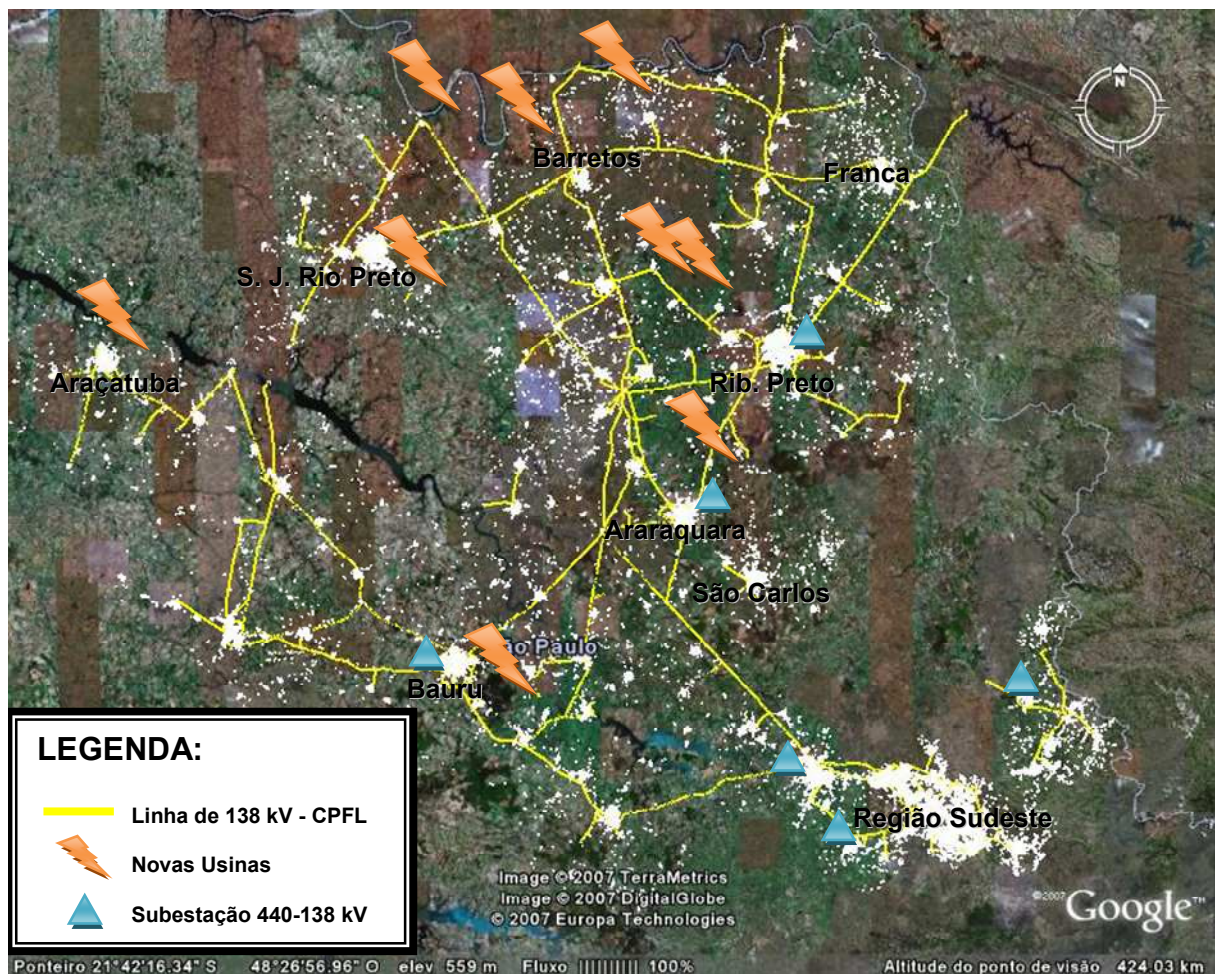


Figura 18 - Densidade de cargas da CPFL Paulista (Imagem de fundo: Google Earth - 2007)

Como a injeção de potência por parte dessas usinas é forçada no sistema de 138 kV da CPFL Paulista conforme o montante de suas gerações, o despacho entre as regiões de fronteira da empresa apresentará incremento das perdas técnicas, pois os grandes centros de carga, como Araraquara e Ribeirão Preto, supridos pelo sistema de 440 kV, que se encontra nas proximidades desses locais, passam a receber essa energia advinda das usinas de cana-de-açúcar e diminuem o suprimento de suas carga através da Rede Básica (440 kV).

Uma potência injetada num sistema de 138 kV resultará em muito mais perdas do que essa mesma injeção em um sistema de 440 kV.

A Potência Elétrica é diretamente proporcional à tensão e à corrente. Fixando-se a potência, se a tensão diminuir, a corrente aumentará. Como as perdas de energia em um sistema elétrico são proporcionais ao quadrado da corrente, com o aumento da corrente as perdas serão cada vez maiores.

9.2. Análise 2 – Perdas no ano de 2008 no Sistema Interligado Nacional

As diferenças entre as perdas técnicas no Sistema Interligado Nacional e a fronteira da CPFL Energia são apresentadas a seguir.

Se para o sistema de transmissão da CPFL houve um incremento nas perdas com a conexão dos novos autoprodutores, para o SIN, houve uma diminuição, como mostra a Figura 19.

A análise desses casos foi feita subtraindo-se do total de perdas calculadas para o SIN o valor das perdas já consideradas no sistema de transmissão da CPFL Paulista, apresentadas na Análise 1 do presente trabalho.

O incremento nas perdas no SIN, no ano de 2008, na análise com as novas usinas conectadas sem gerar, é também justificado pelo aumento da extensão das linhas de transmissão da CPFL, as quais geram perdas que o SIN deve suprir durante essa entressafra.

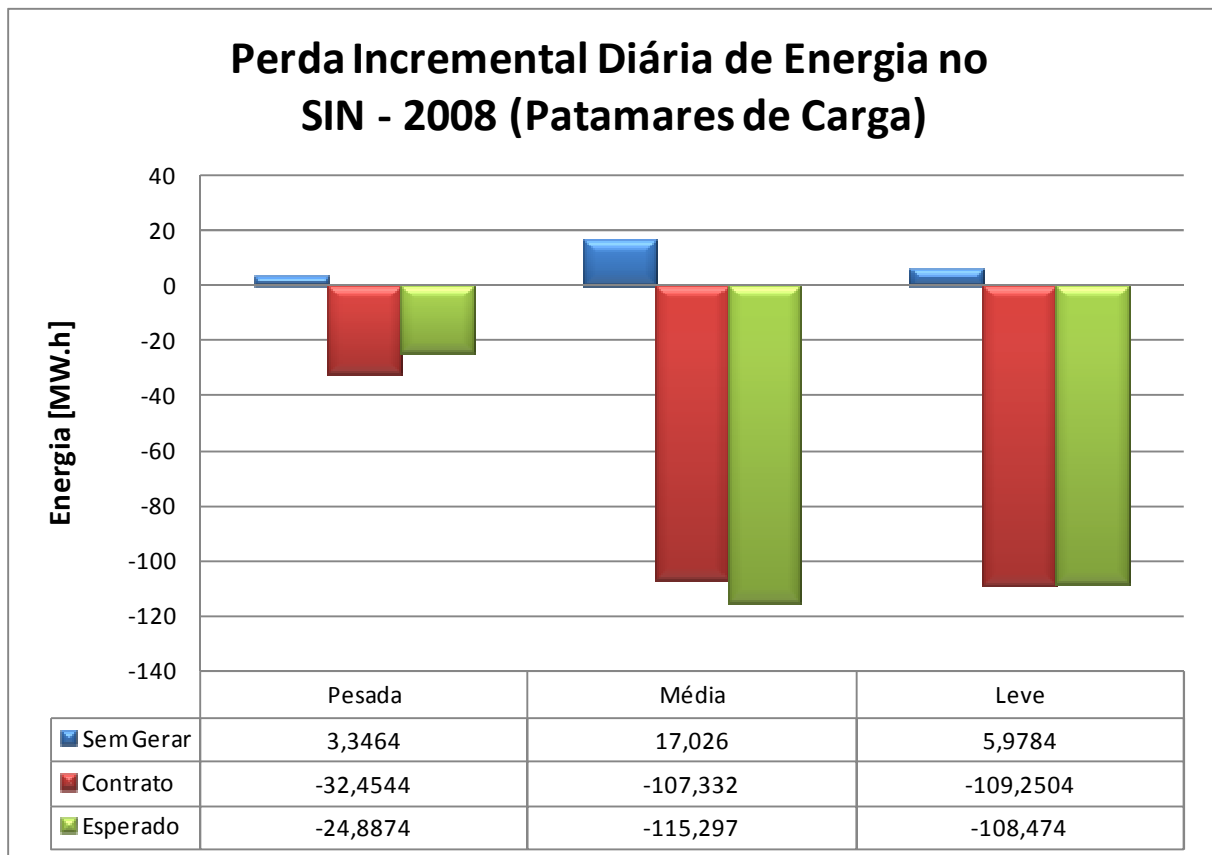


Figura 19 - Incremento na perda diária de energia do SIN (por patamares de carga) - 2008

Assim como na fronteira da CPFL Paulista, com o início da exportação das usinas sucroalcooleiras, existe uma mudança no impacto das perdas no Sistema Interligado Nacional. Se todas as novas usinas cogerassem energia nos patamares declarados nos contratos de exportação, ou até mesmo considerando-se apenas 80% da exportação de contrato, ter-se-ia para o ano de 2008 uma diminuição das perdas do SIN, em todos os patamares de carga, como mostra o gráfico da Figura 19.

Isso se deve ao fato de que a entrada das novas usinas alivia o suprimento de energia pela Rede Básica ao sistema elétrico da CPFL. Dessa forma, para os intercâmbios de energia do SIN no ano de 2008 (cenário Norte Seco), a entrada de novos cogeneradores na rede da empresa é extremamente favorável ao Sistema Interligado Nacional, porém desfavorável à Companhia no que diz respeito ao incremento das perdas.

A Figura 20 a seguir apresenta um gráfico do total de perdas de energia, durante um dia todo, no Sistema Interligado Nacional, nos três casos de operação: Sem Gerar, Contrato e Esperado, para o ano de 2008.

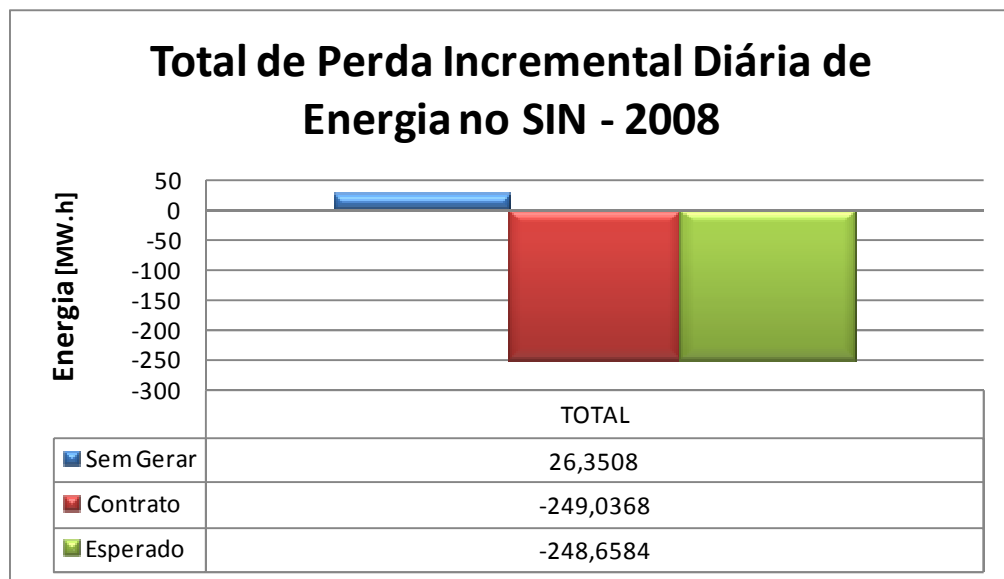


Figura 20 - Incremento Total na perda diária de energia do SIN - 2008

Esse gráfico é resultante da soma do incremento das perdas em cada modo de operação no gráfico anterior. Pode-se observar claramente, que no modo de operação “Sem Gerar”, o SIN também é afetado com a conexão das novas usinas. Já nos casos “Contrato” e “Esperado” o Sistema irá decrementar os valores das suas perdas técnicas, devido à entrada desses novos autoprodutores.

O próximo gráfico (Figura 21) apresenta o resultado das perdas incrementais anuais no SIN, partindo-se das mesmas considerações quanto a safra e entressafra da Análise 1. Relembrando-se que na entressafra foi considerada exportação nula para todos os autoprodutores.

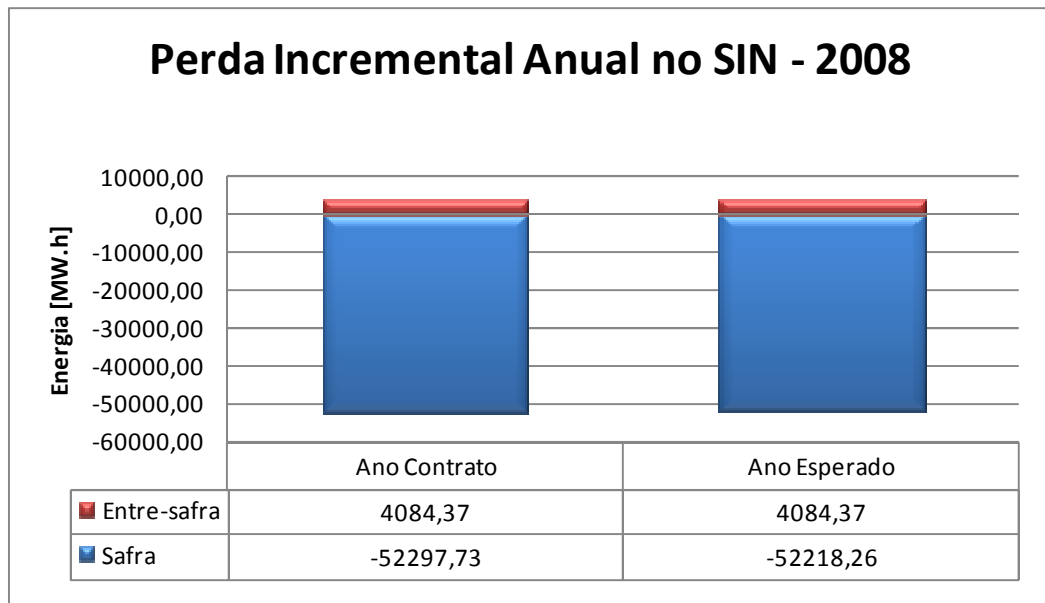


Figura 21 – Incremento na perda anual de energia do SIN (safra + entressafra) - 2008

Calculando-se o valor total da perda incremental anual através da soma da perda na safra com a perda na entressafra, têm-se valores negativos de -48213,36 MW.h no ano de 2008, para geração das usinas em contrato de exportação e -48133,89 MW.h no mesmo ano, para a geração em 80% do contrato de exportação. Esses valores negativos representam o ganho anual, ou decremento das perdas no Sistema Interligado Nacional com a entrada dos novos autoprodutores.

Como a injeção de potência por parte das usinas é forçada no sistema de 138 kV da CPFL Paulista conforme o montante de suas gerações, o despacho entre as regiões de fronteira da empresa resultará em um alívio da Rede Básica, o que por consequência acarreta em uma diminuição nas perdas do SIN.

Para comprovar o esse alívio da Rede Básica, foram analisados os percentuais de carregamento dos transformadores de 440-138 kV de duas subestações localizadas em importantes centros de carga da CPFL Paulista: a SE Araraquara e a SE Ribeirão Preto. O gráfico da análise no patamar de Carga Pesada, gerando-se o contrato de exportação, é apresentado na Figura 22.

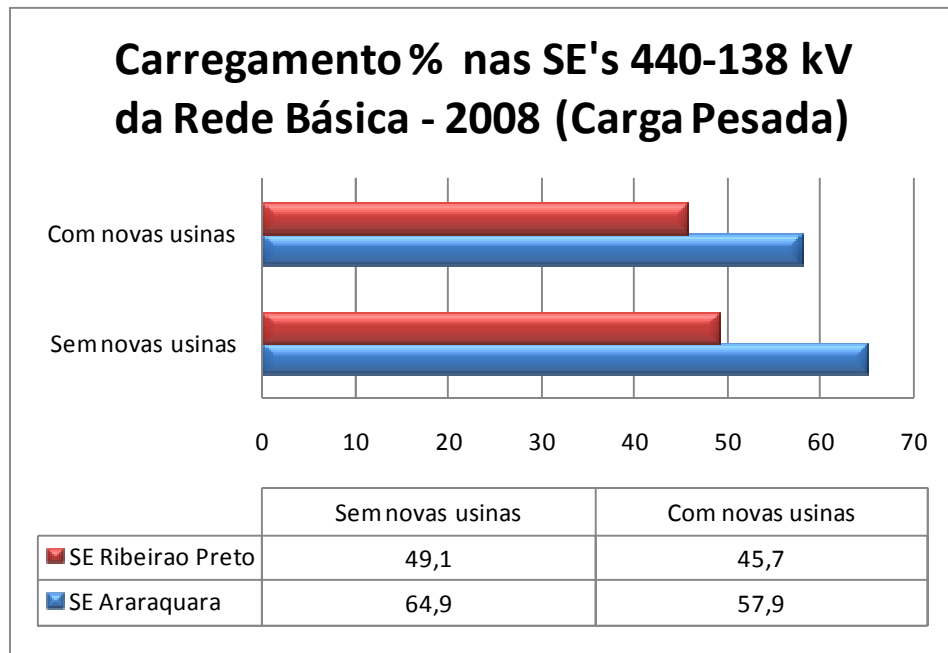


Figura 22 - Subestações 440-138 kV - Alívio no carregamento para Carga Pesada - 2008

Pode-se observar por este gráfico uma diminuição no carregamento dos transformadores de 440-138 kV das SE's Ribeirão Preto e Araraquara com a entrada dos cogeneradores no sistema. Isso vem reafirmar o alívio que é provocado na Rede Básica nos períodos de safra.

9.3. Análise 3 – Perdas no ano de 2009 na CPFL Paulista

Nos cálculos realizados para o ano de 2009, os impactos da permanência das novas usinas nas perdas técnicas do sistema de transmissão da CPFL Paulista se dão em outras proporções.

Isso se deve ao fato de que foi considerado o aumento do valor de contrato de exportação para algumas usinas. Essa consideração reflete o que consta no parecer de conexão de cada usina, que apresenta valores de exportação para os anos de 2008 e 2009. Também se justifica a mudança desses patamares pela diferença de despacho energético entre os dois anos, fato já explicado anteriormente.

Analisando-se o gráfico da Figura 23 é possível confirmar o que já foi apresentado na Análise 1 do presente trabalho. Com a permanência das usinas cogeneradoras no período da entressafra do ano de 2009, ou seja, “Sem Gerar”, o incremento na perda energética diária da companhia é mantido, salvas as diferenças de valores em relação ao ano de 2008.

Com a entrada da safra, no ano de 2009, a exportação das usinas contribui em todos os patamares de carga, em todos os modos de operação, para o incremento das perdas no

sistema de transmissão da CPFL Paulista, diferentemente do ano de 2008, em que no patamar de Carga Pesada, a cogeração contribuiu para uma pequena diminuição nas perdas da empresa.

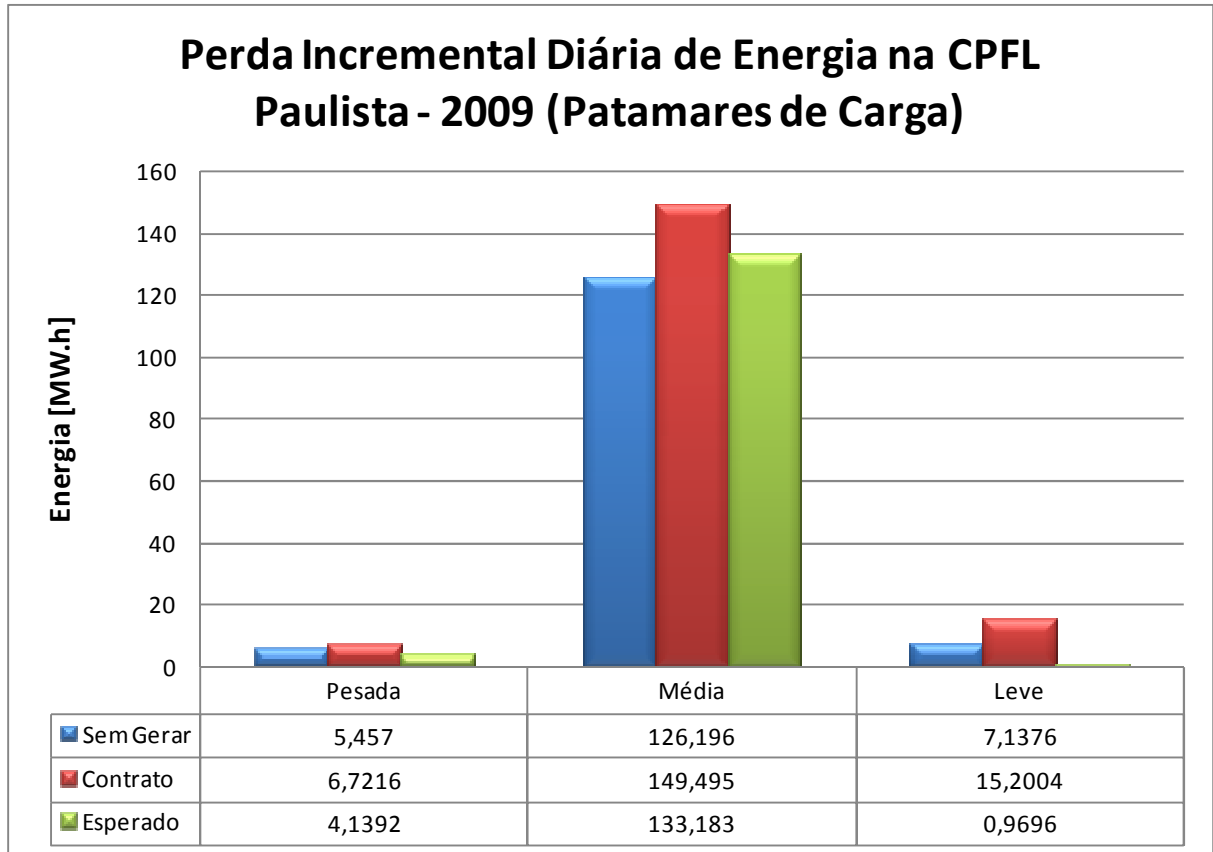


Figura 23 - Incremento na perda diária de energia da CPFL Paulista (por patamares de carga) - 2009

A Figura 24 a seguir apresenta um gráfico do total de perdas de energia, durante um dia todo, no sistema da CPFL Paulista, nos três casos de operação: Sem Gerar, Contrato e Esperado, para o ano de 2009.

Nota-se neste gráfico, que com o início da exportação pelos autoprodutores, houve aumento das perdas gerando-se o “Contrato” em relação ao caso “Sem Gerar”, caracterizando um cenário mais crítico do que o do ano de 2008 para a injeção de potência desses cogeneradores.

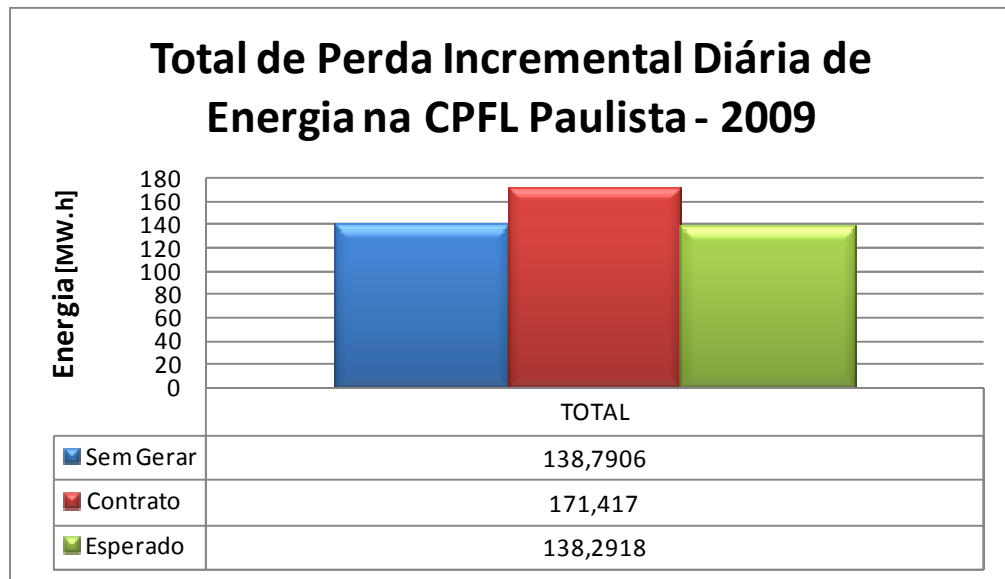


Figura 24 - Incremento Total na perda diária de energia da CPFL Paulista - 2009

Esse gráfico é resultante da soma do incremento das perdas em cada modo de operação no gráfico anterior. Pode-se observar claramente, que em todos os modos de operação (Sem Gerar, Contrato e Esperado) a empresa irá incrementar os valores das perdas técnicas no sistema de transmissão devido à permanência dos novos autoprodutores no ano de 2009.

O próximo gráfico (Figura 25) apresenta o resultado da perda incremental anual no sistema de transmissão da CPFL Paulista, para 2009.

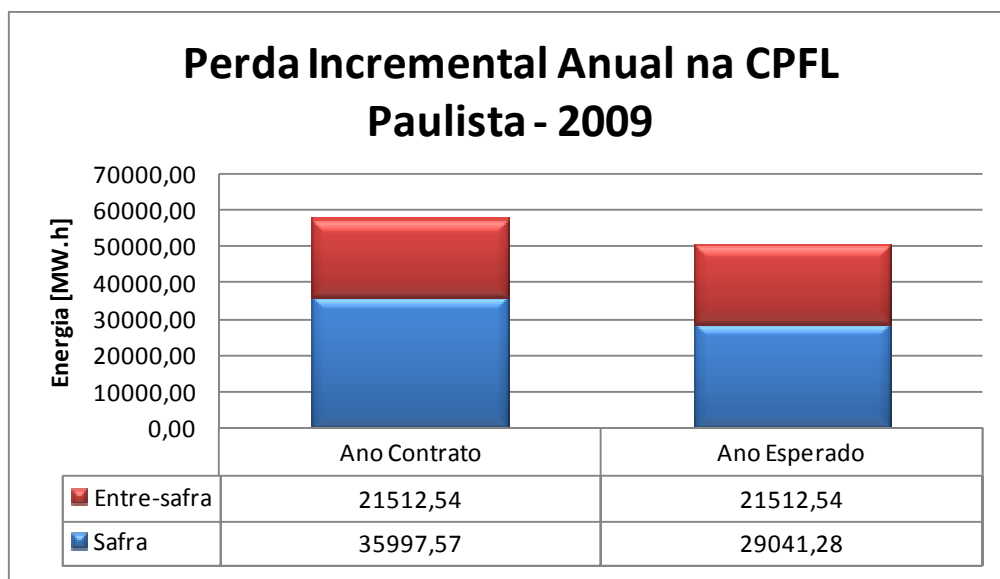


Figura 25 - Incremento na perda anual de energia da CPFL Paulista (safra + entressafra) - 2009

Calculando-se o valor total da perda incremental anual através da soma da perda na safra com a perda na entressafra, tem-se um valor de 57510,11 MW.h no ano de 2009, para geração das usinas em contrato de exportação. Para a geração com 80% do contrato de exportação, tem-se um total de 50553,82 MW.h para 2009.

Nota-se com a comparação entre as Análises 1 e 3, que o ano de 2009 será mais agravante para a CPFL Paulista quanto ao incremento das perdas.

9.4. Análise 4 – Perdas no ano de 2009 no Sistema Interligado Nacional

As diferenças entre as perdas técnicas no Sistema Interligado Nacional nos anos de 2008 e 2009 também estão relacionadas com o fato de terem aumentado os valores de contrato de exportação de algumas usinas e o despacho ser considerado de maneira diferente nos anos ímpares, nos quais o cenário caracteriza o regime hidrológico representativo do primeiro semestre do ano (período úmido no norte), quando a região Sul é importadora da região Sudeste/Centro Oeste e esta importadora do Norte e exportadora para o Nordeste.

Novamente, para o SIN, houve uma diminuição das perdas técnicas no ano de 2009.

A análise desses casos foi feita subtraindo-se do total de perdas calculadas para o SIN o valor das perdas já consideradas no sistema de transmissão da CPFL Paulista, apresentadas na Análise 3 do presente trabalho.

Também são válidas as mesmas justificativas para o incremento nas perdas no SIN, no ano de 2009, na análise com as novas usinas conectadas sem gerar. A Figura 26 apresenta o gráfico contendo os resultados da perda incremental diária de energia no SIN, em 2009.

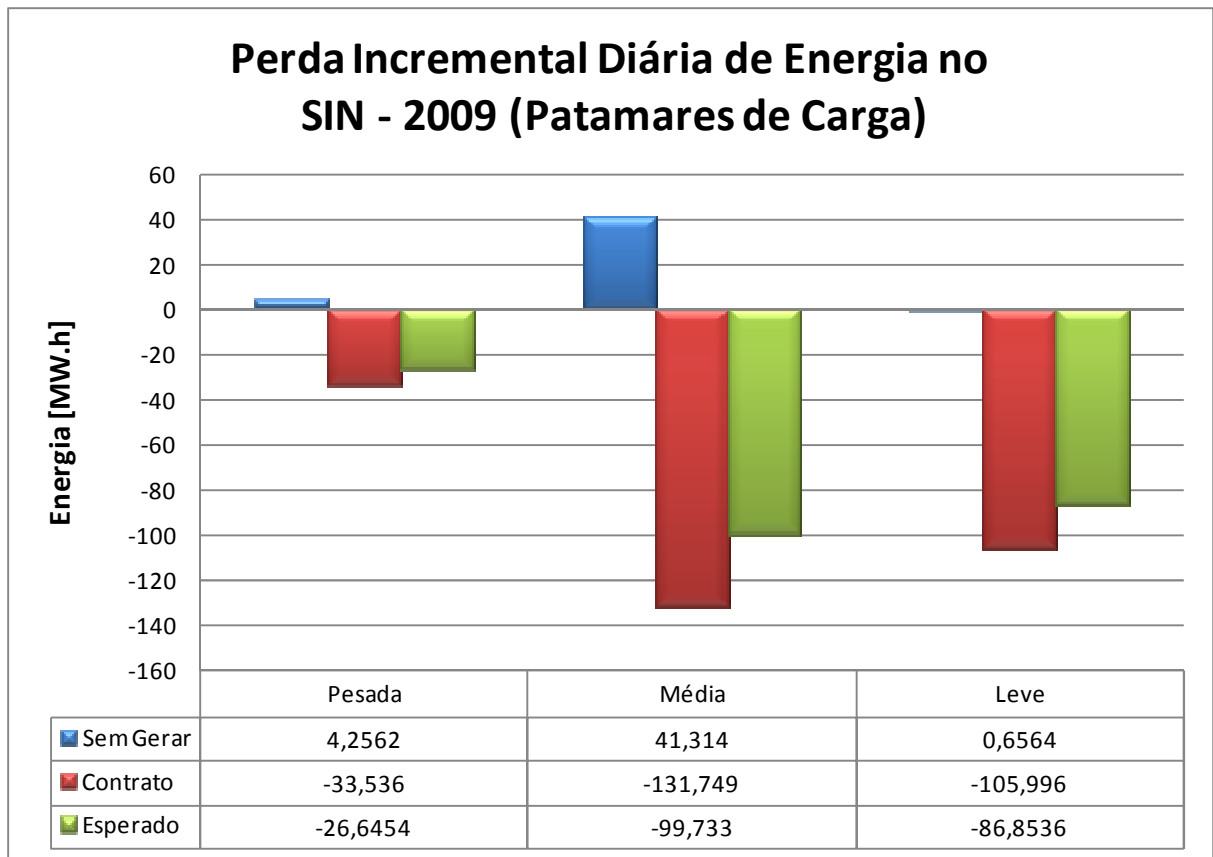


Figura 26 - Incremento na perda diária de energia do SIN (por patamares de carga) - 2009

Comprova-se através da Figura 27, que para o ano de 2009, tem-se uma diminuição das perdas do SIN tanto quando consideradas as exportações de contrato das usinas quanto na consideração de 80% do contrato de exportação. Porém, pode-se observar que a permanência das usinas cogeradoras no sistema, sem gerar, continua contribuindo para um incremento nas perdas do SIN.

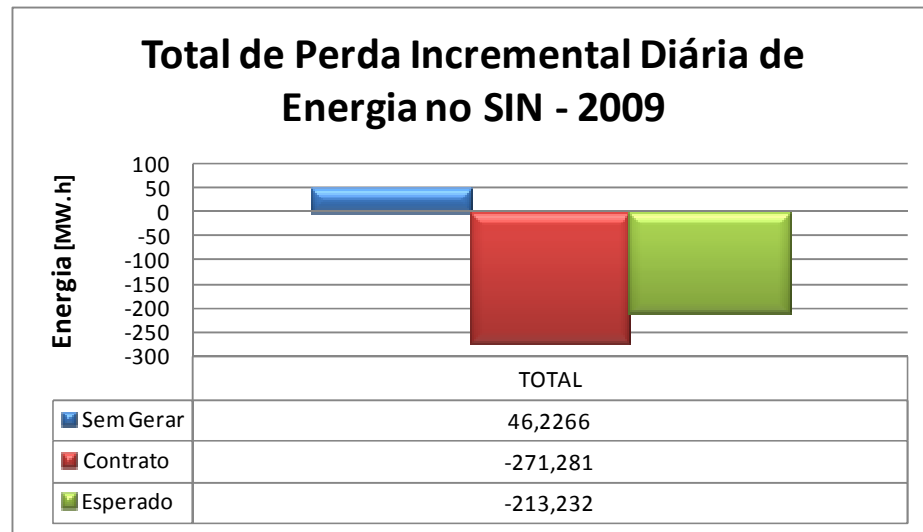


Figura 27 - Incremento Total na perda diária de energia do SIN - 2009

Dessa forma, para os intercâmbios de energia do SIN no ano de 2009 (cenário Norte Úmido), a entrada de novos cogeneradores na rede da empresa continua sendo extremamente favorável para o Sistema Interligado Nacional.

O próximo gráfico (Figura 28) apresenta o resultado das perdas incrementais anuais no SIN, para o ano de 2009, considerando-se as mesmas premissas quanto a safra e entressafra apresentadas na Análise 1. Nota-se novamente por esse gráfico, que na entressafra existe o incremento das perdas.

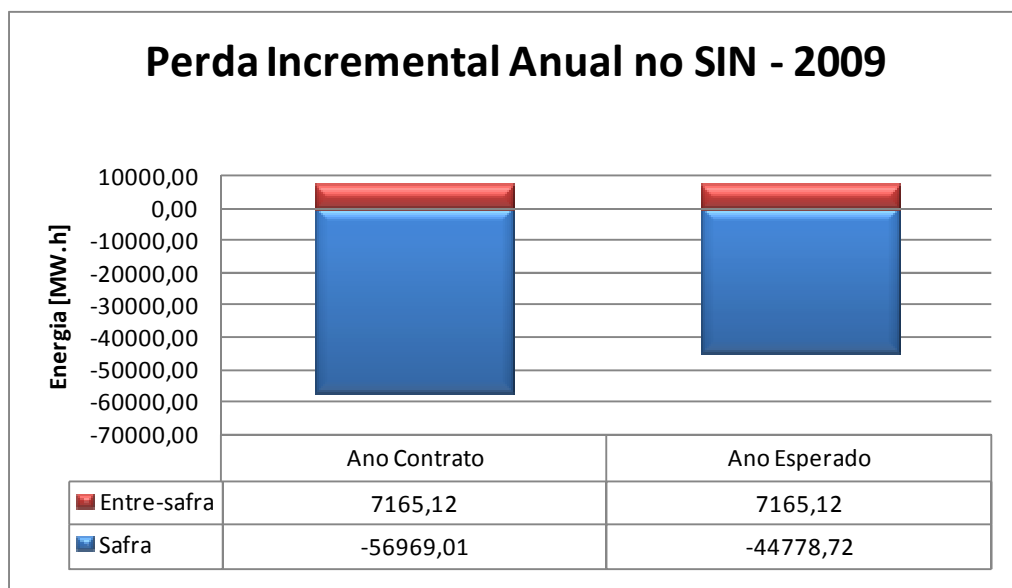


Figura 28 - Incremento na perda anual de energia do SIN (safra + entressafra) - 2009

Calculando-se o valor total da perda incremental anual através da soma da perda na safra com a perda na entressafra, têm-se valores negativos de -49803,89 MW.h no ano de 2009, para geração das usinas em contrato de exportação e -37613,60 MW.h no mesmo ano, para a geração em 80% do contrato de exportação. Esses valores negativos representam o ganho anual, ou decremento das perdas no Sistema Interligado Nacional com a entrada dos novos autoprodutores.

Como a injeção de potência por parte das usinas é forçada no sistema de 138 kV da CPFL Paulista conforme o montante de suas gerações, o despacho entre as regiões de fronteira da empresa resultará em um alívio da Rede Básica, o que por consequência acarreta em uma diminuição nas perdas do SIN.

Para comprovar esse mesmo fato no ano de 2009, foram analisados os percentuais de carregamento dos transformadores de 440-138 kV da SE Araraquara e da SE Ribeirão Preto. O gráfico da análise no patamar de Carga Pesada, gerando-se o contrato, é apresentado na Figura 29.

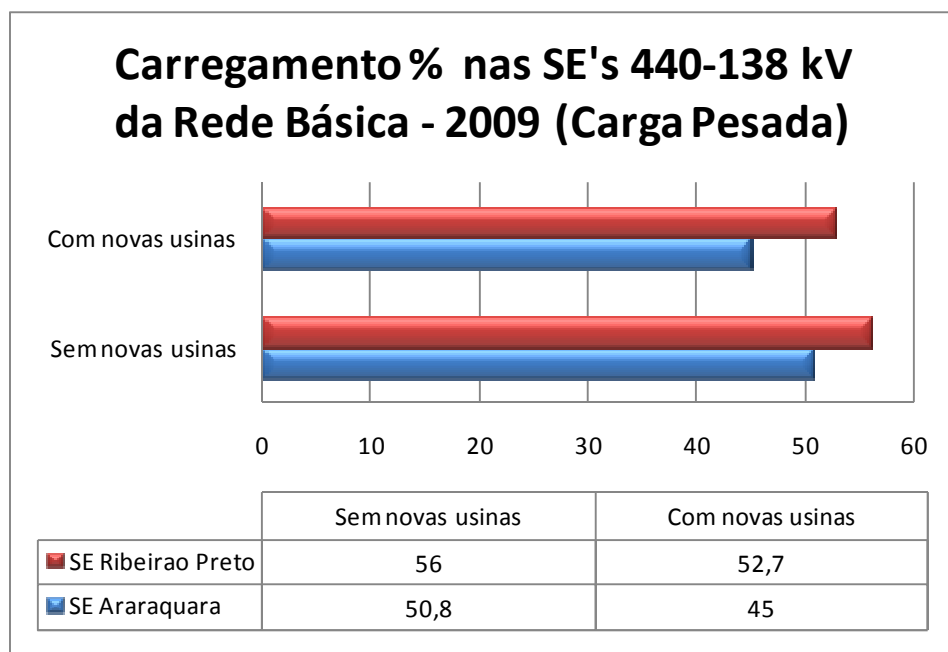


Figura 29 - Subestações 440-138 kV - Alívio no carregamento para Carga Pesada - 2009

Tomando-se novamente como exemplo o patamar de Carga Pesada, pode-se observar pelo gráfico da Figura 29, que com a exportação das usinas sucroalcooleiras, permanece a diminuição no carregamento dos trafos dessas SE's. Isso reafirma o fato de que as perdas na Rede Básica são diminuídas devido a esse alívio.

A Figura 22 e a Figura 29 têm a intenção de ilustrar esta análise. Todos os dados coletados para uma análise mais completa dos impactos no carregamento dos transformadores são apresentados nas Tabela 4 e Tabela 5 a seguir.

Tabela 4 - Carregamento Percentual dos Transformadores da Rede Básica – Usinas gerando montante do contrato de exportação (ANAREDE)

Contrato – Carga Pesada	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	64,9	50,8	57,9	45	7	6
SE Ribeirão Preto	49,1	56	45,7	52,7	3,4	3
Contrato – Carga Média	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	64,1	51,1	57,3	46	6,8	5
SE Ribeirão Preto	49,5	56,2	46,4	53	3,1	3
Contrato - Carga Leve	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	43,7	32,2	38,1	26,2	5,6	6
SE Ribeirão Preto	27,9	29,7	25,1	26,4	2,8	3

Tabela 5 - Carregamento Percentual dos Transformadores da Rede Básica – Usinas gerando montante de 80% do contrato de exportação (ANAREDE)

Esperado – Carga Pesada	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	64,9	50,8	59,1	46	5,8	5
SE Ribeirão Preto	49,1	56	47,2	53,3	1,9	3
Esperado – Carga Média	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	64,1	51,1	58,6	47	5,5	4
SE Ribeirão Preto	49,5	56,2	46,9	53,6	2,6	3
Esperado – Carga Leve	Sem novas usinas [%]		Com novas usinas [%]		Diferencial de Carregamento [%]	
Fontes	2008	2009	2008	2009	Par (2008)	Ímpar (2009)
SE Araraquara	43,7	32,2	39,2	27,4	4,5	5
SE Ribeirão Preto	27,9	29,7	25,7	27,1	2,2	3

10. IMPACTO DAS PERDAS TÉCNICAS NA REVISÃO TARIFÁRIA

A Figura 30 abaixo apresenta a composição do cálculo da revisão tarifária, de uma maneira simplificada.

O cálculo do valor de uma nova tarifa depende da soma da Parcela A, que cobre os custos da energia, rede básica, dentre outros, com a Parcela B, que trata dos ativos da empresa e suas remunerações.

No assunto referente às perdas, o agente regulador prevê um valor limite no sistema entre o período das duas revisões. O impacto do crescimento do número de cogeradores conectados ao sistema de uma distribuidora confronta com a problemática das perdas, visto que foi demonstrado no trabalho em questão que, para a distribuidora, a entrada desses novos autoprodutores acarreta num aumento das perdas técnicas em seu sistema de transmissão.

Logo, caso a empresa ultrapasse o limite de perdas estabelecido, uma fatia da Parcela A será abatida por esse excedente, trazendo uma perda de receita.

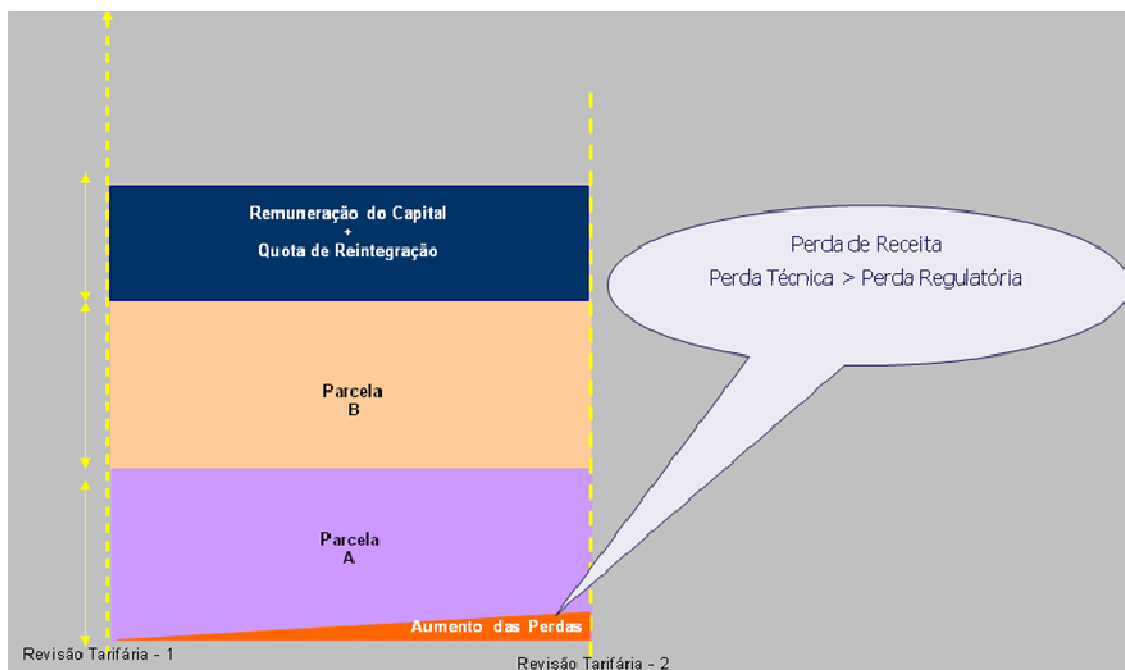


Figura 30 - Parcelas da Revisão Tarifária (Depto. de Engenharia - CPFL Paulista, 2007)

É importante ressaltar que o âmbito deste trabalho não é atentar para as questões financeiras das perdas, porém, faz-se aqui uma ressalva da importância de se analisar o aumento das perdas técnicas do sistema de uma distribuidora para sua saúde financeira.

Para demonstrar de maneira superficial o impacto financeiro causado pelo incremento de perdas constatado nas análises feitas, foi elaborado o seguinte gráfico (Figura 31):

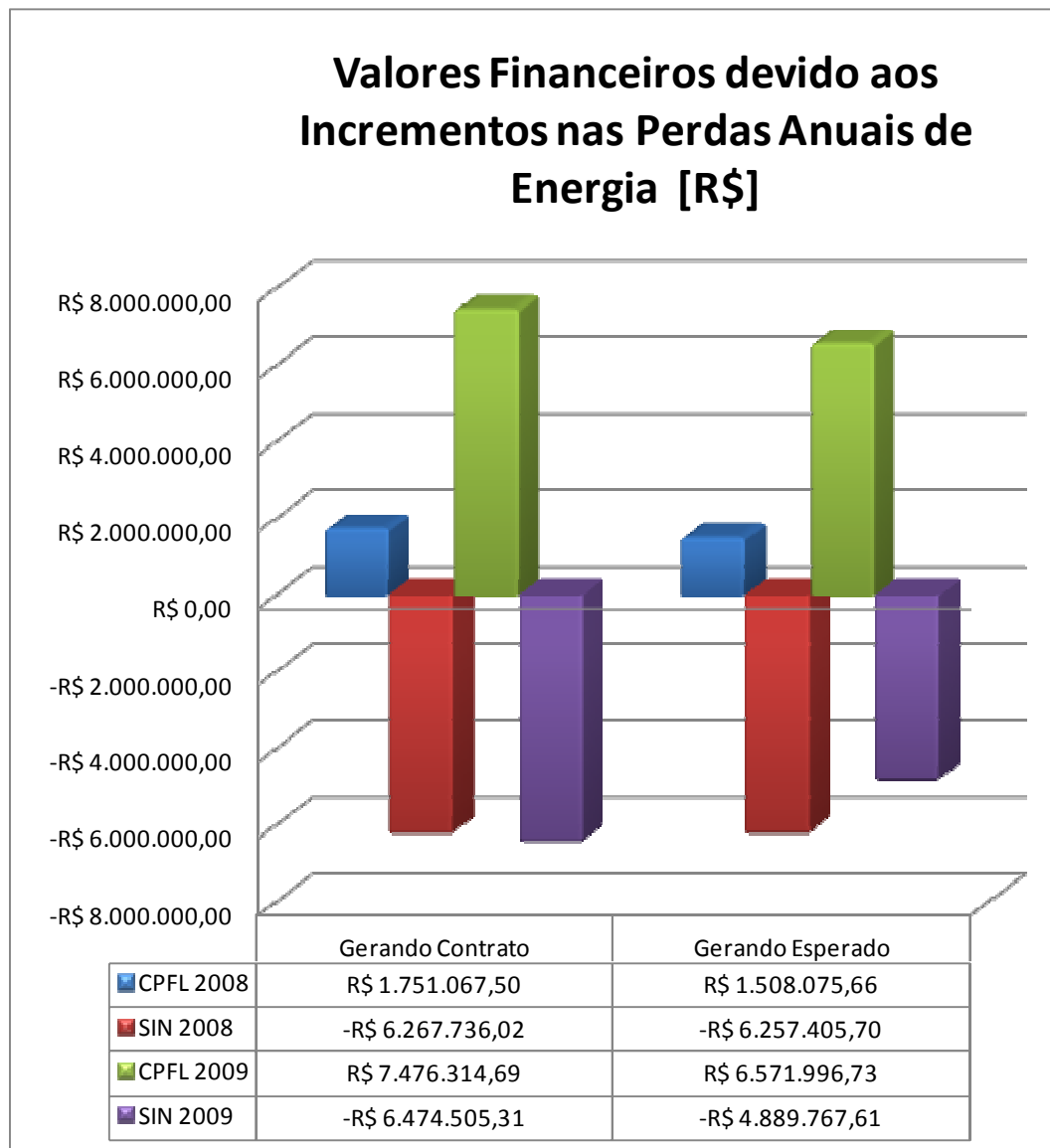


Figura 31 - Conversão dos valores de incremento de perdas em R\$ (Considerando-se o preço do MW.h = R\$130,00)

Pode-se constatar que a empresa não é beneficiada financeiramente com o impacto das perdas de energia por conta da entrada dos cogeradores. Isso já não pode ser afirmado com relação à Rede Básica, que será financeiramente beneficiada com a exportação dessa cogerada.

11. CONCLUSÕES

O desenvolvimento deste trabalho teve como principal objetivo aliar conceitos e teorias absorvidas durante todo o meu curso de graduação em Engenharia Elétrica (Sistemas de Energia e Automação) com a experiência adquirida no período de estágio na CPFL Energia.

No que diz respeito aos resultados obtidos, pode-se concluir que através da análise realizada, a conexão de novos autoprodutores no sistema de transmissão da CPFL Paulista resulta em um incremento nas perdas técnicas da rede elétrica da empresa.

Em contrapartida, para o Sistema Interligado Nacional, a entrada de novos cogeradores nas regiões Nordeste e Noroeste da CPFL nos anos de 2008 e 2009, provocarão um decréscimo das perdas técnicas da Rede Básica.

É necessário ressaltar aqui que o âmbito do trabalho não foi quantificar as perdas técnicas da empresa e do SIN, mas calcular, através de um software de fluxo de potência, o impacto da entrada de novos cogeradores no sistema, no quesito de incremento de perdas.

Para isso, foram realizadas comparações da “carga perda” (ou “perda demanda”) do sistema, fornecida nos cálculos do ANAREDE, com e sem a conexão dos novos autoprodutores.

Os resultados apresentados nos gráficos e tabelas alertam para uma percepção diferenciada quanto à entrada de exportadores com características sazonais no sistema, caso que sempre foi defendido em seminários, bibliografias e artigos como benéfico no que diz respeito à diminuição de perdas técnicas.

Um dos grandes agravadores deste fato é o arranjo utilizado para a conexão dessas usinas ao sistema (“Entra-e-sai”). Porém, foram apresentadas as justificativas que fomentam essa filosofia de conexão.

Pode-se notar também a diferença nos incrementos de perda com a mudança do despacho energético do SIN. No entanto, mostrou-se que em quaisquer modos de intercâmbio energético (ano par ou ímpar), a entrada das novas usinas é prejudicial à empresa no âmbito de incremento de perdas técnicas.

Fica evidente também, através da análise feita para casos de geração com exportação do que consta em contrato, ou 80% deste, que o futuro reserva à empresa um incremento de perdas caracterizado pelo aumento da potência de exportação ou da entrada de mais

cogeradores, pois nota-se nos gráficos, que as perdas são sempre maiores para os casos de geração do total de contrato.

Foi demonstrado ainda o alívio dos transformadores da Rede Básica (440-138 kV) causado pela exportação forçada das usinas, e em cima deste fato, pode-se dizer que a energia injetada pelas usinas tende a fluir para os grandes centros de carga, já que suas localizações são em pequenos centros de demanda, que não consomem toda a energia gerada.

Os resultados obtidos se demonstraram satisfatórios e possibilitaram a elaboração deste trabalho de conclusão de curso.

Propõe-se com a conclusão deste trabalho, o início de estudos mais aprofundados para a quantificação das perdas técnicas causadas pela conexão de autoprodutores exportadores de excedente de energia nas empresas distribuidoras.

Dessa forma, discussões e proposições mais concretas poderão ser feitas junto aos órgãos reguladores do sistema elétrico em relação a possíveis soluções para minimizar o impacto das perdas para as distribuidoras que atendem aos pedidos de conexão destes autoprodutores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Flausino, E. F.**, “Interconexão de Autoprodutores com o Sistema de Distribuição: Uma Abordagem pela Ótica da Proteção”, Monografia de Especialista em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá - MG, 2003.
- EPE**, “Estudos do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico, Empresa de Pesquisa Energética, 20 de dezembro de 2006.
- Kitayama, O.**, “Situação da Cogeração - As Possibilidades de Cogeração com Biomassa da Cana e Legislação Nacional”, 2003.
- Pellegrini, M. C.**, “Inserção de Centrais Cogradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais de Integração Energética”, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo – SP.
- Brito, J.S.**, “A Cana como Gerador de Energia”, material disponível no site da União da Indústria de Cana-de-açúcar (UNICA) (www.unica.com.br), 2004
- ANA**, “Geração de Energia”, - disponível no site da Agência Nacional de Águas (ANA) (www.ana.gov.br), 2002.
- MME**, “PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica”, material disponível no site do Ministério de Minas e Energia (MME) (www.mme.gov.br), 2004.
- ELETROBRAS**, “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica”, material disponível no site das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS) (www.eletrobras.gov.br), 2004.
- Norma Técnica CPFL**, “Conexão aos Sistemas Elétricos de Subtransmissão da CPFL”, material disponível no site da CPFL Energia (www.cpfl.com.br), 2006.
- Ordagdi, J. M. e Silveira, P. M.**, “Apostila do Curso de Especialização de Proteção em Sistemas Elétricos”, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG, 2002
- Nunes, L. C. T.**, “Uma nova abordagem para resolução do problema de fluxo de potência ótimo utilizando os métodos de Newton e pontos interiores”, Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos – SP, 2001.

Monticelli, A. J., “Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica”, São Paulo – SP, Editora Edgard Blücher Ltda., 1983.

BIBLIOGRAFIA CONSULTADA

- Brighenti, C.R.F.**, “Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico”, Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo, São Paulo - SP, 2003.
- ONS**, “Operação do Sistema Interligado Nacional – Dados Relevantes de 2003”, Operador Nacional do Sistema, Rio de Janeiro – RJ, 2003
- Balestieri, J. A. P.**, “Cogeração – Geração Combinada de Eletricidade e Calor”, Florianópolis – SC, Editora da UFSC, 2002.
- ANEEL**, “Projeto BRA/00/029 – Capacitação do Setor Elétrico Brasileiro em Relação à Mudança Global do Clima – Panorama do Potencial de Biomassa no Brasil”, Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília – DF, 2002.