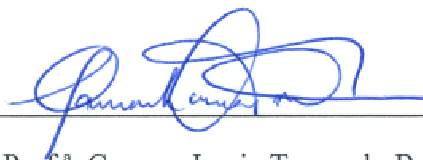


INVESTIGAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE GERAÇÃO DISPERSA BASEADA EM
FONTES ALTERNATIVAS NA TARIFICAÇÃO DE USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO

Lenilson Veiga Mattos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

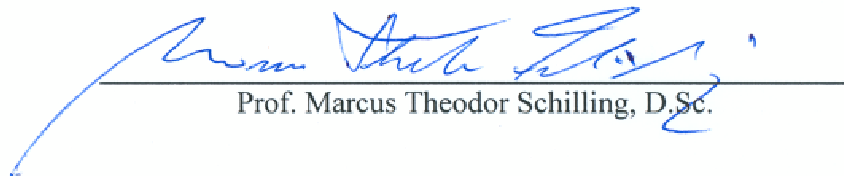
Aprovada por:



Prof^a. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.



Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.



Prof. Marcus Theodor Schilling, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2005

MATTOS, LENILSON VEIGA

Investigação da Influência de Geração
Dispersa Baseada em Fontes Alternativas na
Tarifação do Uso do Sistema de Transmissão
[Rio de Janeiro] 2005

XI, 111 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M.Sc., Engenharia Elétrica, 2005)

Tese – Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE

1. Impacto da Geração Dispersa na Tarifa
de Uso do Sistema de Transmissão
2. Metodologia Nodal
3. Despacho Energético Ótimo
4. Despacho Elétrico Ótimo

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

A minha esposa, Danielle
e aos meus pais, Lenine e Ivone

Agradecimentos

Seria impossível citar nominalmente todos aqueles que contribuíram direta e indiretamente para a concretização deste importante marco na vida acadêmica, profissional e pessoal. Por isto, agradeço a todos que, de alguma forma, colaboraram para a conclusão deste trabalho.

Em especial agradeço a minha esposa Danielle, pela compreensão da importância profissional e pessoal da execução deste trabalho e da conseqüente ausência do convívio familiar durante os períodos do curso e de execução da pesquisa. Agradeço também, aos meus queridos pais Lenine Veiga Mattos Filho e Ivone Kerppers Mattos, que sempre me motivaram a seguir em frente.

Não posso deixar de registrar meu agradecimento ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS por permitir o uso das ferramentas computacionais essenciais para a confecção deste trabalho e enfatizar a importância dos meus colegas de trabalho que me apoiaram e ajudaram na execução da pesquisa.

Gostaria de registrar meu agradecimento especial aos Eng^{os} João Carlos Ferreira da Luz, Luiz Renato Monteiro Regino, Alice Helena de França Azevedo, Paulo Gerson Cayres Loureiro, Nathalie Vera Mouron, Luiz Marcelo de Oliveira Souza.

Finalmente agradeço a Deus, principal responsável pelas inúmeras oportunidades que se fizeram presentes na minha vida.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

INVESTIGAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE GERAÇÃO DISPERSA BASEADA EM
FONTES ALTERNATIVAS NA TARIFICAÇÃO DO USO DO SISTEMA DE
TRANSMISSÃO

Lenilson Veiga Mattos

Abril/2005

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

O presente trabalho tem como objetivo investigar a influência da geração dispersa no cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) utilizando-se a metodologia adotada no Brasil, bem como avaliar a forma de representação e os parâmetros influenciados por estes novos empreendimentos na metodologia. Aliado a isso, este trabalho visa também investigar a influência do despacho adotado no cálculo das tarifas, considerando-se a maior penetração de geração dispersa baseada em fontes alternativas e geração termelétrica, com o intuito de aproximá-lo da realidade da operação do sistema elétrico brasileiro e com isso calcular tarifas mais justas em relação ao real uso da rede de transmissão.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF DISPERSED GENERATION BASED
ON RENEWABLE ENERGY SOURCES ON THE TARIFF FOR USE OF
TRANSMISSION NETWORK

Lenilson Veiga Mattos

April/2005

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This work analyzes the influence of the integration of dispersed generation, especially those based on renewable energy sources, in the calculation of the Tariff for Use of Transmission Network (TUST) and in the parameters that compose the methodology adopted in Brazil. The document shows proposals to represent the different types of dispersed generation in this methodology. Besides, this work analyzes the influence of the dispatch used in the TUST calculation and investigates others models of dispatch calculation in order to make it more similar to the Brazilian electric system operation and therefore enable the calculation of fair tariffs based on the actual use of the transmission network.

Sumário

LISTA DE FIGURAS.....	IX
LISTA DE TABELAS.....	X
CAPÍTULO I: INTRODUÇÃO	1
CAPÍTULO II: A GERAÇÃO DISPERSA E A TARIFAÇÃO DO USO DA TRANSMISSÃO.....	5
II.1 A GERAÇÃO DISPERSA NO BRASIL	5
II.2 O PROINFA	7
II.3 METODOLOGIAS DE CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DA TRANSMISSÃO	13
II.4 TRATAMENTO DADO A GERAÇÃO DISPERSA NA TARIFAÇÃO	19
II.4.1 <i>Situação em Alguns Países</i>	22
II.4.2 <i>Situação no Brasil</i>	26
CAPÍTULO III: METODOLOGIA NODAL	28
III.1 FORMULAÇÃO BÁSICA.....	28
III.2 CRITÉRIO DE DESPACHO PARA ESTABELECIMENTO DO CASO BASE.....	34
III.3 CUSTOS DE REPOSIÇÃO DAS INSTALAÇÕES DA REDE BÁSICA.....	38
III.4 AJUSTE DAS TARIFAS PARA COBERTURA DA RECEITA ANUAL PERMITIDA.....	39
III.5 TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO (TUST)	40
III.6 CASO EXEMPLO DA METODOLOGIA NODAL	40
CAPÍTULO IV: TRATAMENTO DA GERAÇÃO DISPERSA NA METODOLOGIA NODAL	50
IV.1 PARÂMETROS E CRITÉRIOS INVESTIGADOS.....	50
IV.2 DESPACHO ECONÔMICO	56
IV.3 DESPACHO ENERGÉTICO ÓTIMO.....	61
CAPÍTULO V: RESULTADOS.....	65

V.1	DESCRIÇÃO DO SISTEMA ANALISADO.....	65
V.2	ANÁLISE DO FATOR DE PONDERAÇÃO	71
V.3	REPRESENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISPERSA NA METODOLOGIA NODAL.....	73
V.4	AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISPERSA NA TUST.....	75
V.5	INVESTIGAÇÃO DE NOVOS MÉTODOS DE OBTENÇÃO DO DESPACHO	85
	<i>V.5.1 Investigação do Despacho Econômico</i>	<i>86</i>
	<i>V.5.2 Investigação do Despacho Energético Ótimo.....</i>	<i>91</i>
	<i>V.5.3 Comparação entre os Critérios de Obtenção do Despacho</i>	<i>96</i>
	CAPÍTULOVI: CONCLUSÃO.....	103
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108

Lista de Figuras

FIGURA 1 - SISTEMA EXEMPLO PARA A METODOLOGIA SELO POSTAL.....	14
FIGURA 2 - SISTEMA EXEMPLO PARA A METODOLOGIA CAMINHO CONTRATADO.....	15
FIGURA 3 - SISTEMA EXEMPLO PARA A METODOLOGIA MW-MILHA.....	16
FIGURA 4 - FATOR DE PONDERAÇÃO PARA GERADOR – RES. ANEEL 282/99.....	32
FIGURA 5 - FATOR DE PONDERAÇÃO PARA CONSUMIDOR – RES. ANEEL 282/99.....	32
FIGURA 6 - FATOR DE PONDERAÇÃO PARA GERADOR E CONSUMO – RES. 117/04.....	33
FIGURA 7 - CASO EXEMPLO COM 5 BARRAS	41
FIGURA 8 - NOVO EXEMPLO COM NOVA GERAÇÃO.....	46
FIGURA 9- SISTEMA NORDESTE [FONTE: WWW.ONS.ORG.BR/SIN/MAPASDOSIN]	66
FIGURA 10- SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA BAHIA [FONTE: WWW.ONS.ORG.BR/PAR].....	67
FIGURA 11- SISTEMA DE TRANSMISSÃO DO CEARÁ [FONTE: WWW.ONS.ORG.BR/PAR]....	69
FIGURA 12- SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE PE E RN [FONTE: WWW.ONS.ORG.BR/PAR]..	70

Lista de Tabelas

TABELA 1 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO INSTALADA ATÉ 31/12/2004.....	6
TABELA 2 – PREVISÃO DA CAPACIDADE DE GERAÇÃO INSTALADA ATÉ 2009.....	6
TABELA 3 – PROJETOS SELECIONADOS NO PROINFA - BIOMASSA.....	8
TABELA 4 – PROJETOS SELECIONADOS NO PROINFA - EÓLICA.....	9
TABELA 5 – PROJETOS SELECIONADOS NO PROINFA - PCH.....	11
TABELA 6 – USINAS BASEADAS EM FONTES ALTERNATIVAS QUE SERÃO CONSIDERADOS NO PRÓXIMO PERÍODO TARIFÁRIO DA TUST.....	13
TABELA 7 – METODOLOGIAS ADOTADAS EM ALGUNS PAÍSES.....	19
TABELA 8 – CAPACIDADES E CUSTOS PADRONIZADOS DOS CIRCUITOS DA REDE.....	43
TABELA 9 – FATORES DE PONDERAÇÃO PARA OS CIRCUITOS DO CASO EXEMPLO.....	43
TABELA 10 – TARIFA DE GERAÇÃO SEM AJUSTE.....	44
TABELA 11 – TARIFA DE CARGA SEM AJUSTE.....	44
TABELA 12 –TUST ANUAL DE CARGA E GERAÇÃO PARA CADA BARRA DO CASO EXEMPLO.....	45
TABELA 13 –TUST MENSAL DE CARGA E GERAÇÃO PARA CADA BARRA DO CASO EXEMPLO.....	45
TABELA 14 – FATORES DE PONDERAÇÃO PARA OS CIRCUITOS DO NOVO EXEMPLO.....	46
TABELA 15 – TARIFA DE GERAÇÃO SEM AJUSTE PARA O NOVO EXEMPLO.....	47
TABELA 16 – TARIFA DE CARGA SEM AJUSTE PARA O NOVO EXEMPLO.....	47
TABELA 17 –TUST ANUAL DE CARGA E GERAÇÃO PARA CADA BARRA DO NOVO EXEMPLO.....	48
TABELA 18 –TUST MENSAL DE CARGA E GERAÇÃO PARA CADA BARRA DO NOVO EXEMPLO.....	48
TABELA 19 –VARIÁVEIS ASSOCIADAS AOS LIMITES FÍSICOS E OPERATIVOS.....	58
TABELA 20 – VALORES PERCENTUAIS DA EA EM RELAÇÃO À PD – EOL, BIO E PCH..	64
TABELA 21 – COMPARAÇÃO LIMITES DE CARREGAMENTO - RESOLUÇÃO ANEEL 282/99	71
TABELA 22 – COMPARAÇÃO LIMITES DE CARREGAMENTO – 0% E 100%.....	72

TABELA 23 – COMPARAÇÃO DAS REPRESENTAÇÕES PROPOSTAS PARA A EOL.....	74
TABELA 24 – NOVA COMPARAÇÃO DAS REPRESENTAÇÕES PROPOSTAS PARA A EOL	74
TABELA 25 –RESUMO DA REPRESENTAÇÃO DAS NOVAS USINAS DO CEARÁ	77
TABELA 26 –FLUXO DOS CIRCUITOS PRÓXIMOS ÀS USINAS	77
TABELA 27 – COMPARAÇÃO DA PARCELA LOCACIONAL DA TUST	78
TABELA 28 – DESCRIÇÃO DA CONEXÃO DAS USINAS FICTÍCIAS - BIOMASSA	80
TABELA 29 – DESCRIÇÃO DA CONEXÃO DAS USINAS FICTÍCIAS - PCH	80
TABELA 30 – DESCRIÇÃO DA CONEXÃO DAS USINAS FICTÍCIAS – EÓLICA	81
TABELA 31 – FLUXO DOS CIRCUITOS PRÓXIMOS ÀS USINAS - BIOMASSA	81
TABELA 32 – COMPARAÇÃO DA PARCELA LOCACIONAL DA TUST - BIOMASSA	82
TABELA 33 – FLUXO DOS CIRCUITOS PRÓXIMOS ÀS USINAS - PCH.....	82
TABELA 34 – COMPARAÇÃO DA PARCELA LOCACIONAL DA TUST - PCH	83
TABELA 35 –FLUXO DOS CIRCUITOS PRÓXIMOS ÀS USINAS - EOL.....	83
TABELA 36 – COMPARAÇÃO DA PARCELA LOCACIONAL DA TUST - EOL	84
TABELA 37 – USINAS EXISTENTES NO SISTEMA EQUIVALENTE NORDESTE.....	86
TABELA 38 – DADOS DE CUSTO E LIMITES DE GERAÇÃO.....	87
TABELA 39 – COMPARAÇÃO DESPACHO - FPO X NODAL	88
TABELA 40 – COMPARAÇÃO PARCELA LOCACIONAL DA TUST - FPO X NODAL	90
TABELA 41 – COMPARAÇÃO DESPACHO - ENERGÉTICO X NODAL	93
TABELA 42 – COMPARAÇÃO PARCELA LOCACIONAL DA TUST - ENERGÉTICO X NODAL	94
TABELA 43 – REPRESENTAÇÃO DAS NOVAS USINAS NO MODELO ENERGÉTICO	95
TABELA 44 – COMPARAÇÃO DESPACHOS - FPO X NODAL X ENERGÉTICO	97
TABELA 45 – COMPARAÇÃO PARCELA LOCACIONAL DA TUST - NOVO FPO X NODAL X ENERGÉTICO.....	98
TABELA 46 – COMPARAÇÃO DESPACHOS - FPO – 2 CENÁRIOS X NODAL X ENERGÉTICO	99
TABELA 47 – COMPARAÇÃO PARCELA LOCACIONAL DA TUST - FPO – 2 CENÁRIOS X NODAL X ENERGÉTICO	100
TABELA 48 – COMPARAÇÃO DESPACHOS - NOVO NODAL X ENERGÉTICO.....	101
TABELA 49 – COMPARAÇÃO PARCELA LOCACIONAL DA TUST - NOVO NODAL X ENERGÉTICO.....	102

Capítulo I:

Introdução

Os sistemas de energia elétrica têm experimentado modificações significativas da sua estrutura técnica e comercial. O tradicional modelo verticalmente integrado está sendo substituído por um modelo no qual as atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização têm sido desagregadas e tornadas autônomas. Estas modificações enquadram-se num processo de liberalização que visa à redução de custos e à procura de maior eficiência técnica e econômica.

A regulamentação do projeto de reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro estabeleceu que a compra e a venda de energia elétrica deverão ser contratadas separadamente do acesso e do uso dos sistemas de transmissão e distribuição e instituiu as condições gerais de contratação desse acesso. As tarifas correspondentes deverão assegurar tratamento não discriminatório aos usuários, estimular novos investimentos na expansão dos sistemas, induzir a utilização racional dos sistemas e minimizar os custos de ampliação ou utilização dos sistemas elétricos.

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), definida com o objetivo de remunerar o serviço de transmissão prestado a cada acessante, tem um papel relevante na definição da atratividade de cada projeto e na escolha do investidor diante das possíveis alternativas de conexão de seu empreendimento à rede elétrica. Busca-se, através desta, uma sinalização econômica aos agentes investidores em geração e distribuição, que garanta a remuneração dos investimentos em expansão da rede elétrica e o atendimento ao mercado consumidor dentro dos critérios de qualidade estabelecidos pelos órgãos operadores e reguladores do sistema elétrico global.

Em simultâneo, tem-se verificado um crescimento significativo da produção de energia baseada em geração dispersa e independente, ligada fundamentalmente nas redes de distribuição. Estas instalações de produção exploram recursos energéticos renováveis ou são constituídas por unidades de co-geração, utilizando diferentes

tecnologias de conversão de energia. As novas tecnologias de conversão de energia têm tido maior utilização na exploração da energia eólica, fotovoltaica e espera-se que futuramente em células combustíveis.

A razão econômica do forte crescimento deste tipo de produção resulta do aparecimento de incentivos econômicos (subsídios ao investimento inicial ou remuneração elevada da energia produzida ou entregue à rede), o que têm tornado muito atrativo este investimento em alguns países. A recente disponibilização de gás natural, importado da Bolívia e da Argentina, e a identificação de potenciais eólicos significativos, nomeadamente no nordeste do país, justificam o interesse pelo crescimento da produção independente, sendo de salientar os benefícios esperados, em termos de reduções de perdas nas redes, que resultarão da integração desta produção de eletricidade o mais próximo possível de áreas de consumo.

É possível verificar que este tipo de produção constitui um novo paradigma, uma vez que rompe com os esquemas de produção centralizada obrigando necessariamente a uma substituição dos procedimentos de concepção de planejamento e operação dos sistemas elétricos.

Com o aumento da participação deste tipo de produção na matriz energética é, também, importante que seja realizada uma análise do impacto nas tarifas de uso do sistema de transporte causado pela conexão da geração dispersa.

Assim, este trabalho tem como objetivo investigar a influência da geração dispersa no cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) utilizando-se a metodologia adotada no Brasil, bem como avaliar a forma de representação e os parâmetros influenciados por estes novos empreendimentos na metodologia. Aliado a isso, este trabalho visa também investigar a influência do despacho adotado no cálculo das tarifas, considerando-se a maior penetração de geração dispersa baseada em fontes alternativas e geração térmica.

É importante ressaltar que o termo geração dispersa está sendo empregado neste trabalho para caracterizar empreendimentos de geração de pequeno porte espalhados ao longo do sistema elétrico, e em geral próximos aos centros de carga, em contraste com o

conceito de geração centralizada, que se caracteriza por grandes empreendimentos localizados longe dos centros de consumo.

Um dos fatores incentivadores da realização desta pesquisa de tese foi o convite do Ministério de Minas e Energia – MME, no âmbito de um projeto do PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, para realização do estudo “Avaliação do Impacto da Conexão de Geração Distribuída nas Características Elétricas de Sistemas de Potência” [1]. Este estudo analisou o impacto da conexão desses empreendimentos tanto nas características técnicas (carregamento, perdas, balanço de potência, etc) como econômicas (tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição). A demanda pelo estudo surgiu da necessidade do MME de avaliar tecnicamente o impacto esperado pelo aumento da penetração de empreendimentos de geração dispersa, bem como analisar a adequabilidade da Resolução Normativa ANEEL 77/04 [2], que estabelece o percentual de redução de 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, aplicáveis aos empreendimentos caracterizados como geração distribuída, produção independente e autoprodução, entre outros.

Desta forma, o trabalho foi estruturado nos seguintes capítulos:

No Capítulo II é mostrada a importância da geração dispersa, baseada em fontes alternativas, na tarifação do uso do sistema de transmissão devido à previsão do aumento da participação deste tipo de produção na matriz energética. É mostrado como este tipo de geração está sendo tratada em alguns países e principalmente no Brasil que possui um programa de incentivo as fontes alternativas (PROINFA). Neste capítulo são detalhadas algumas metodologias de precificação do uso do sistema de transmissão, bem como, o PROINFA.

No Capítulo III é apresentada de forma detalhada a metodologia Nodal, salientando seus critérios e parâmetros e as modificações regulatória ocorridas recentemente. Destaca-se neste capítulo a apresentação detalhada da parcela locacional da TUST e do critério de despacho proporcional existente na metodologia Nodal.

O Capítulo IV apresenta todos os estudos realizados no trabalho tendo como objetivo final a investigação do impacto causado pela geração dispersa no cálculo da TUST. Serão estudados os parâmetros da metodologia Nodal influenciados pela inserção da geração dispersa, bem como, a forma de se representar estas usina nesta metodologia. Além disso, serão investigados novos métodos de estabelecimento do despacho básico para a metodologia Nodal.

O Capítulo V apresenta os resultados e as análises dos estudos propostos no capítulo anterior, realizados sobre um sistema real equivalente da região Nordeste do Brasil.

No capítulo VI são mostradas as conclusões feitas através das análises dos estudos propostos no trabalho. Além disso, o capítulo apresenta as propostas de trabalhos futuros baseados nos resultados obtidos.

Capítulo II:

A Geração Dispersa e a Tarifação do Uso da Transmissão

A tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) no Brasil é calculada baseada na metodologia Nodal e tem como proposta básica a cobrança do uso da rede de transmissão em função de cada nó de conexão da mesma. A inserção de um novo usuário na rede de transmissão causa um impacto na matriz tarifária e, conseqüentemente, uma variação na TUST de todos os outros nós desta rede. O montante de potência produzido, oriundo da geração dispersa, é pequeno atualmente e a sua influência na TUST não é ainda significativa. No entanto, com a tendência verificada de aumento deste tipo de produção, observa-se a necessidade de se avaliar o impacto da geração dispersa na TUST. Já existem casos no Brasil de empreendimentos baseados em fontes alternativas que se conectarão diretamente na rede de transmissão o que reforça a importância da análise da influência destes novos empreendimentos no cálculo da TUST e da investigação da possibilidade de se representar adequadamente, na metodologia Nodal, as características específicas dos novos tipos de produção de energia, como por exemplo, as usinas eólicas.

II.1 A Geração Dispersa no Brasil

A produção de energia no sistema elétrico Brasileiro é caracterizada fundamentalmente pela existência de grandes instalações de produção com uma esmagadora componente hidrelétrica.

Este sistema centralizado de produção tem-se revelado insuficiente para satisfazer as necessidades energéticas do país, tendo em conta o crescimento verificado do consumo e a grande dependência hidrológica deste tipo de produção.

Em simultâneo, nos últimos anos tem-se verificado também a introdução de modificações regulatórias importantes que contribuem para reduzir a estrutura

monopolista do sistema e o aparecimento de programas especiais que incentivam as novas tecnologias de conversão de energia e com isso, a diversificação da matriz energética nacional. Dentro deste contexto, é importante destacar a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) [3], que estabelece em sua primeira etapa a contratação de 3.300 MW de potência a serem integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) até dezembro de 2006, produzidas por fontes alternativas baseadas em energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas, sendo 1.100MW para cada tipo de fonte. Atingida a meta de 3.300 MW, se inicia a segunda etapa do programa que consiste em fazer com que as fontes alternativas baseadas em energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas atendam a 10% do consumo anual de energia elétrica no país, objetivo a ser alcançado em até 20 anos.

As tabelas 1 e 2 abaixo apresentam a tendência de se ter uma matriz energética mais diversificada e o potencial existente no Brasil para o aproveitamento das fontes alternativas de energia, destacando as incentivadas pelo PROINFA. Estas informações podem ser obtidas no site da ANEEL (www.aneel.gov.br/fiscalização/geração).

Tabela 1 – Capacidade de Geração Instalada até 31/12/2004

Capacidade Instalada até 31/12/2004		
Tipo	Potência (MW)	Percentual na matriz energética (%)
Usina Hidrelétrica	67.777,70	76,55
Usina Termelétrica	19.437,10	21,95
Biomassa	76,00	0,09
Usina Eólica	28,60	0,03
Pequena Central Hidrelétrica	1.219,60	1,38
Total	88.539,00	

Tabela 2 – Previsão da Capacidade de Geração Instalada até 2009

Previsão da Capacidade Instalada até 2009			
Tipo	Potência (MW)	Percentual na matriz energética (%)	Crescimento 2004-2009 (%)
Usina Hidrelétrica	77.273,80	61,35	14,01
Usina Termelétrica	35.202,50	27,95	81,11
Biomassa	2.227,20	1,77	2.830,52
Usina Eólica	6.670,10	5,30	23.221,02
Pequena Central Hidrelétrica	4.569,10	3,63	274,64
Total	125.942,70		42,24

II.2 O PROINFA

O PROINFA tem como objetivo o aumento da participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), visando à diversificação da matriz energética brasileira.

O PROINFA também visa reduzir a emissão de gases de efeito estufa, nos termos do Protocolo de Kyoto, aprovado pelo Decreto Legislativo 144/2002 [4], contribuindo para o desenvolvimento sustentável.

O PROINFA será administrado pelo Ministério de Minas e Energia, que entre outras atribuições, destacam-se:

- Estabelecer o planejamento anual de ações a serem implementadas, definindo o montante anual de contratação das fontes alternativas de energia e tentar minimizar o valor dos custos que serão repassados aos consumidores finais;
- Editar, com antecedência a Chamada Pública, e o Guia de Habilitação por Fonte, estabelecendo as informações necessárias à participação e habilitação de cada empreendimento no PROINFA;
- Definir o cronograma da Chamada Pública.

A Chamada Pública é o ato de publicidade adotado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A (ELETROBRÁS) para a compra de energia elétrica no âmbito do PROINFA, obedecendo à legislação aplicável e às regras do Guia de Habilitação por Fonte.

Na Chamada Pública, a ELETROBRÁS obedecerá algumas diretrizes básicas definidas pelo Poder Executivo, destacando-se a diretriz de que somente poderão participar da Chamada Pública produtores que se comprometam a atingir um grau de nacionalização dos equipamentos e serviços de, no mínimo, sessenta por cento em valor em cada empreendimento.

O programa promoverá, na sua primeira etapa, a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de funcionamento previsto para até 30 de dezembro de 2006, sendo assegurada pela ELETROBRÁS, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos. Estes 3.300 MW deverão ser distribuídos igualmente em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa, isto é, 1.100 MW para a fonte eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas.

Atualmente, após duas Chamadas Públicas, estão selecionados 157 empreendimentos sendo que deste total 50 são da fonte biomassa, 48 da eólica e 59 das pequenas centrais hidrelétricas.

Na tabela 3 são mostrados os projetos selecionados da fonte alternativa biomassa.

Tabela 3 – Projetos Selecionados no PROINFA - Biomassa

Biomassa			
Empreendimento	U.F	Potência (kW)	Tensão (kV)
Coruripe	AL	16.000	69
Jitituba Santo Antonio	AL	15.000	69
DISA	ES	30.500	138
Lasa	ES	14.000	69
Paineiras	ES	16.000	34,5
Cooper - Rubi	GO	15.600	34,5
CRV	GO	16.000	69
Goianésia	GO	6.100	34,5
Goiasa Goiatuba	GO	42.520	69
Jales Machado	GO	12.000	69
Nova Geração	GO	25.000	34,5
Dasa	MG	5.000	69
Delta	MG	35.000	138
Santo Ângelo	MG	22.000	69
Volta Grande	MG	30.000	69
Brasilândia	MS	8.000	34,5
Santa Olinda	MS	5.400	34,5
Sidrolândia	MS	15.000	34,5
Sonora	MS	16.000	34,5
Giasa S/A	PB	20.000	69
Energia Ambiental	PE	30.000	69
JB	PE	33.200	69

Cocamar Maringá	PR	10.000	34,5
ECOLUZ	PR	10.000	34,5
Santa Terezinha	PR	27.540	138
São Tomé	PR	20.000	34,5
USACIGA	PR	40.000	138
Winimport	PR	7.000	34,5
Baia Formosa	RN	32.000	69
Estivas	RN	15.000	69
GEEA Alegrete	RS	8.000	13,8
Battistella	SC	12.000	13,8
Iolando Leite	SE	5.000	69
Água Bonita	SP	15.800	88
Canaã	SP	30.000	138
Cerradinho	SP	50.000	138
Costa Pinto	SP	53.640	138
Diamante	SP	33.000	138
Ipaussu	SP	34.000	88
Mandú	SP	20.200	138
Maracaí	SP	36.820	88
MB	SP	30.600	138
Pioneiros	SP	28.400	138
RAFARD	SP	32.800	138
Ruette	SP	24.400	69
Santa Elisa	SP	15.000	138
Santa Helena	SP	28.650	138
São Francisco	SP	23.800	138
São João	SP	18.670	138
São Luiz	SP	36.000	138
Total		1.126.640	

Na tabela 4 são apresentados os projetos selecionados da fonte alternativa eólica.

Tabela 4 – Projetos Selecionados no PROINFA - Eólica

<i>Eólica</i>			
<i>Empreendimento</i>	<i>U.F</i>	<i>Potência (kW)</i>	<i>Tensão (kV)</i>
Beberibe	CE	25.200	34,5
Canoa Quebrada	CE	57.000	34,5
Enacel	CE	31.500	69
Formosa	CE	26.208	69
Foz do Rio Choró	CE	25.200	34,5

Lagoa do Mato	CE	3.230	69
Praia do Morgado	CE	28.800	138
Praias de Parajuru	CE	28.800	69
Volta do Rio	CE	42.000	138
Albatroz	PB	4.500	13,8
Alhandra	PB	5.400	13,8
Atlântica	PB	4.500	13,8
Camurim	PB	4.500	13,8
Caravela	PB	4.500	13,8
Coelhos I	PB	4.500	13,8
Coelhos II	PB	4.500	13,8
Coelhos III	PB	4.500	13,8
Coelhos IV	PB	4.500	13,8
Mataraca	PB	4.500	13,8
Millenium	PB	10.200	13,8
Presidente	PB	4.500	13,8
Vitória	PB	4.250	13,8
Gravatá Fruitrade	PE	4.250	69
Mandacaru	PE	4.250	69
Pirauá	PE	4.250	69
Santa Maria	PE	4.250	69
Xavante	PE	4.250	69
Pedra do Sal	PI	17.950	69
Gargaú	RJ	28.050	69
Quintanilha Machado	RJ	135.000	138
Alegria II	RN	64.700	69
RN 15 - Rio do Fogo	RN	49.300	69
Dos Índios	RS	50.000	138
Elebras Cidreira I	RS	70.000	69
Osório	RS	50.000	138
Palmares	RS	7.562	138
Sangradouro	RS	50.000	138
Água Doce	SC	9.000	34,5
Amparo	SC	21.400	69
Aquibatã	SC	30.000	69
Bom Jardim	SC	30.000	138
Campo Belo	SC	9.600	69
Cascata	SC	4.800	69
Cruz Alta	SC	30.000	69
Pulpito	SC	30.000	69

Rio do Ouro	SC	30.000	138
Salto	SC	30.000	69
Santo Antônio	SC	1.930	138
Total		1.103.330	

Na tabela 5 são mostradas as pequenas centrais hidrelétricas selecionadas.

Tabela 5 – Projetos Selecionados no PROINFA - PCH

<i>Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH</i>			
<i>Empreendimento</i>	<i>U.F</i>	<i>Potência (kW)</i>	<i>Tensão (kV)</i>
Cachoeira da Lixa	BA	14.800	138
Colino 1	BA	11.000	138
Colino 2	BA	16.000	138
Fumaça IV	ES	4.500	13,8
São Joaquim	ES	21.000	69
São Pedro	ES	30.000	69
São Simão	ES	27.000	69
Irara	GO	30.000	69
Jataí	GO	30.000	69
Mambaí II	GO	12.000	69
Mosquitão	GO	30.000	138
Piranha	GO	18.000	69
Retiro Velho	GO	18.000	138
Areia Branca	MG	20.000	69
Bonfante	MG	19.000	138
Cachoeira Grande	MG	10.000	69
Carangola	MG	15.000	138
Cocais Grande	MG	10.000	69
Funil	MG	22.500	69
Alto Sucuriú	MS	29.000	138
Aquarius	MS	4.200	34,5
Buriti	MS	30.000	138
Ponte Alta	MS	13.000	34,5
Canoa Quebrada	MT	28.000	69
Eng. José Gelásio da Rocha	MT	23.700	138
Nhandu	MT	13.000	138
Rochedo	MT	9.000	138
Rondonópolis	MT	26.600	138
São Tadeu I	MT	18.000	138
Sen. J. Pinheiro	MT	5.940	34,5

Sete Quedas	MT	11.660	138
Zé Fernando	MT	29.100	138
Novo Horizonte	PR	15.000	69
Calheiros	RJ	19.000	69
Monte Serrat	RJ	25.000	138
Santa Fé	RJ	30.000	138
Santa Rosa II	RJ	30.000	69
Tudelândia	RJ	2.400	13,8
Caçador	RS	22.500	69
Carlos Gonzatto	RS	9.000	23
Cotiporã	RS	19.500	69
Da Ilha	RS	26.000	69
Esmeralda	RS	22.200	69
Jararaca	RS	28.000	69
Linha Emília	RS	19.500	69
São Bernardo	RS	15.000	23
Alto Irani	SC	21.000	69
Arvoredo	SC	11.000	69
Flor do Sertão	SC	16.500	23
Ludesa	SC	26.200	25
Plano Alto	SC	16.000	69
Salto das Flores	SC	6.700	69
Santa Laura	SC	15.000	13,8
Água Limpa	TO	14.000	138
Areia	TO	11.400	138
Boa Sorte	TO	16.000	138
Lagoa Grande	TO	21.500	138
Porto Franco	TO	30.000	138
Riacho Preto	TO	9.300	138
Total		1.097.700	

Nove destes empreendimentos já têm o Contrato de Uso do Serviço de Transmissão (CUST) assinado, pois se conectam diretamente à rede de transmissão. O CUST é o contrato celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e os usuários, que estabelece os termos e condições para o uso da Rede Básica, que engloba os equipamentos de transmissão com tensão maior ou igual a 230 kV, por um usuário. Assim, estes usuários devem ser considerados no cálculo da TUST. Cinco já estarão sendo considerados no próximo período tarifário da TUST que vai de 01 de julho de

2005 até 30 de junho de 2006. Na tabela 6 são apresentados estes cinco empreendimentos.

Tabela 6 – Usinas baseadas em Fontes Alternativas - TUST

Empreendimento	U.F	Conexão	Data da Entrada em Operação	Potência Injetada no Sistema (MW)
CGE Parque Eólico ENACEL	CE	Russas II – 230kV	24/02/2006	31,50
CGE Elebrás Cidreira 1	RS	Osório 2 – 69kV	01/06/2006	69,50
CGE Rio do Fogo	RN	Natal 2 – 69kV	01/04/2006	49,30
CGE Canoa Quebrada	CE	Russas II – 230kV	30/05/2006	57,00
CGE Sangradouro	RS	Osório 2 – 230kV	01/06/2006	48,00

II.3 Metodologias de Cálculo das Tarifas de Uso da Transmissão

Na nova estrutura técnica e comercial dos sistemas de energia elétrica, percebe-se que um dos objetivos a ser perseguido consiste na minimização dos custos de uso da rede de transmissão pelos seus diversos usuários. Identificados estes custos a serem remunerados, torna-se necessário realizar a distribuição dos mesmos entre os usuários.

Qualquer metodologia que tenha o objetivo de alocar os custos do uso do sistema de transmissão de forma justa e eficiente deve atender a alguns princípios básicos:

- Ser de entendimento simples e transparente na sua aplicação para todos os usuários do sistema de transmissão;
- Não permitir um tratamento diferenciado entre os usuários de mesma natureza, isto é, tratamento igual para os iguais;
- Ser coerente e aderente em relação à forma de operação e de expansão do sistema de transmissão;
- Alocar os custos do sistema de transmissão de acordo com o uso provocado por cada usuário, isto é, quem usa mais deve pagar mais;

- Promover a eficiência econômica, através de uma sinalização adequada que leve a uma minimização dos investimentos em expansão e operação do sistema de transmissão.

Para realizar a alocação dos custos do uso da rede de transmissão existem várias metodologias [5]. Pode-se destacar as seguintes metodologias:

- Selo Postal (Postage Stamp): é a metodologia que estabelece uma tarifa única para todos os usuários do sistema, independente do seu ponto de conexão à rede de transmissão e, conseqüentemente, do seu impacto no uso da mesma. Um exemplo, com a entrada de um novo gerador (Gn), é mostrado na figura 1.

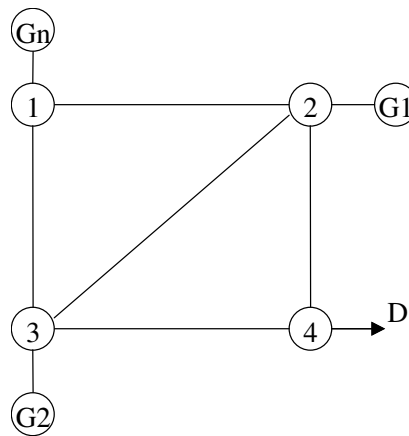


Figura 1 - Sistema Exemplo para a Metodologia Selo Postal

Nesse caso, a tarifa para os usuários (T_u) será definida pela equação (2.1):

$$T_u = C_{TOT} / (D + G1 + G2 + Gn) \quad (2.1)$$

Onde:

C_{TOT} : custo total do sistema de transmissão.

- Caminho Contratado: nessa metodologia o caminho pelo qual a energia deverá passar é previamente definido entre distribuidor e gerador, geralmente sem se preocupar com as instalações que por ventura existam entre esses dois pontos. Neste tipo de metodologia a variação de 1 MW na barra de geração, é compensada por uma variação igual na barra do consumidor com ele contratado. Todos os encargos com o sistema de transmissão além de eventuais

expansões ou reforços são de responsabilidade do consumidor. Um exemplo, de um contrato entre um gerador (Gn) e uma carga (D), é mostrado na figura 2.

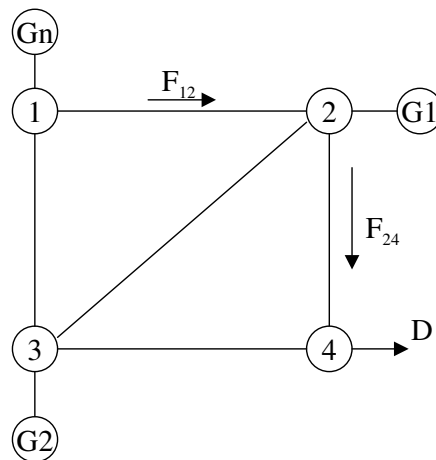


Figura 2 - Sistema Exemplo para a Metodologia Caminho Contratado

Nesse caso o usuário D terá sua tarifa (Td) definida pela equação (2.2):

$$T_d = \alpha \times (C_{12} + C_{24}) \quad (2.2)$$

Onde: C_{12} e C_{24} são os custos do circuito 1-2 e 2-4 respectivamente, e α é um fator negociado.

A falha dessa metodologia é que a energia não segue exatamente o caminho especificado, distribuindo-se por toda a malha. Sendo assim as partes envolvidas no contrato fazem uso de linhas pelas quais não estão pagando.

- MW-Milha: essa metodologia toma como base de cálculo o custo de cada linha e os respectivos fluxos de potência nas mesmas. Executa-se um fluxo de potência DC para calcular o aumento do fluxo em cada linha devido à inserção de um novo usuário, tomando-se como base o fluxo da malha antes da inserção do mesmo. O usuário pagará pelo incremento causado em cada linha. Um exemplo, com a entrada de um novo gerador (Gn) e a variação do fluxo inicial (Fi) causado por ele, é mostrado na figura 3.

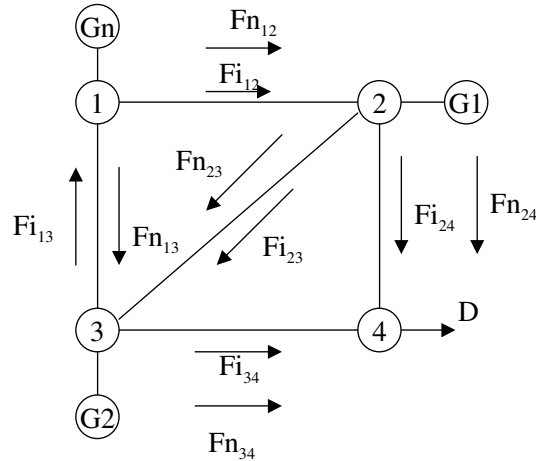


Figura 3 - Sistema Exemplo para a Metodologia MW-Milha

Nesse caso, a tarifa (T_g) para o usuário G_n será definida pela equação (2.3):

$$T_g = \frac{C_{12} \times F_{n12}}{F_{12}} + \frac{C_{13} \times F_{n13}}{F_{13}} + \frac{C_{23} \times F_{n23}}{F_{23}} + \frac{C_{24} \times F_{n24}}{F_{24}} + \frac{C_{34} \times F_{n34}}{F_{34}} \quad (2.3)$$

E a tarifa (T_d) para o usuário D será definida pela equação (2.4):

$$T_d = \frac{C_{12} \times F_{i12}}{F_{12}} + \frac{C_{13} \times F_{i13}}{F_{13}} + \frac{C_{23} \times F_{i23}}{F_{23}} + \frac{C_{24} \times F_{i24}}{F_{24}} + \frac{C_{34} \times F_{i34}}{F_{34}} \quad (2.4)$$

Onde:

$F_{n_{ij}}$ = parcela que flui na linha referente ao novo usuário;

$F_{i_{ij}}$ = o que já fluía na linha antes da inserção do novo usuário;

F_{ij} = a capacidade da linha

C_{12} , C_{13} , C_{23} , C_{24} , C_{34} são os custos do circuito 1-2, 1-3, 2-3, 2-4 e 3-4 respectivamente

Apesar do MW-Milha considerar todos os custos embutidos, eles não são totalmente recuperados visto que considera-se como limite do circuito a soma dos fluxos que fluem na linha. Como tal valor é normalmente menor que a capacidade real da linha, não há a recuperação total dos custos da rede de transmissão.

-
- MW-Milha Estendido: O objetivo desse método é recuperar a parcela dos custos não considerada no método anterior. Para tanto, utiliza-se como capacidade do circuito a soma dos fluxos, obtendo-se assim a remuneração adequada.

Tendo a figura 3 como base, a tarifa (Tg) para o usuários Gn será definida pela equação(2.5):

$$Tg = \frac{C_{12} \times Fn_{12}}{Fi_{12} + Fn_{12}} + \frac{C_{13} \times Fn_{13}}{Fi_{13} + Fn_{13}} + \frac{C_{23} \times Fn_{23}}{Fi_{23} + Fn_{23}} + \frac{C_{24} \times Fn_{24}}{Fi_{24} + Fn_{24}} + \frac{C_{34} \times Fn_{34}}{Fi_{34} + Fn_{34}} \quad (2.5)$$

E a tarifa (Td) para o usuário D será definida pela equação (2.6):

$$Td = \frac{C_{12} \times Fi_{12}}{Fi_{12} + Fn_{12}} + \frac{C_{13} \times Fi_{13}}{Fi_{13} + Fn_{13}} + \frac{C_{23} \times Fi_{23}}{Fi_{23} + Fn_{23}} + \frac{C_{24} \times Fi_{24}}{Fi_{24} + Fn_{24}} + \frac{C_{34} \times Fi_{34}}{Fi_{34} + Fn_{34}} \quad (2.6)$$

- Metodologias Baseadas em Custos Incrementais: o novo usuário do sistema pagará pela operação e/ou pelos custos de expansão do sistema de transmissão causados por ele. Uma série de metodologias podem ser utilizadas para implementar esse modelo incluindo: custo marginal de curto prazo (CMCP) e custo marginal de longo prazo (CMLP).

O CMCP é o custo de suprir de forma ótima uma unidade adicional de energia utilizando apenas recursos existentes. O valor do CMCP é calculado periodicamente para cada cenário estabelecido da curva de carga. A fim de produzir sinais econômicos indicativos do custo de operação na data presente, é preciso se analisar o custo marginal de cenários futuros de operação, que se tornam cada vez mais imprecisos quando os horizontes são extensos. Para se chegar ao CMCP do sistema é feito um estudo baseado na programação dinâmica estocástica, visto que num sistema hidrelétrico uma decisão tomada hoje tem influência no futuro.

O CMLP é a metodologia na qual o valor do serviço de transmissão é calculado com base no custo marginal de operação e no custo marginal de

expansão. O custo marginal de operação refere-se ao custo marginal de curto prazo. Para determinação do custo marginal de longo prazo toma-se como referência, por exemplo, um horizonte de alguns anos a frente, onde serão avaliados todos os projetos de expansão do sistema e os custos referentes aos mesmos. A partir daí, para chegar ao custo marginal de expansão, calcula-se o quanto de potência a mais poderá ser atendida com a expansão, então divide-se o custo incorrido nesse aumento por essa potência.

Para se visualizar melhor a diferença entre o CMCP e o CMLP tem-se o seguinte exemplo. No caso de um aumento de carga há duas opções para o atendimento dessa carga adicional:

- a) Atender com sobrecargas das instalações existentes; e
- b) Expandir o sistema para atender.

Se a opção adotada for a primeira, o custo é dito Custo Marginal de Curto Prazo (CMCP) e entram para sua formação as seguintes parcelas:

1. Custo marginal de Operação e manutenção;
2. Custo marginal de perdas;
3. Custo Marginal de Combustível;
4. Custo Marginal de Déficit.

No segundo caso, o custo resultante é dito Custo Marginal de Longo Prazo (CMLP) e entram para sua formação todas as parcelas componentes do CMCP, adicionando-se o custo de investimento.

A metodologia Nodal adotada no Brasil é baseada no custo marginal de longo prazo por barra, que consiste em estabelecer tarifas de transmissão que reflitam os custos acarretados por cada agente na expansão da rede de transmissão.

As metodologias de cálculo de tarifa adotadas em alguns países do mundo estão mostradas na tabela 7.

Tabela 7 – Metodologias Adotadas em Alguns Países

<i>País</i>	<i>Características</i>	<i>Alocação de Custos</i>
Argentina	Tarifação Nodal Encargos de conexão	Geradores
Chile	Tarifação Nodal, baseada em custos marginais de curto prazo	Geradores e Consumidores
Colômbia	Tarifação Nodal, baseada em custos marginais de longo prazo	Geradores
Espanha	Tarifa Selo por nível de tensão	Consumidores
EUA	Selo(70%) e MW-Milha (30%)	Geradores
Inglaterra	Tarifa com componente selo e Nodal baseada em custos marginais de longo prazo	Geradores(27%) e consumidores(73%)
Peru	Tarifa Selo	Geradores, transferidos em tarifa para os consumidores
Portugal	Tarifa Selo por nível de tensão (400kV, 220kV e 150kV)	Geradores e Consumidores
Uruguai	Tarifação Nodal Encargos de conexão	Geradores e Consumidores
Brasil	Tarifação Nodal, baseada em custos marginais de longo prazo	Geradores(50%) e consumidores(50%)

II.4 Tratamento dado a Geração Dispersa na Tarifação

Uma pesquisa bibliográfica foi feita com o intuito de se verificar como este assunto está sendo tratado no setor elétrico mundial. Não foi encontrado nenhum trabalho que abordasse este assunto especificamente, porém foram coletados alguns documentos que tratam de assuntos correlatos a este trabalho.

Com relação ao crescimento da produção dispersa pode-se destacar o artigo [6] que apresenta uma visão geral dos aspectos conceituais básicos e da utilização mundial das tecnologias de fontes alternativas renováveis de energia, como energia eólica, solar

fotovoltaica, biomassa e geotérmica, da célula combustível e da geração distribuída. Além disso, é mostrada a importância de se estudar os impactos causados por estas novas tecnologias nos tópicos de sistemas elétricos de potência e sua influência nas futuras decisões dos engenheiros e gestores do setor elétrico brasileiro. O crescimento da produção de energia baseada nestas novas tecnologias pode ser verificado pelo grande número de organizações, espalhadas pelo mundo, que defendem o interesse de uma dessas tecnologias, como por exemplo, a National Wind Coordinating Committee nos E.U.A, a European Wind Energy Association na Europa e a Green Power Partnership nos E.U.A.

A questão das metodologias para alocação do custo do uso e das perdas do sistema de transmissão passou a ser um tema de grande interesse para as pessoas envolvidas com o setor elétrico a partir das mudanças ocorridas neste setor na década de 90. Existindo, então, uma vasta bibliografia sobre este assunto.

Os artigos [5,7,8,9] apresentam uma revisão dos métodos para alocação de custo no sistema de transmissão como o método Postage-Stamp (tarifa selo), MW-Milha e Nodal Prices [5,9] que é uma metodologia baseada em custos incrementais onde se estabelece uma tarifa por nó do sistema de transmissão de acordo com o impacto causado no sistema pela variação de potência neste nó. Estas metodologias já foram mencionadas no item anterior.

Os artigos [10,11] mostram dois estudos conduzidos pelo Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto (INESC Porto) para a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Estes estudos tinham como objetivo a investigação da possibilidade de se incorporar na tarifa de uso do sistema de transmissão português um coeficiente locacional referente ao uso [10] e às perdas [11] do sistema de transmissão. A tarifa de uso do sistema de transmissão português é uma tarifa selo por nível de tensão. Além de mostrar as características do sistema elétrico português, os dois artigos apresentam várias técnicas existentes para alocação de perdas e do uso do sistema de transmissão aos usuários. As duas técnicas escolhidas e utilizadas nos estudos são baseadas em custos marginais de curto prazo obtidas a partir de um fluxo de potência ótimo que tem como objetivo minimizar os custos de geração e a potência não suprida, respeitando as equações de balanço (carga = geração), as restrições de transmissão e os

limites de geração máximo e mínimo. Como o sistema de geração português é hidrotérmico, existe a necessidade de se conhecer o valor futuro da água das usinas hidrelétricas para a simulação do fluxo de potência ótimo. A obtenção deste valor é muito difícil, então foi utilizado um artifício para controlar este problema. A equação dos limites de geração é modificada. O limite mínimo será dado pelo valor de geração esperado para o cenário menos um pequeno valor de variação de geração permitido e estabelecido para este cenário. O limite máximo será dado pelo mesmo valor de geração esperado para o cenário mais o mesmo valor de variação de geração permitido e estabelecido para este cenário. Assim, este valor de variação de geração permitido serve para tratar a incerteza inerente ao valor futuro da água.

Atualmente, estão sendo propostas novas técnicas de alocação de custo e perdas do sistema transmissão como podem ser observadas nos artigos [12,13,14,15]. Nos artigos [12,13] é utilizada a teoria dos jogos cooperativos, baseada em coalizões e no valor de Shapley, para alocar o custo de uso e de perdas do sistema de transmissão, onde todos os usuários são “jogadores” que se agrupam de várias maneiras diferentes formando as chamadas coalizões, com isso, o processo de precificação consiste na alocação, dos custos para cada barra, baseada nos impactos provocados pelas coalizões na rede de transmissão. No artigo [14] é utilizada uma abordagem baseada no conceito de perdas incrementais que estabelece uma alocação de perdas sensível à localização do usuário do sistema de transmissão. No caso brasileiro que possui 4 submercados, onde, em cada um, é executada a contabilização da compra e venda de energia, é estabelecido um centro de perdas para cada um destes submercados, onde todas as transações são compensadas, isto é, é o ponto onde os geradores entregam sua energia e as cargas recebem sua energia. Assim, cada carga e gerador será responsável pelas perdas entre o seu ponto de conexão e o centro de perdas. E para o tratamento de sistemas interligados é utilizada uma técnica de decomposição que permite identificar o montante de perda que cada usuário provoca em todas as áreas do sistema. No artigo [15], além de serem mostradas várias técnicas de alocação de custo, é proposta uma nova técnica para determinar o uso médio do sistema de transmissão de cada consumidor através de uma análise estatística dos fluxos resultantes para cada cenário de operação do sistema de transmissão. Para suprir cada carga são estabelecidos um conjunto de geradores próximos e a probabilidade de utilização de cada circuito do sistema de transmissão

para os vários cenários possíveis para o atendimento desta carga. A partir destes resultados é composta uma tarifa do uso do sistema de transmissão para cada consumidor referente à sua contribuição no uso de cada circuito.

Em relação à análise da metodologia Nodal, podem ser destacados os artigos [16,17]. No artigo [16] é feita uma avaliação de cada parâmetro que compõe a metodologia Nodal com o intuito de se diagnosticar obstáculos à intensificação do sinal locacional. São abordados no artigo: o fator de ponderação, a tarifa por estado para carga, a barra de referência, o custo padrão dos circuitos e o valor padrão de capacidade dos circuitos. É proposta a retirada do fator de ponderação e a utilização da tarifa por ponto para a carga. É, também, proposta a revisão das capacidades utilizadas na metodologia Nodal, uma vez que, as mesmas não refletem a real capacidade disponível dos circuitos. Além disso, é apresentada uma alternativa para tornar a metodologia mais aderente à questão dos submercados. Nesta alternativa, para cada submercado seria calculada uma TUST que promoveria a recuperação da receita dos equipamentos de cada submercado, evitando a subjetividade imposta pelo estabelecimento de uma barra de referência para o cálculo da TUST do sistema de transmissão único, isto é, não são considerados os submercados. A distribuição da receita das interligações dos submercados é feita de forma proporcional entre os mesmos. No artigo [17] é mostrada uma estimativa de TUST para as usinas termelétricas que estavam previstas no programa prioritário do governo brasileiro, isto é, o impacto da inserção destes empreendimentos na TUST é analisado.

II.4.1 Situação em Alguns Países

No documento [18], pode ser destacada a apresentação da situação em alguns países, da América do Sul, da Espanha e de Portugal, em relação à legislação e normas técnicas que regulamentam a inserção da geração dispersa no sistema elétrico. Abaixo é mostrado um resumo da situação regulatória referente à geração dispersa em alguns países.

Argentina:

Na Argentina as instituições encarregadas de regular o setor elétrico são o Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE <http://www.enre.gov.ar>) e a Secretaría de Energía (<http://energia.mecon.ar/>).

Com a nova estruturação e regulamentação do setor elétrico argentino foram estabelecidas condições econômicas especiais para a energia eólica e solar, através da aprovação de benefícios fiscais e econômicos para as mesmas.

Entre estes benefícios fiscais tem-se o fato de se ter assegurado uma estabilidade fiscal por um período de 15 anos, isto é, impossibilidade de aumento da carga tributária total que afete diretamente este tipo de instalação.

O benefício econômico é unicamente para as instalações eólicas e consiste em remunerar com um prêmio adicional estabelecido pelas instituições reguladoras do setor elétrico argentino, cada kWh efetivamente produzidos naquelas instalações que entreguem a sua energia ao mercado de energia e/ou estejam destinados à prestação de serviço público. Não se detalha nenhum benefício econômico para a energia solar.

Colômbia:

Na Colômbia, a entidade reguladora do setor elétrico é a CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas – <http://www.creg.gov.co>) dependente do Ministério de Minas e Energia.

Existe uma regulamentação para as atividades de produção dispersa na qual é determinado que as centrais com capacidade inferior a 10 MW não têm acesso ao despacho central e, portanto, não podem participar do mercado de energia. Sua produção será comercializada fora do mercado de energia. As centrais com capacidade maior ou igual a 10 MW e menor que 20 MW podem optar por participar do despacho centralizado e participar do mercado de energia. No caso de optar por não participar do despacho centralizado, a sua produção pode ser comercializada de forma idêntica às centrais com capacidade inferior a 10 MW.

Uruguai:

O órgão encarregado da regulação do setor elétrico no Uruguai é a Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE: <http://www.uree.gub.uy/>).

Neste país existe uma definição regulamentar de produção independente dispersa na qual se considera como produção dispersa a referente aos autoprodutores e produtores ligados a instalações de média tensão, cuja potência não seja superior a 5000 kW.

Este tipo de produção não está sujeita ao despacho centralizado por parte do Despacho Nacional de Cargas (DNC). No entanto, deve informar, diariamente ao distribuidor qual a sua produção previsível tendo em vista a supervisão da segurança e qualidade de serviço do sistema. Ao distribuidor cabem as funções de coordenação e supervisão da produção independente pelo qual deverá estar ligada ao sistema de supervisão e controle remoto do distribuidor.

Existe no Uruguai outra categoria de produtores cuja produção está ligada em média tensão e cuja potência é superior a 5000 kW que, embora não sejam considerados produção dispersa, caberiam dentro da definição de produção independente que habitualmente se utiliza no âmbito internacional ($P < 50$ MW).

Neste caso, estes produtores estão sujeitos ao despacho centralizado por parte do DNC e podem participar do mercado de energia.

A produção independente, na sua função de produtor, não paga tarifas (encargos) por uso da rede de distribuição e em nenhum caso o distribuidor poderá negar-lhe o acesso às suas instalações, a não ser que a produção independente não cumpra disposições legais ou regulamentares. A produção independente não terá que pagar tarifas por uso da rede de transporte sempre e quando o seu nó de ligação na rede de transporte seja deficitário em potência.

No caso dos produtores que estejam ligados em média tensão e cuja potência é superior a 5000 kW, o distribuidor não pode aplicar custos adicionais aos de ligação.

Estes produtores deverão pagar todos os custos pelo uso das instalações de transporte que lhe correspondam.

Espanha:

Na Espanha o órgão consultor do Estado no que se refere a temas de eletricidade e gás é a *Comisión Nacional de Energía* (CNE <http://www.cne.es>) estando o *Ministerio de Economía* (<http://www.mineco.es/>) encarregado de estabelecer as correspondentes leis.

A partir de 1997 foi estabelecido um novo modelo de funcionamento do setor elétrico espanhol. Este modelo introduziu esquemas de mercado nas atividades de produção e comercialização e manteve as atividades de transporte e distribuição como monopólios naturais.

Neste novo contexto, foi estabelecido um conjunto de “prêmios” para tecnologia de conversão energética, funcionando, assim, como incentivos econômicos a este tipo de produção de eletricidade. Algumas tecnologias (solar, eólica, geotérmica, energia das ondas, marés) têm a opção de receber um preço fixo, independente do preço do mercado de energia. O montante dos prêmios atualiza-se em cada ano em função de parâmetros estabelecidos

Recentemente estabeleceram-se alguns incentivos adicionais para aumentar a participação dos produtores em regime especial no mercado de energia. Estes incentivos consistem basicamente em proporcionar a estes produtores um pagamento por capacidade superior ao de outras tecnologias e possibilidade de participação nos mercados de operação do sistema.

Portugal:

O órgão encarregado de regular o setor elétrico em Portugal é a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE <http://www.erse.pt>).

A atual organização do Sistema Elétrico de Portugal foi estabelecida a partir de 1995. As atividades de produção de energia elétrica através de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos foram regulamentadas em 1999 e foi

estabelecida uma forma diferenciada para o cálculo da remuneração destes tipos de atividades, reconhecendo seu benefício ambiental e as perdas evitadas.

No caso dos empreendimentos eólicos, existe a obrigação de se pagar aos municípios onde eles estão conectados uma renda de 2,5% de sua remuneração mensal.

II.4.2 Situação no Brasil

No Brasil o órgão que tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL – www.aneel.gov.br). As diretrizes do Governo federal são planejadas e estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

A reestruturação do setor elétrico no Brasil tem como uma de suas metas a ampliação da competição, principalmente nos segmentos de geração e comercialização, com o objetivo de se alcançar menores custos de expansão.

O recente modelo, proposto pelo Governo Federal, para o setor elétrico brasileiro, reforça tal filosofia, na medida em que aponta como objetivos principais a garantia da segurança de suprimento de energia elétrica e a promoção da modicidade tarifária por meio da contratação eficiente de energia para os consumidores regulados.

Como já mencionado, em relação à geração dispersa pode-se destacar o incentivo às fontes alternativas de energia através da Lei 10.438 [3] que criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Conforme dito anteriormente, um dos fatores incentivadores da realização desta pesquisa de tese foi o convite do Ministério de Minas e Energia – MME, no âmbito de um projeto do PNUD – Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, para realização do estudo de análise do impacto da conexão da geração dispersa baseada em fontes alternativas tanto nas características técnicas (carregamento, perdas, balanço de potência, etc) como econômicas (tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição). A demanda pelo estudo surgiu da necessidade do MME de avaliar tecnicamente o impacto esperado pelo aumento da penetração de empreendimentos de

geração dispersa, bem como analisar a adequabilidade do percentual de redução de 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, aplicáveis aos empreendimentos caracterizados como geração distribuída, produção independente e autoprodução, entre outros.

Capítulo III:

Metodologia Nodal

A metodologia Nodal foi aprovada pela Resolução ANEEL 281/99 [19], para simulação de tarifas de uso dos sistemas elétricos com tensão superior ou igual a 69 kV. A Resolução ANEEL 282/99 [20] estabeleceu alguns parâmetros e critérios que foram incorporados à Metodologia Nodal.

Em dezembro de 2004 a ANEEL aprovou mudanças em alguns pontos desta metodologia através das Resoluções ANEEL 117/04 [21] e 118/04 [22].

Como esta mudança aconteceu na fase final da preparação desta tese e, conseqüentemente, muitos estudos foram feitos com a metodologia vigente na época, serão apresentados os parâmetros e critérios vigentes até 31 de novembro de 2004 da metodologia Nodal e suas eventuais modificações introduzidas pela ANEEL no final de 2004.

III.1 Formulação Básica

A metodologia Nodal [23,24] é o modelo utilizado para o cálculo das tarifas e encargos de uso do sistema de transmissão no Brasil. As tarifas de uso do sistema de transmissão para geração e carga em cada barra do sistema, são calculadas a partir da variação no custo da rede, decorrente de um incremento marginal de injeção de potência. Os elementos que compõem essa rede são modificados de modo a atender a demanda máxima prevista nos estudos do planejamento da operação, e baseada nela são quantificadas as influências que cada usuário – geração ou carga – provocam nos custos de expansão da transmissão. Deve-se considerar as condições de demanda onde os elementos do sistema de transmissão são solicitados em carregamento máximo, pois é nessa situação que se necessitará expandir o sistema.

São adotadas as seguintes hipóteses:

- É utilizada a chamada “rede ideal de custo mínimo”, que é a rede necessária para o atendimento da demanda a partir das usinas existentes, que tem a mesma topologia e impedâncias da rede existente (com as ampliações previstas no planejamento determinativo da expansão).
- A capacidade de transmissão de cada linha e transformador da rede ideal coincide com o fluxo verificado no elemento, na condição de demanda considerada para o estabelecimento das tarifas de transmissão.
- É admitido que a expansão da transmissão se fará utilizando as rotas de transmissão existentes. Isto implica a consideração de que é possível expandir através de acréscimos marginais na capacidade de transmissão das rotas existentes.

É calculado um caso base de fluxo de potência linear utilizando-se a rede ideal de custo mínimo. A partir da modelagem para a solução do fluxo de potência linear, obtém-se a matriz de sensibilidade β cujos elementos β_{LB} , denominados fatores de sensibilidades, representam o incremento de fluxo na linha L devido ao incremento de demanda ou geração na barra B e podem ser obtidos pela equação (3.1):

$$\beta_{LB} = \frac{d F_L}{d I_B} \quad (3.1)$$

Sendo:

F_L = Fluxo no elemento L, linha ou transformador, em MW

I_B = Injeção de potência na barra B, em MW

Em outros termos, elevando-se em 1 MW a carga ou a geração em uma barra do sistema, pode-se determinar a variação dos fluxos incrementais nas linhas e transformadores da transmissão.

A partir desses fluxos incrementais e usando custos padronizados de expansão (custos de reposição de linhas e subestações, parametrizados pelo comprimento das linhas, níveis de tensão e potência nominal de transformadores), é determinada a variação do custo de reposição da rede ideal para um aumento de 1 MW na geração ou

na carga em cada barra do sistema – que definirá o preço nodal da barra, em R\$/MW, isto é, o investimento que seria acarretado (ou evitado) pela injeção de 1 MW de potência na barra B é calculado através da seguinte equação (3.2), chamada de parcela locacional da tarifa (π_B):

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \quad (\text{R\$/MW}) \quad (3.2)$$

Onde:

C_L = Custo de reposição do circuito L, em R\$ com base anual

Cap_L = Capacidade de transmissão do circuito L, em MW

$$c_L = \frac{C_L}{Cap_L} = \text{custo unitário de L, em R\$/MW}$$

NL = n° de elementos de transmissão.

Dessa forma, as tarifas para carga e geração em cada barra do sistema de transmissão, resultam simétricas, pois a variação no fluxo em cada circuito do sistema, se a geração na barra B aumenta de 1 MW (β_{LB}), é o simétrico da variação no mesmo fluxo, se a carga na barra B varia na mesma proporção ($-\beta_{LB}$).

Os elementos da matriz de sensibilidade β dependem da topologia da rede e do sentido do fluxo dominante em cada elemento da mesma. A dependência dos valores da matriz de sensibilidade β com o sentido do fluxo em cada elemento, faz com que os custos nodais sejam função dos cenários de carga e despacho adotados na análise. Tal dependência deve-se, principalmente, a circuitos que interliguem bacias hidrográficas, cujos sentidos dos fluxos não permanecem constantes ao longo do ano.

Para evitar que a subjetividade da escolha dos cenários conduzisse a uma arbitrariedade no estabelecimento das tarifas, foi introduzida a atenuação da contribuição dos circuitos cujos sentidos do fluxo não são constantes na formação do custo nodal. Para tanto, procura-se inicialmente ajustar os valores de carga/geração de cada subsistema de forma a minimizar os intercâmbios entre bacias. Além disso, alterou-se a expressão (3.2) pela introdução do fator de carregamento, mais conhecido como fator de ponderação (FP). Esta alteração pode ser observada na equação (3.3) :

$$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FP_L \quad (\text{R\$/MW}) \quad (3.3)$$

O fator de ponderação tem seu valor entre 0 e 1 para cada circuito, em função do comportamento do fluxo no mesmo, conforme a equação (3.4):

$$FP_L = \begin{cases} 0 & ; \quad r_L < r^{\text{mín}} \\ \frac{r_L - r^{\text{mín}}}{r^{\text{máx}} - r^{\text{mín}}} & ; \quad r^{\text{mín}} \leq r_L \leq r^{\text{máx}} \\ 1 & ; \quad r_L > r^{\text{máx}} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$r_L = \frac{|F_L|}{Cap_L}$$

Sendo:

r_L = % de carregamento do circuito L

$r^{\text{mín}}$ = % de carregamento mínimo, a partir do qual o fator de ponderação vale 0

$r^{\text{máx}}$ = % de carregamento máximo, a partir do qual o fator de ponderação vale 1

Observa-se pela equação (3.3) que, agora, para as tarifas de geração e carga serem simétricas o FP_L dos mesmos tem que ser igual.

A Resolução ANEEL 282/99 estabeleceu os valores de $r^{\text{mín}}$ igual a 30% e de $r^{\text{máx}}$ igual a 60% para unidades geradoras e os valores de $r^{\text{mín}}$ igual a 40% e de $r^{\text{máx}}$ igual a 80% para unidades consumidoras. Desta forma, o fator de ponderação varia em função do carregamento dos circuitos conforme ilustrados nas figuras 4 e 5 para unidades geradoras e consumidores, respectivamente. A utilização desses valores de carregamento mínimo e máximo atenua a influência da variação no fluxo dos circuitos no cálculo da parcela locacional, especificamente para percentuais de carregamento inferiores à $r^{\text{mín}}$ e superiores à $r^{\text{máx}}$.

Nas figuras 4 e 5 é mostrada a variação do fator de ponderação em função do carregamento dos circuitos para geradores e consumidores, respectivamente:

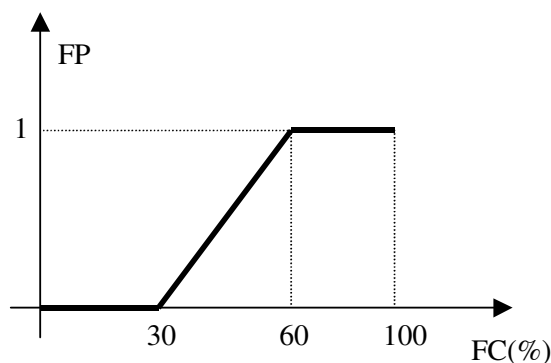


Figura 4 - Fator de Ponderação para Gerador – Res. ANEEL 282/99

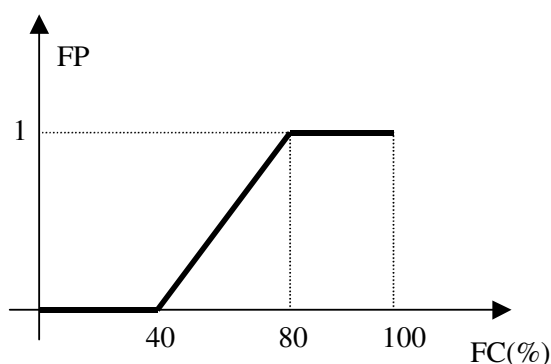


Figura 5 - Fator de Ponderação para Consumidor – Res. ANEEL 282/99

A Resolução ANEEL 117/04 modificou os valores de r^{\min} para 0% e de r^{\max} para 100%, tanto para as unidades geradoras como para os consumidores, conforme mostrado na figura 6. Com estes novos valores, sempre haverá ponderação para os circuitos, pois qualquer valor de fluxo acarretará em um fator de ponderação entre 0 e 1, de forma proporcional ao nível de carregamento do circuito. A utilização desses fatores de ponderação reflete a variação real do fluxo nos circuitos no cálculo da parcela locacional da TUST.

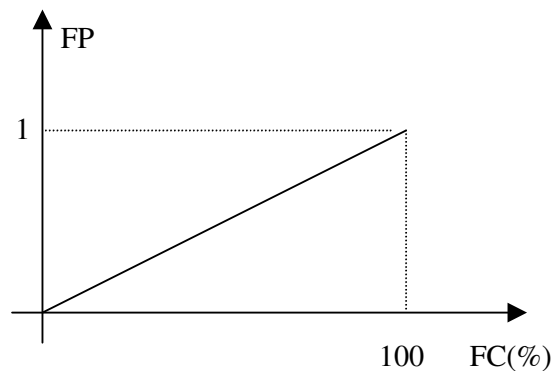


Figura 6 - Fator de Ponderação para Gerador e Consumo – Res. 117/04

A equação (3.3) pode levar a tarifas negativas em algumas barras do sistema. Isso poderá ocorrer para as barras que apresentem fatores β_{LB} negativos em relação a um conjunto de elementos da Rede Básica, indicando que um aumento da injeção nessas barras reduz o carregamento nesses circuitos.

Para se calcular as tarifas nodais é necessário definir uma barra única para todo o sistema, onde são compensadas as variações de injeção nas demais barras. Essa barra é denominada barra de referência e está sendo implicitamente considerada na equação (3.3), uma vez que os fatores β_{LB} dependem da referência escolhida.

A barra de referência é arbitrária e, dependendo da barra escolhida, obtém-se conjuntos diferentes de tarifas para todas as barras do sistema. Contudo:

- Qualquer que seja a barra de referência, a diferença entre as tarifas de dois geradores ou de dois consumidores quaisquer se manterá constante. Portanto, o que se arbitra, ao escolher uma referência, é o valor absoluto das tarifas e não a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários.
- Com a necessidade de ajuste das tarifas nodais de forma que seja arrecadado um montante necessário para o pagamento dos custos dos serviços de transmissão, as tarifas acrescidas da parcela de ajuste serão as mesmas para cada barra independentemente da referência escolhida.
- As diferenças tarifárias entre os usuários em função de sua localização (“sinalização locacional”) independem da barra de referência escolhida.

-
- A escolha da barra de referência define apenas a proporção em que é dividido o pagamento da receita requerida da transmissão entre geração e demanda.

Assim, a escolha da barra de referência será feita de modo a obter o rateio dos encargos de transmissão entre o conjunto dos geradores e o conjunto dos consumidores em uma proporção predefinida. Este valor será definido em resolução pela ANEEL.

A solução do problema matemático do rateio da receita da transmissão entre geração e demanda não implica em se designar uma barra física como referência. No caso geral, nenhuma barra do sistema leva ao rateio na proporção definida e a referência será uma barra fictícia.

III.2 Critério de Despacho para Estabelecimento do Caso Base

Deseja-se que as tarifas de transmissão possam dar a efetiva sinalização locacional para que os novos agentes de geração tomem suas decisões de instalação. É desejável também, que a tarifa nodal seja estabelecida considerando o despacho de todos os agentes geradores.

Todos os geradores deverão contratar o uso do sistema de transmissão, informando o valor máximo despachável, correspondendo à sua potência instalada subtraída do seu consumo próprio e de cargas atendidas diretamente a partir de sua subestação elevadora.

Um despacho consiste em um conjunto de valores de geração para todas as barras do sistema. Para compreensão do critério de despacho utilizado na metodologia Nodal, é necessária a definição dos seguintes conceitos:

- Energia Assegurada (EA): valor obtido a partir da energia firme e da energia garantida da usina. Este valor é homologado pela ANEEL e calculado segundo critérios definidos por ela.

-
- Potência Disponível (PD): máxima potência injetada pela usina no sistema, calculada pela potência nominal instalada (PI) menos o consumo próprio e os fornecimentos feitos diretamente de sua subestação ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

O despacho estabelecido na Resolução ANEEL 282/99 é dito proporcional porque, em cada submercado, as usinas hidrelétricas são despachadas de forma proporcional à sua energia assegurada e as demais proporcionalmente à potência disponível, até o atendimento da demanda do submercado mais suas perdas (balanço carga-geração por submercado). O despacho respeita sempre, como limite superior, a potência disponível máxima das usinas informada.

Como o montante de perdas de cada submercado depende do despacho, é necessário um processo iterativo no qual as perdas obtidas com o despacho original são utilizadas para a obtenção do primeiro despacho proporcional. Com este despacho, as perdas são recalculadas e novo despacho proporcional é obtido. Este processo iterativo prossegue até que a variação de perdas em todos os submercados, entre duas iterações consecutivas, seja menor que uma tolerância pré-estabelecida.

A seguir, é mostrada uma descrição do algoritmo do despacho proporcional:

1. *Executa o cálculo de fluxo de potência linear com perdas a partir do despacho original.*
2. *Faz as gerações de todos os geradores iguais à sua energia assegurada (usinas hidrelétricas) ou potência disponível (demais).*
3. *Calcula as perdas de todos os submercados.*
4. *Armazena as perdas de cada submercado.*
5. *Para cada submercado i :*
 - 5.1 - *ERRO* $\leftarrow 0$.
 - 5.2 - *CARGA_TOTAL* (i) \leftarrow *total de cargas + perdas do submercado i .*

5.3 – $GERAÇÃO_TOTAL(i) \leftarrow$ total de gerações do submercado i .

5.4 – $FATOR \leftarrow CARGA_TOTAL(i) / GERAÇÃO_TOTAL(i)$.

5.5 - Multiplica a geração de todos os geradores do submercado i por $FATOR$. Para os geradores cuja geração resultar maior que sua potência disponível, fazer a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em $ERRO$.

5.6 – Enquanto $ERRO > 0$:

5.6.1 – $POTÊNCIA_RESTANTE(i) \leftarrow$ total de potência dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o valor limite.

5.6.2 – $FATOR_RESTANTE \leftarrow (POTÊNCIA_RESTANTE(i) + ERRO) / POTÊNCIA_RESTANTE(i)$.

5.6.3 - Multiplica a potência dos geradores do submercado i que ainda não atingiram o valor limite por $FATOR_RESTANTE$.

5.6.4 – $ERRO \leftarrow 0$.

5.6.5 - Para os geradores cuja geração resultar maior que sua potência disponível, faz a geração igual a este valor limite, acumulando estas ultrapassagens em $ERRO$.

6 - Executa o cálculo de fluxo de potência linear com perdas.

7 - Recalcula as perdas de todos os submercados.

8 - Se houve algum submercado com variação de perdas maior que a tolerância, volta para 4, se não finaliza despacho proporcional.

Caso ocorra algum submercado com “deficit”, ou seja, a soma das potências disponíveis de todos os seus geradores ser inferior ao seu total de cargas + perdas, então torna-se necessário que este “deficit” seja suprido por outros submercados vizinhos que

possuam folga suficiente para suprir o “deficit”. Nestes casos são escolhidos, dentre os submercados vizinhos, aqueles com maior folga, até que todo o “deficit” seja suprido.

Este procedimento é incorporado no passo 5 do algoritmo de despacho proporcional através da transferência deste “deficit” do submercado com “deficit” para a CARGA_TOTAL do submercado vizinho com maior folga.

A Resolução ANEEL 117/04 modificou o critério de estabelecimento do despacho, que passou a ser despachar em cada submercado todos os geradores de forma proporcional à sua potência disponível, independente do tipo, até o atendimento da demanda contratada.

Desta forma, a única modificação oriunda da Resolução ANEEL 117/04 no algoritmo anterior está no passo 2, que passa a ficar como:

2 - Faz as gerações de todos os geradores iguais à sua potência disponível.

Como se observa, o despacho estabelecido na Resolução ANEEL 282/99 fazia com que as usinas térmicas fossem bastante despachadas e, na maioria das vezes, em torno de 100% da sua capacidade instalada. Este tipo de despacho difere do despacho real praticado na operação do sistema elétrico brasileiro, além de ser restrito, pois só há duas possibilidades para se representar um empreendimento de geração.

O despacho centralizado praticado na operação do sistema elétrico brasileiro tem como objetivo principal minimizar os custos de operação. O custo associado ao despacho de uma usina termelétrica é relativamente alto. Além disso, há a predominância de usinas hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro. Assim, o despacho real praticado, atualmente, tem a característica de ter as usinas termelétricas pouco despachadas.

A solução estabelecida na Resolução ANEEL 117/04, que modifica apenas o valor a ser utilizado como base para o despacho proporcional das usinas hidrelétricas, tornou o despacho levemente mais aderente à realidade da operação do sistema, pois há uma pequena diminuição no despacho da potência das usinas termelétricas quando se comparado com o critério anteriormente vigente. Porém ainda está longe de ser um

despacho adequado e coerente com as características operativas do Brasil, além de ser ainda mais restritivo, pois só há uma maneira de representar um empreendimento de geração. O mais importante nesta modificação é a preocupação do órgão regulador em melhorar o despacho, com a intenção de se obter uma tarifa que reflita o real uso do sistema de transmissão.

Visto isso, este trabalho também se propõe a investigar outros critérios de despacho que possam tornar o mesmo mais aderente às especificidades operativas do sistema elétrico brasileiro.

III.3 Custos de Reposição das Instalações da Rede Básica

Para o cálculo dos encargos de transmissão, é necessário estabelecer os custos de reposição das linhas e transformadores da Rede Básica.

Como as tarifas devem refletir os custos de expansão da Rede Básica devido à presença de cada usuário, ou seja, o investimento futuro, deve-se adotar, não os custos históricos das instalações, mas os valores esperados para futuras expansões do sistema.

Assim, os custos de reposição das linhas e transformadores da Rede Básica são estimados usando custos padronizados (médios) para cada tipo de instalação, em função de suas características básicas, tais como comprimento das linhas de transmissão, níveis de tensão das linhas e transformadores e potência nominal dos transformadores, conforme equação (3.5):

$$C_L = \text{RAP} \times \frac{CT_L}{\sum_{j=1}^{NL} CT_j} \quad (3.5)$$

Onde:

C_L = Custo de reposição do circuito L, em R\$ com base anual

CT_L = Custo total padronizado do circuito L, em R\$.

RAP = Receita a ser arrecadada, em R\$ com base anual.

A partir deste valor é obtido o valor do custo unitário de cada circuito (c_L) que será utilizado no cálculo de π_B , conforme mostrado na equação (3.2).

Os custos dos equipamentos de compensação reativa, tais como capacitores, compensadores síncronos e estáticos, presentes nas subestações, não são considerados.

III.4 Ajuste das Tarifas para Cobertura da Receita Anual Permitida

Dado que a parcela locacional da TUST não é suficiente para a total recuperação da RAP destinada à cobertura do somatório total das receitas permitidas das empresas de transmissão, da parcela destinada ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e de eventuais diferenças residuais do período anterior, torna-se necessário um ajuste no nível das tarifas. Este ajuste é feito através de uma parcela aditiva, constante, em R\$/MW, a ser somada às tarifas nodais e denominada parcela selo. Dessa forma, a relatividade das tarifas dentro de cada classe de usuários não é afetada. Observa-se que, após este ajuste, mesmo com a utilização de um FP_L igual para carga e gerador, a TUST final passa a ser diferenciada, porque os ajustes são diferentes entre eles. Enquanto para geradores o sinal locacional é da maior relevância por efetivamente contribuir para a decisão de instalação dos mesmos, para as cargas, sua influência é pequena.

A parcela selo para os geradores (K_{gerador}) é calculada de acordo com a equação (3.6):

$$K_{\text{gerador}} = \frac{RAP_{\text{gerador}} - \sum_{B=1}^{NB} \pi_B \times P_B}{\sum_{i=1}^{NB} P_i} \quad (3.6)$$

$$RAP_{\text{gerador}} = RAP \cdot \%G$$

Onde:

P_B = potência instalada do gerador na barra B (kW)

P_i = potência instalada de cada gerador do sistema (kW)

NB = número de barras da rede de transmissão

RAP_{gerador} = parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelos geradores (R\$/ano)

A parcela selo para as cargas (K_{carga}) é determinada de forma semelhante ao de geração de acordo com a equação (3.7):

$$K_{\text{carga}} = \frac{\text{RAP}_{\text{carga}} - \sum_{B=1}^{\text{NB}} \pi_B \times D_B}{\sum_{i=1}^{\text{NB}} D_i} \quad (3.7)$$

$$\text{RAP}_{\text{carga}} = \text{RAP} \cdot \%D$$

Sendo:

D_B = demanda contratada na barra B (kW);

D_i = demanda contratada em cada barra do sistema (kW)

$\text{RAP}_{\text{carga}}$ = parcela da receita anual permitida a ser recuperada pelas cargas (R\$/ano)

Para cálculo dos encargos da carga será utilizado o maior valor de demanda entre o medido e o previsto (contratado) para o horário considerado (ponta ou fora da ponta). Hoje, só é considerado o horário de ponta.

III.5 Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

Para se obter o valor final, anual, da TUST para barras de carga e geração, basta somar a parcela locacional com a parcela selo ou de ajuste, como é mostrado na equação (3.8).

$$\text{TUST}_B = \pi_B + K \quad (3.8)$$

III.6 Caso Exemplo da Metodologia Nodal

Para exemplificar a metodologia Nodal é apresentado a seguir um exemplo numérico. Na figura 7 é apresentado o caso exemplo com 5 barras para o qual serão calculadas as tarifas.

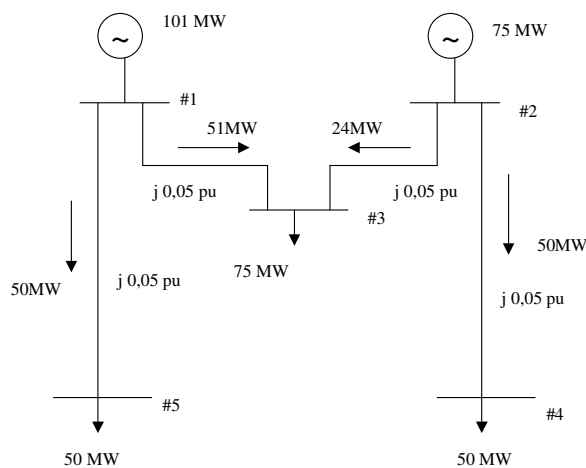


Figura 7 - Caso Exemplo com 5 barras

O primeiro passo é montar a matriz de sensibilidade β obtida através da equação (3.9):

$$\beta = b \times A^T \times B^{-1} \quad (3.9)$$

Onde:

b = matriz diagonal de susceptâncias dos ramos, de dimensão ($n_{\text{ramos}} \times n_{\text{ramos}}$)

A = matriz de incidência nodal do sistema, de dimensão ($n_{\text{barras}} \times n_{\text{ramos}}$), cujos elementos valem:

$$a_{ij} = \begin{cases} + 1, & \text{se potência no ramo } j \\ & \text{sai da barra } i \\ - 1, & \text{se potência no ramo } j \\ & \text{entra na barra } i \\ + 0, & \text{se o ramo } j \text{ não está} \\ & \text{ligado à barra } i \end{cases}$$

B = matriz de de coeficiente da formulação do fluxo de potência linearizado
($\underline{P} = B' \cdot \underline{\theta}$)

Para a rede da figura 7, considerando a barra #1 como referência temos:

$$B = \begin{bmatrix} -40.00 & 20.00 & 20.00 & 0.00 \\ 20.00 & -40.00 & 0.00 & 0.00 \\ 20.00 & 0.00 & -20.00 & 0.00 \\ 0.00 & 0.00 & 0.00 & -20.00 \end{bmatrix}$$

$$b = \begin{bmatrix} -20.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & -20.000 & 0.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -20.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & -20.000 \end{bmatrix}$$

Como:

$$\begin{bmatrix} P_2 \\ P_3 \\ P_4 \\ P_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 & 1 \\ -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & -1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{13} \\ P_{15} \\ P_{23} \\ P_{24} \end{bmatrix}$$

↓
A

$$A^T := \begin{bmatrix} 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 \end{bmatrix}$$

Assim, chegamos a:

$$\beta = \begin{bmatrix} -1.000 & -1.000 & -1.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & -1.000 \\ 1.000 & 0.000 & 1.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & -1.000 & 0.000 \end{bmatrix}$$

Incluindo a barra de referência na matriz, tem-se:

$$\beta = \begin{array}{ccccc} \textcircled{1} & \textcircled{2} & \textcircled{3} & \textcircled{4} & \textcircled{5} \\ \left[\begin{array}{ccccc} 0.000 & -1.000 & -1.000 & -1.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & 0.000 & -1.000 \\ 0.000 & 1.000 & 0.000 & 1.000 & 0.000 \\ 0.000 & 0.000 & 0.000 & -1.000 & 0.000 \end{array} \right. & \begin{array}{l} \boxed{1-3} \\ \boxed{1-5} \\ \boxed{2-3} \\ \boxed{2-4} \end{array} \end{array}$$

Consideremos que a receita a ser recuperada (RAP) através da TUST é de R\$ 1.080.000,00. Na tabela 8 são apresentados os custos padronizados e as capacidades dos circuitos.

Tabela 8 – Capacidades e Custos Padronizados dos Circuitos da Rede

Capacidade(Cap) e Custo Total (CT)	Circuito 1-3	Circuito 1-5	Circuito 2-3	Circuito 2-4
Custo Total Padronizado (R\$)	4.732.000,00	4.732.000,00	4.732.000,00	4.732.000,00
Capacidade (MW)	270	270	270	270

A tabela 9 mostra o valor do FP de cada circuito obtidos pela equação (3.4), com a utilização dos valores de carregamento mínimos e máximos estabelecidos pela Resolução ANEEL 117/04.

Tabela 9 – Fatores de Ponderação para os Circuitos do Caso Exemplo

Circuito	Fator de Ponderação (FP)
Circuito 1-3	0,189
Circuito 1-5	0,185
Circuito 2-3	0,089
Circuito 2-4	0,185

O custo de cada circuito anualizado (C_L) de acordo com a equação (3.5) permite calcular o custo unitário (c_L) de cada circuito pela equação (3.2), chegando ao valor de R\$ 1.000,00 para o custo unitário de todos os circuitos.

Com os valores obtidos calcula-se a parcela locacional (π_B) da TUST pela equação (3.3). Nas tabelas 10 e 11 são apresentadas as parcelas locacionais, de geração e de carga respectivamente, para cada barra do caso exemplo.

Tabela 10 – Tarifa de Geração Sem Ajuste

Tarifas de Geração – Sem Ajuste (R\$/kW):		
Barra	$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FP_L$	Parcela Locacional - π_B (R\$/kW)
1	$= (0 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	0,000
2	$= (-1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (1 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	-0,100
3	$= (-1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	-0,189
4	$= (-1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (1 \times 1 \times 0,089) + (-1 \times 1 \times 0,185)$	-0,285
5	$= (0 \times 1 \times 0,189) + (-1 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	-0,185

Tabela 11 – Tarifa de Carga Sem Ajuste

Tarifas de Carga – Sem Ajuste (R\$/kW):		
Barra	$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FP_L$	Parcela Locacional - π (R\$/kW)
1	$= (0 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	0,000
2	$= (1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (-1 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	0,100
3	$= (1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	0,189
4	$= (1 \times 1 \times 0,189) + (0 \times 1 \times 0,185) + (-1 \times 1 \times 0,089) + (1 \times 1 \times 0,185)$	0,285
5	$= (0 \times 1 \times 0,189) + (1 \times 1 \times 0,185) + (0 \times 1 \times 0,089) + (0 \times 1 \times 0,185)$	0,185

Nota-se que a parcela locacional da TUST da geração e da carga são simétricas com a utilização destes valores de carregamento mínimo e máximo.

As parcelas de ajuste (selo) da geração e da carga, calculadas pelas equações (3.6) e (3.7), respectivamente, fornece os valores: para geração R\$ 3,111 e para carga R\$ 2,870.

A TUST anual calculada pela equação (3.8) está mostrada na tabela 12.

Tabela 12 –TUST Anual de Carga e Geração do Caso Exemplo

TUST (R\$/kW.ano):		
Barra	TUST - Geração	TUST - Carga
1	3,111	2,870
2	3,011	2,970
3	2,922	3,059
4	2,826	3,155
5	2,926	3,055

Para se obter o valor mensal da TUST há a necessidade de se dividir o valor anual por 12. A tabela 13 mostra a TUST mensal de geração e carga para cada barra do caso exemplo.

Tabela 13 –TUST Mensal de Carga e Geração para Cada Barra do Caso Exemplo

TUST (R\$/kW.mês):		
Barra	TUST - Geração	TUST - Carga
1	0,259	0,239
2	0,251	0,248
3	0,243	0,255
4	0,235	0,263
5	0,244	0,255

Aproveitando este caso exemplo, pode-se fazer a inserção de uma nova geração e a análise dos parâmetros do processo de cálculo da TUST que são afetados. A figura 8 mostra o novo caso exemplo.

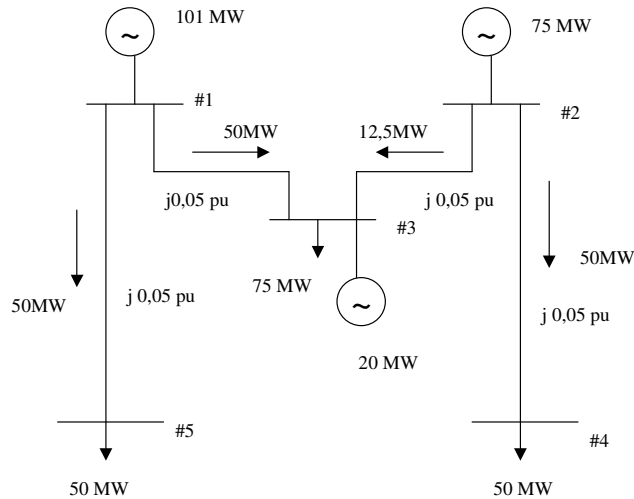


Figura 8 - Novo Exemplo com Nova Geração

Foi inserida uma nova usina que possui potência instalada de 20MW, sem a necessidade de se modificar a configuração da rede, isto é, a inserção deste empreendimento não está associada a novas obras na rede, não é inserido nenhum novo circuito. Além disso, o montante de potência inserido não modifica a direção dos fluxos em relação ao caso anterior. Com isso não há modificação na matriz de sensibilidade β . Se o valor de potência inserido fosse aumentado até suprir a carga da barra #3, haveria uma inversão no fluxo do circuito 2-3 o que acarretaria numa mudança na matriz de incidência (A) e conseqüentemente na matriz de sensibilidade β .

Observa-se que a inserção da nova usina provoca uma modificação nos fluxos dos circuitos 1-3 e 2-3 em relação ao fluxo verificado no caso exemplo anterior, já que, estes circuitos estão próximos ao ponto de conexão da usina. A variação do fluxo nos circuitos terá influência no cálculo dos fatores de ponderação dos mesmos. A tabela 14 apresenta os fatores de ponderação dos circuitos.

Tabela 14 – Fatores de Ponderação para os Circuitos do Novo Exemplo

Circuito	Fator de Ponderação (FP)
Circuito 1-3	0,185
Circuito 1-5	0,185
Circuito 2-3	0,046
Circuito 2-4	0,185

Os novos valores da parcela locacional da TUST dos geradores e das cargas são apresentados nas tabelas 15 e 16, respectivamente.

Tabela 15 – Tarifa de Geração Sem Ajuste para o Novo Exemplo

Tarifas de Geração – Sem Ajuste (R\$/kW):		
Barra	$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FP_L$	Parcela Locacional - π_B (R\$/kW)
1	$= (0 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	0,000
2	$= (-1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (1 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	-0,139
3	$= (-1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	-0,185
4	$= (-1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (1 \times 0,046) + (-1 \times 0,185)$	-0,324
5	$= (0 \times 0,185) + (-1 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	-0,185

Tabela 16 – Tarifa de Carga Sem Ajuste para o Novo Exemplo

Tarifas de Carga – Sem Ajuste (R\$/kW):		
Barra	$\pi_B = \sum_{L=1}^{NL} \beta_{LB} \times c_L \times FP_L$	Parcela Locacional - π_B (R\$/kW)
1	$= (0 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	0,000
2	$= (1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (-1 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	0,139
3	$= (1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	0,185
4	$= (1 \times 0,185) + (0 \times 0,185) + (-1 \times 0,046) + (1 \times 0,185)$	0,324
5	$= (0 \times 0,185) + (1 \times 0,185) + (0 \times 0,046) + (0 \times 0,185)$	0,185

A barra #1 não sofre nenhuma alteração na parcela locacional da TUST, pois é a barra de referência do caso exemplo. A presença de uma usina na barra #3 fez com que a parcela locacional da TUST de geração nesta barra aumentasse um pouco, sinalizando que a necessidade da inserção de nova geração nesta barra diminuiu. A parcela locacional da TUST de geração das barras #2 diminuiu, pois o despacho da usina que está conectada na barra #2 diminuiu, bem como o carregamento do circuito 2-3, indicando que há a possibilidade de inserção de mais geração nesta barra. Para a barra #4, a parcela locacional da TUST de geração diminuiu, sinalizando maior necessidade de inserção de geração nesta barra em virtude da redução do despacho na barra #2 e do carregamento do circuito 2-3. Já para a barra #5 a parcela locacional da TUST de geração permanece a mesma, pois não há alteração no fluxo do circuito 1-5 que influência na mesma e a barra com a qual ela diretamente se conecta é a barra de referência (#1).

Os valores de ajuste (selo) também sofrerão modificação, pois há um novo valor da parcela locacional da TUST. Além disso, no caso da geração há mais um usuário para dividir o valor a ser arrecadado, o qual é inserido no denominador da equação (3.6), e este tipo de impacto depende da relação entre o montante inserido e o montante existente no sistema. Ou seja, quanto maior o montante introduzido maior o impacto na parcela de ajuste da TUST, já, em um sistema com um montante existente de geração elevado a inserção de uma pequena geração causará um impacto muito reduzido. Os seguintes valores de ajustes são obtidos: para geração R\$ 2,827 e para carga R\$ 2,861.

A TUST anual calculada pela equação (3.8) está mostrada na tabela 17.

Tabela 17 –TUST Anual de Carga e Geração para Cada Barra do Novo Exemplo

TUST (R\$/kW.ano):		
Barra	TUST - Geração	TUST - Carga
1	2,827	2,861
2	2,688	3,000
3	2,642	3,046
4	2,503	3,185
5	2,642	3,064

Para se obter o valor mensal da TUST há a necessidade de se dividir o valor anual por 12. A tabela 18 mostra a TUST mensal de geração e carga para cada barra do novo caso exemplo.

Tabela 18 –TUST Mensal de Carga e Geração para Cada Barra do Novo Exemplo

TUST (R\$/kW.mês):		
Barra	TUST - Geração	TUST - Carga
1	0,236	0,238
2	0,224	0,250
3	0,220	0,254
4	0,209	0,265
5	0,220	0,254

Pelo exemplo apresentado pode-se concluir que a inserção de um novo empreendimento, tanto de geração quanto de carga, causará uma variação nos fluxos dos circuitos, mesmo com a inserção ou retirada de pequenos montantes de potência,

que influenciará o fator de ponderação e a parcela locacional da TUST. Além disso, podem ocorrer alterações nas matrizes de incidência A e de sensibilidade β e na parcela de ajuste da TUST dependendo do montante de potência que está sendo inserido ou retirado do sistema. A influência da inserção de um novo empreendimento é mais forte na TUST dos pontos mais próximos do mesmo. Essas observações aplicam-se, também, para o caso de conexão de pequenas unidades de geração dispersa, conforme será investigado no próximo capítulo.

Capítulo IV:

Tratamento da Geração Dispersa na Metodologia Nodal

Como já mencionado este trabalho tem como objetivo analisar o impacto da integração de geração dispersa na TUST. Para isso, foram verificados quais os parâmetro e critérios da metodologia Nodal que são influenciados pela introdução dos novos empreendimentos. Com estes parâmetro e critérios levantados, foram analisadas algumas proposições de modificações dos mesmos para uma melhor representação desses novos tipos de tecnologia para geração de energia elétrica.

Outro ponto da metodologia investigado foi a questão do despacho utilizado na metodologia Nodal, uma vez que, dependendo do valor de despacho obtido para cada usina há um determinado fluxo definido nos circuitos e como foi visto nas equações (3.3) e (3.4), o fluxo nos circuitos têm influência na parcela locacional da TUST.

Além do despacho proporcional, foram investigadas duas novas opções de estabelecimento do despacho do caso base com o objetivo de identificar a influência no cálculo das tarifas e analisar a viabilidade de se adotar um despacho mais próximo do operativo. Dessa forma, foram investigados o despacho econômico e o despacho energético ótimo.

IV.1 Parâmetros e Critérios Investigados

Observa-se que a entrada de qualquer empreendimento, seja ele um gerador, uma nova carga ou um novo equipamento de transmissão, gera um impacto na TUST. Em particular, a inserção de um novo empreendimento de geração dispersa promoverá os impactos na parcela locacional da TUST (equação 3.3) descritos a seguir:

- Se este empreendimento gerar modificações na topologia e nas impedâncias da rede, ocorrerá um impacto nos elementos da matriz de sensibilidade β que refletem as variações nos fluxos dos elementos do sistema

quando se aumenta em 1 MW a injeção em cada barra. Este impacto será observado tanto na TUST de geração como na TUST de carga. É importante salientar que no caso da geração dispersa, geralmente estas modificações de topologia são extremamente pequenas, pois estes geradores, em geral, se conectam na subtransmissão ou na distribuição, diminuindo assim sua influência na rede de transmissão. Nos casos analisados, a inserção da geração é feita sem nenhuma mudança na topologia da rede de transmissão.

- A inserção da geração dispersa na rede de transmissão provoca um impacto no carregamento das linhas e transformadores desta rede, isto é, antes da inserção da geração dispersa há um fluxo verificado para cada circuito, e depois da inserção da mesma há uma modificação de alguns destes fluxos. Logo, a grande influência provocada pela geração dispersa na TUST está relacionada ao fator de ponderação, como se observa na equação (3.7), uma vez que, este fator considera a relação entre o fluxo verificado no circuito e a sua capacidade. Este impacto será observado tanto na TUST de geração como na TUST de carga, pois as duas contêm este fator na sua formulação.

Observa-se que os valores estabelecidos na Resolução ANEEL 282/99 e vigentes até o final de novembro de 2004, para o percentual de carregamento mínimo e máximo das linhas de transmissão e transformadores, tanto para gerador quanto para carga, atenuam a influência provocada pela geração dispersa nos fluxos de potência da rede, além de atenuar, também, a parcela locacional da TUST.

Para investigar esta atenuação, optou-se por fazer uma simulação com os valores regulamentados pela Resolução ANEEL 282/99, vigente na ocasião da realização dos estudos, e outra na qual se utilizam os valores de carregamento mínimo de 0% e carregamento máximo de 100%. A utilização dos valores de 0% e 100% implica em que qualquer variação no fluxo é passada integralmente para o fator de ponderação e para a parcela locacional da TUST.

É interessante observar que, posteriormente a realização desta investigação e parte como fruto dela, os valores de 0% e 100% foram adotados na Resolução ANEEL 117/04. Nota-se, então, uma tendência da ANEEL em acentuar a parcela locacional da

TUST, seguindo o desejo dos usuários do sistema de transmissão, pois este aumento da parcela locacional significa alocar o custo do uso de forma mais justa e de acordo com o uso real do sistema de transmissão, isto é, quem usa mais deve pagar mais e quem usa menos deve pagar menos.

Como a tendência e o desejo dos usuários do sistema de transmissão é ter uma TUST mais justa e que reflita a real utilização do sistema, é importante avaliar se o critério de despacho utilizado na metodologia Nodal satisfaz este desejo e, se não satisfizer, quais seriam as alternativas.

Como já comentado anteriormente, o despacho proporcional utilizado na metodologia Nodal não é aderente à realidade da operação do sistema elétrico brasileiro, pois provoca um despacho elevado das usinas térmicas. A mudança do critério de despacho proporcional das usinas hidrelétricas presente na Resolução ANEEL117/04 mostra que há uma preocupação em se tornar o despacho utilizado no cálculo das tarifas mais próximo da realidade da operação.

É importante salientar que a metodologia de tarifação, seus parâmetros e critérios, têm que ter a característica de serem simples, para facilitar o entendimento e não gerar subjetividades, ou seja, a TUST obtida tem que ser reprodutível por parte dos usuários e possibilitar a previsão de tarifa para os próximos períodos tarifários. Neste sentido, o despacho proporcional atende a este requisito.

Neste trabalho foram analisados os três tipos de fontes alternativas de energia contempladas no PROINFA para a geração dispersa: eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Para estudar o impacto causado por esses empreendimentos na TUST, foram analisadas as formas de se representar as usinas eólicas (EOL), as usinas baseadas em biomassa (BIO) e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) na metodologia Nodal.

Como mencionado, existem duas possibilidades para se representar um empreendimento de geração de acordo com Resolução ANEEL 281/99:

- com o valor de potência disponível igual à energia assegurada ($PD = EA$), representação típica das usinas termelétricas usada na metodologia Nodal ;

-
- com um valor de energia assegurada menor que o de potência disponível ($EA < PD$), representação típica das usinas hidrelétricas usada na metodologia Nodal.

A forma escolhida para se representar uma usina é importante, pois o despacho final dependerá da mesma, e para cada despacho há uma distribuição de fluxo diferente e conseqüentemente um fator de ponderação e uma TUST diferente.

A usina do tipo biomassa, por ser uma usina termelétrica, pode ser representada utilizando-se a representação típica da usina termelétrica presente na metodologia Nodal, isto é, energia assegurada igual à potência disponível.

A pequena central hidrelétrica, por ser uma usina hidrelétrica, pode ser representada utilizando-se a representação típica da usina hidrelétrica presente na metodologia Nodal, isto é, energia assegurada menor que a potência disponível.

A usina eólica, por sua vez, possui uma grande variação do montante de potência despachada durante um ano e precisa ter sua forma de representação estudada, já que, ela não se encaixa diretamente em uma das formas existente na metodologia Nodal. Se ela for representada com a representação típica da usina termelétrica, provavelmente o seu despacho será próximo ao valor da sua potência disponível e isto dificilmente ocorre, em geral, menos do que 10% do tempo. Já se for utilizada a representação típica da usina hidrelétrica, um fator de capacidade que representasse um valor médio de despacho anual da fonte eólica poderia ser utilizado no lugar da energia assegurada, e com isso, seu despacho, provavelmente, estaria variando entre este valor médio e a potência disponível. Esta forma de representação, apesar de simplificada, condiz com o grau de complexidade requerido por uma metodologia de tarifação.

Foi, então, estabelecida a seguinte proposta de representação para os três tipos de usina baseada em fontes alternativas estudadas: as usinas baseadas em biomassa (BIO) e as pequenas centrais hidrelétricas (PCH) podem ser representadas utilizando-se as possibilidades existentes na metodologia, isto é, a BIO como termelétrica e a PCH como hidrelétrica. Para as usinas eólicas (EOL), que possuem a característica especial de despacho anteriormente mencionada, optou-se por fazer três simulações modificando-se a forma de representar este empreendimento, com o intuito de se obter uma

representação mais adequada do despacho das usinas eólicas. De acordo com a Portaria MME 45/04 [25] o fator de capacidade para as usinas eólicas varia de 32,40% até 41,93%. Na primeira e na terceira simulação foi utilizada a representação característica das usinas termelétricas sendo que na primeira o valor de potência disponível foi igual a 40% (fator de capacidade escolhido) da potência instalada e na terceira o valor da potência disponível foi igual ao da potência instalada. Na segunda simulação foi utilizada a representação característica das usinas hidrelétricas, sendo que foi utilizado o valor da energia assegurada igual a 40% da potência instalada, e a potência disponível igual à potência instalada.

Em resumo, os empreendimentos de geração dispersa estudados foram representados como:

- **Biomassa**: estes empreendimentos têm a característica de operação bem próxima ao de uma usina termoelétrica. Dessa forma, foram representados como usinas térmicas na metodologia, com energia assegurada igual à potência disponível ($EA = PD$).
- **Pequena Central Hidrelétrica - PCH**: estes empreendimentos têm uma característica de operação semelhante às usinas hidrelétricas, porém de menor porte. Dessa forma, foram representadas como usinas hidrelétricas na metodologia. O valor de energia assegurada utilizado foi igual a 50% da potência disponível ($EA = 0,50*PD$), valor considerado porque está dentro da faixa de variação aplicável às pequenas centrais hidrelétricas, que no Brasil, em geral, varia de 35% até 65%.
- **Eólica**: os empreendimentos eólicos têm um tipo peculiar de operação e dificilmente são despachados no máximo de suas potências disponíveis. Neste trabalho foi utilizado um fator de capacidade de 40% para estes empreendimentos. Foram investigas três formas de representação:
 1. Representação característica de usinas termelétricas da metodologia, com energia assegurada igual à potência disponível, que por sua vez vale 40% da potência instalada ($EA = PD = 0,40*PI$);

2. Representação característica de usinas hidrelétricas da metodologia, com energia assegurada igual a 40% da potência disponível que foi considerada igual à potência instalada ($EA = 0,40 \cdot PD$ e $PD=PI$);

3. Representação característica de usinas termelétricas da metodologia, com energia assegurada igual à potência disponível que é igual à potência instalada ($EA = PD = PI$).

Considere uma usina eólica com capacidade instalada de 100kW. Pelas três formas de representação investigadas, os possíveis despachos dessas usinas, calculados pelo critério de despacho proporcional, são:

1. Despacho proporcional a $PD= 40kW$, podendo variar entre 0 e 40kW.
2. Despacho proporcional a $EA=40kW$, podendo variar entre 0 e 100kW.
3. Despacho proporcional a $PD=100kW$, podendo variar entre 0 e 100kW.

Devido às limitações presentes na metodologia nodal em relação à representação do despacho das usinas, foram investigadas outras formas de obtenção do despacho base para o cálculo da TUST. O valor do despacho considerado é fundamental na avaliação da influência de geração dispersa na TUST, tendo em vista que estes empreendimentos vão introduzir modificações no despacho das demais usinas do sistema, especialmente quando o grau de penetração for elevado.

Uma das vantagens perseguidas pela utilização da geração dispersa é a redução das perdas na rede de transmissão. Como estes empreendimentos são localizados próximos à carga, em geral na rede de distribuição ou subtransmissão, o fluxo de potência na rede de transmissão necessário para atender a carga reduz e, conseqüentemente, também as perdas na transmissão.

Além disso, o despacho proporcional da forma estabelecida na metodologia Nodal tende a despachar as usinas termelétricas muito acima dos valores praticados na operação do sistema.

Desta forma, com o objetivo de aproximar o despacho base do valor praticado na operação e com isso permitir o cálculo de tarifas de uso mais justas, aliado à introdução da flexibilidade para permitir a representação dos empreendimentos de geração dispersa estudados, foi investigada a utilização do despacho econômico ótimo.

O despacho econômico tem como objetivo minimizar os custos de operação do sistema, atendendo às restrições operativas. Este critério é bastante utilizado no planejamento da operação de sistemas térmicos. No Brasil, devido à característica do sistema ser hidrotérmico, o despacho das usinas é estabelecido por um modelo de otimização energética que considera não só o custo das termelétricas como o risco de déficit nas hidrelétricas.

Nesse trabalho, foi investigada a influência no cálculo da TUST da utilização do despacho base calculado com o despacho econômico (otimização elétrica) e o despacho energético ótimo. Para ambos os critérios de estabelecimento do despacho, foram analisadas as melhores formas de representação da geração dispersa.

IV.2 Despacho Econômico

Para se obter o despacho econômico foi desenvolvida a solução de um problema de fluxo de potência ótimo (FPO).

O FPO [26,27,28,29,30] tem aplicações em diversos problemas da expansão e operação de sistemas de potência, tais como despacho econômico, análise de sensibilidade de geração e transmissão, análise de segurança, planejamento da expansão da geração e transmissão, minimização de perdas e programação da geração à curto prazo.

O objetivo do FPO é otimizar uma determinada função objetivo satisfazendo uma série de restrições (de igualdade e desigualdade) físicas e operacionais, isto é, será calculada uma condição de operação, entre as várias possíveis para atender a carga, que otimize a função objetivo escolhida.

A escolha da função objetivo é complexa e deve ser feita de forma criteriosa, já que, esta função objetivo deve descrever adequadamente a melhor condição operativa

para o sistema elétrico em estudo. A função objetivo usada para se resolver o problema do despacho econômico é:

- Mínimo custo de geração ativa: o valor de potência ativa das usinas é calculado de forma a minimizar o custo total de geração do sistema, calculado como:

$$f(z) = \sum_{L=1}^{NG} C_L \times Pg_L \quad (4.1)$$

Onde:

C_L = custo de geração de potência ativa no gerador L

Pg_L = é a geração de potência ativa do gerador L

NG = é o número de geradores da rede elétrica

A solução da otimização da função objetivo deve satisfazer às equações básicas (restrições de igualdade) que governam o fluxo de potência em uma rede elétrica. As equações da Lei de Kirchhoff para os nós da rede elétrica são apresentadas a seguir:

$$P_i = Pg_i - Pc_i \quad (4.2)$$

$$Q_i = Qg_i - Qc_i \quad (4.3)$$

Onde:

P_i e Q_i = potência líquida ativa e reativa na barra i

Pg_i e Qg_i = geração ativa e reativa conectada à barra i

Pc_i e Qc_i = carga ativa e reativa conectada à barra i

Eventualmente, outras equações de igualdade podem ser inseridas na modelagem do problema, como por exemplo, na necessidade de fixar alguns valores como intercâmbio entre áreas ou de geração de uma determinada usina ou grupo de usinas.

Outras restrições relacionadas aos limites físicos e operacionais da rede também são modeladas. Estas restrições recebem o nome de restrições de desigualdade, pois são compostas por inequações. A tabela 19 mostra algumas dessas variáveis de acordo com sua influência no fluxo de potência ativa ou reativa.

Tabela 19 – Variáveis Associadas aos Limites Físicos e Operativos

<i>Fluxo de Potência Ativa</i>	<i>Fluxo de Potência Reativa</i>
Defasagem angular entre barras	Módulo da tensão
Fluxo de potência ativa nos circuitos	Fluxo de potência reativa nos circuitos
Fluxo de potência ativa de intercâmbios entre áreas	Fluxo de potência reativa de intercâmbios entre áreas
Ângulo de fase dos transformadores defasadores	Tap dos transformadores

As restrições de desigualdade, referentes aos limites térmicos de transmissão de potência dos equipamentos da rede elétrica e dos limites de operação das usinas, são formuladas como:

$$P_{g_i}^{mín.} \leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{máx.} \quad (4.4)$$

$$P_j^{mín.} \leq P_j \leq P_j^{máx.} \quad (4.5)$$

Onde:

$P_{g_i}^{mín.}$ e $P_{g_i}^{máx.}$ = limites de geração ativa do gerador i

$P_j^{mín.}$ e $P_j^{máx.}$ = limites de transmissão de potência ativa do circuito j

P_j = potência ativa do circuito j

Para solucionar o FPO existem vários métodos como: programação linear, programação seqüencial, programação quadrática seqüencial, método de Newton e método dos pontos interiores [27,28,29].

No caso específico da utilização do FPO para o estabelecimento do despacho base para o cálculo da TUST neste trabalho, algumas premissas foram definidas:

- Foi utilizada a formulação do fluxo de potência linear considerando perdas para as equações da rede elétrica, pois para o cálculo da TUST só é importante a potência ativa. Na própria metodologia Nodal é utilizado um fluxo de potência linear para inicializar o despacho proporcional;

-
- Foi modelado e simulado um único cenário, pois se quer investigar uma alternativa de despacho que seja simples e que seja aderente às premissas básicas da metodologia Nodal, na qual a TUST é calculada com base em um único cenário com a representação da carga e da geração máxima contratada através do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST);
 - As restrições de desigualdade adotadas foram os limites térmicos dos equipamentos da rede elétrica e os limites de geração de potência ativa das usinas.

Além disso, algumas considerações foram feitas para tentar dar um melhor tratamento para as usinas hidrelétricas, os intercâmbios, as perdas e a geração dispersa.

Como se pode observar nos artigos [10,11] a obtenção do custo de geração hidrelétrica é uma tarefa muito difícil, já que o insumo deste tipo de empreendimento é a água disponível nos reservatórios que é influenciada por fatores climáticos os quais são de difícil previsão e modelagem. A solução adotada neste trabalho foi a utilização do valor da água proveniente da simulação de um modelo de despacho energético ótimo.

Os intercâmbios e a geração de potência ativa da geração dispersa foram representados como restrições de igualdade. Os valores de intercâmbios também foram obtidos através da simulação de um modelo de despacho energético ótimo e estes valores foram fixados para se estabelecer uma única configuração para a rede elétrica estudada.

O valor da potência ativa gerada pela geração dispersa foi fixada, com o valor igual ao da energia assegurada estabelecida para a representação destes empreendimentos dentro do despacho proporcional, pois este mesmo tratamento está sendo adotado em todo o trabalho. A fixação da geração de potência ativa da geração dispersa se deve ao fato desses empreendimentos, em geral, não participarem do despacho centralizado, aliado ao fato dos empreendimentos do PROINFA deverem ser despachados na base, tendo em vista que a contratação da sua geração já está garantida por 20 anos [3].

Assim, a formulação estabelecida neste trabalho para o FPO, leva em consideração a disponibilidade de geração termelétrica e hidrelétrica, as equações que governam o fluxo de potência linear da rede, com a representação da carga máxima contratada, e as restrições elétricas dos equipamentos de transmissão. A formulação utilizada é mostrada a seguir:

$$\begin{aligned} & \text{NG} \\ \text{MIN } f(z) &= \sum_{L=1} C_L \times P_{g_i} \\ \text{s.a} \\ P_i &= P_{g_i} - P_{C_i} \\ P_{g_i}^{\text{mín.}} &\leq P_{g_i} \leq P_{g_i}^{\text{máx.}} \\ P_j^{\text{mín.}} &\leq P_j \leq P_j^{\text{máx.}} \end{aligned} \tag{4.6}$$

No caso das barras onde estão representados os intercâmbios e a geração dispersa, foi feito $P_{g_i}^{\text{mín.}}$ e $P_{g_i}^{\text{máx.}}$ iguais aos valores estabelecidos de geração ativa da geração dispersa e aos valores fixados para os intercâmbios.

Para analisar as possibilidades de utilização do despacho das usinas provenientes de um FPO, foi desenvolvido um programa em MATLAB para despacho econômico ótimo e cálculo da TUST, chamado NORDESTE. Neste programa, o problema de FPO é formulado como um problema de Programação Linear (PL), que é solucionado através do Método Simplex [27,28,29]. Foi implementada também a metodologia Nodal para o cálculo da TUST a partir da solução obtida pelo FPO.

O programa foi desenvolvido de maneira que se pudessem utilizar os mesmos arquivos de dados utilizados pelo programa Nodal [23,24], isto é, são utilizados o arquivo de rede (.DC) e o arquivo de custo dos equipamentos da Rede Básica(.TRA).

Para complementar a análise da representação das usinas do tipo BIO, EOL e PCH na solução do FPO, foi realizada uma outra simulação na qual esses empreendimentos participam do despacho centralizado. Esta simulação consistiu em não fixar a potência ativa para estes empreendimentos. Para isto, há a necessidade de se estabelecer os custos de geração para cada uma das fontes alternativas investigadas.

Foram utilizados como custo de geração para estes empreendimentos os valores econômicos estabelecidos na Portaria MME 45/04 [25]. Esta simulação, de forma semelhante ao que será feito para o despacho energético ótimo, tem a intenção de mostrar que neste tipo de representação elas, atualmente, serão muito pouco despachadas, pois ainda têm o custo de geração alto.

IV.3 Despacho Energético Ótimo

A otimização energética [31,32,33] utilizada no planejamento da operação do SIN, leva em consideração as disponibilidades de geração termelétrica e hidrelétrica, o histórico hidrológico, as previsões de vazões, os limites de intercâmbios energéticos entre submercados e a previsão de carga. Esta otimização tem como objetivo alcançar o mínimo custo de operação do SIN promovendo assim a melhor utilização dos recursos energéticos (melhor despacho das usinas do SIN).

Em um sistema hidrotérmico, como o sistema elétrico brasileiro, o objetivo básico é determinar valores estimados de geração por usina do sistema, que atendam à carga e minimizem o custo de operação durante o período analisado. Este custo é composto pelo custo variável das usinas termelétricas e pelo custo da energia não suprida que é representada por uma função de deficit de energia.

Este custo a ser otimizado é composto por duas parcelas: o custo imediato, referente às decisões que estão sendo tomadas no presente e o custo futuro, que pela predominância da hidroeletricidade no sistema brasileiro, é influenciado pelas decisões tomadas no presente. O objetivo final é obter o menor valor da soma entre o custo imediato e o custo futuro.

O Brasil possui um sistema de geração elétrica que se caracteriza pela predominância da utilização de seus recursos hídricos. As usinas encontram-se dispostas em cascata, fazendo com que a operação de uma usina afete as usinas que estejam a jusante. Isso faz com que o sistema seja interdependente. O sistema é interligado por longas linhas de transmissão, envolvendo ainda importação e exportação com países vizinhos.

A interdependência entre as usinas hidrelétricas, além de ocorrer espacialmente, como citado anteriormente, ocorre também no tempo. Por exemplo: caso seja utilizada mais água em um reservatório durante um determinado mês, menos água restará a partir do mês seguinte. As vazões, que determinam a abundância ou a carência de recursos, têm períodos úmidos ou secos que se prolongam, por vezes, até por anos.

Há, portanto, necessidade de uma cuidadosa coordenação da operação, tanto para que o sistema seja eletricamente seguro quanto para que os recursos sejam aproveitados de forma eficiente. No Brasil, o planejamento energético é realizado na análise de médio prazo, curto prazo e programação diária, onde é utilizado para o planejamento energético de médio prazo o modelo de otimização NEWAVE [33] desenvolvido pelo CEPEL.

O objetivo da utilização de uma condição de operação energética ótima, neste trabalho, é avaliar a influência da utilização de um despacho baseado nestas condições no cálculo da TUST. No entanto, devido à complexidade do modelo computacional necessário para a otimização energética de sistemas hidrotérmicos, optou-se por utilizar os resultados gerados pelo modelo para planejamento energético de médio prazo, adotado no setor elétrico brasileiro (NEWAVE – SUIISHI-O), para a obtenção do caso base ótimo energético para o cálculo da TUST, ao invés de se desenvolver um outro modelo.

No Brasil, o médio prazo trabalha com um horizonte de cinco anos, sendo que o sistema é desagregado, dentro do horizonte, em etapas mensais. Já o curto prazo trabalha com o horizonte de alguns meses. Então, neste trabalho se adotarão as premissas de planejamento de médio prazo, já que a TUST é definida se olhando o horizonte de um ano à frente.

Nos estudos de médio prazo, a representação do sistema elétrico é simplificada. A simplificação adotada para o modelo NEWAVE é a agregação de todos os reservatórios de cada região em um único reservatório equivalente de energia.

Neste trabalho alguns dados utilizados na simulação com o modelo NEWAVE tiveram que ser ajustados com o intuito de se obter um despacho energético ótimo que fosse aderente ao cenário estabelecido pela metodologia Nodal para o cálculo da TUST,

pois a intenção é se investigar alternativas de despacho que possam ser incorporadas à metodologia Nodal.

A carga utilizada foi a mesma usada no estudo com a metodologia Nodal, isto é, a carga contratada para o período de 01 de julho de 2005 até 30 de junho de 2006, que corresponde à carga máxima não coincidente para o horário de ponta. Depois de cada simulação foi utilizado o modelo SHUSHI-O [34,35], para se obter o despacho para cada usina, os valores de intercâmbio e o valor da água. Estes valores são dados por cenário de toda a série histórica de aflúências disponível (1931 até 2003), assim os valores de despacho, intercâmbios e da água, para o período desejado de julho de 2005 até junho de 2006, são levantados. Em seguida, é feita a média de maneira que se tenha um valor único de despacho por usina e de intercâmbio e assim representá-los como dados do despacho base para a metodologia Nodal.

O valor de despacho é inserido nos dados de entrada do programa Nodal cuidadosamente para que o despacho proporcional existente no mesmo não modifique o valor estabelecido com a simulação do NEWAVE/SUISHI-O.

O intercâmbio é representado como um valor fixo para se estabelecer uma única configuração para a rede elétrica estudada.

A geração dispersa está sendo contabilizada e representada atualmente no NEWAVE como potência de pequenas usinas. Dessa forma, a carga representada no modelo é abatida do montante de potência relativo às pequenas usinas. Este procedimento foi adotado neste estudo de forma a manter o tratamento da geração dispersa uniforme com os demais estudos realizados.

Para se investigar e comparar os três critérios de despacho estudados é necessário que haja o cuidado de se padronizar os principais dados do problema. Então, a representação das potências das usinas do tipo BIO, EOL e PCH tem que ser padronizada, isto é, tem que se usar um mesmo padrão de representação nos três estudos. Neste sentido, o valor de energia assegurada, estabelecido para a representação destes empreendimentos dentro do despacho proporcional, foi usado como forma padrão de representação. Isto significa que o montante a ser representado como potência de pequenas usinas, no modelo NEWAVE, será igual a soma das energias asseguradas

das usinas do tipo BIO, EOL e PCH, que na verdade, correspondem a um percentual da potência disponível. Na tabela 20 são apresentados estes valores percentuais que caracterizam o fator de carga (FC) arbitrado para cada tipo de fonte alternativa.

Tabela 20 – Valores Percentuais da EA em Relação à PD – EOL, BIO e PCH

Fonte Alternativa	FC (%) EA = FC*PD
Eólica (EOL)	40
PCH	50
Biomassa (BIO)	100

Para complementar esta análise da representação das usinas do tipo BIO, EOL e PCH, foi realizada uma outra simulação na qual elas participam do processo de otimização energética. Esta simulação consistiu em não mais representá-las como potência de pequenas usinas. Elas foram representadas como novas usinas termelétricas, já que para se representar como uma usina hidrelétrica haveria a necessidade de se estabelecer uma série de informações como vazão mínima, volume inicial, entre outras, o que torna este tipo de representação inviável para estes tipos de empreendimentos. Para a representação típica como usina termelétrica há, apenas, a necessidade de se estabelecer os custos de geração e a potência instalada. Foram utilizados como custo de geração para estes empreendimentos os valores econômicos para cada uma destas fontes alternativas estabelecidos na Portaria MME 45/04. A intenção é mostrar que neste tipo de representação elas, atualmente, serão muito pouco despachadas, porém com o aumento da penetração e do montante envolvido haverá a necessidade de se representar estes empreendimentos de forma que seus despachos variem no processo de obtenção do despacho energético ótimo.

Capítulo V:

Resultados

A apresentação dos resultados dos estudos realizados será feita seguindo a linha utilizada no desenvolvimento do trabalho. Primeiro, utilizando a metodologia Nodal, será feita a análise dos parâmetros influenciados e das soluções propostas para a representação da geração dispersa baseada em fontes alternativas, conforme descrito no capítulo IV. A partir das soluções propostas será feita a análise do impacto da inserção da geração dispersa na TUST. Ainda na investigação do impacto da geração dispersa e com o intuito de se investigar novos critérios de despacho mais aderente ao modelo de operação ótimo, serão apresentados os resultados para a representação da geração dispersa no despacho econômico e no despacho energético ótimo. Com a forma de representação definida e padronizada para os três modelos de fontes alternativas consideradas, serão mostradas as comparações entre os três critérios de despacho investigados.

V.1 Descrição do Sistema Analisado

Existem vários critérios para a escolha de uma rede típica para se fazer um determinado estudo. No caso do estudo que está sendo realizado, onde se pretende analisar o impacto da conexão de empreendimentos de geração dispersa na TUST, tomou-se como critério a utilização de uma rede real brasileira, representativa de área elétrica onde exista grande potencial de exploração destes tipos de empreendimentos, principalmente os baseados em fontes alternativas oriundos do PROINFA.

Dessa forma, optou-se pela utilização da rede equivalente do sistema de transmissão do Nordeste do Brasil, onde as interligações com o restante do Sistema Interligado Nacional (SIN) foram representadas através de equivalentes de redes. Verifica-se que há um grande número de empreendimentos oriundos do PROINFA previstos para entrarem nesta região, principalmente usinas eólicas e de biomassa, bem como um grande potencial energético para exploração de fontes alternativas. Os dados do sistema de transmissão do Nordeste, assim como de todas as áreas elétricas componentes do SIN, são públicos e estão disponíveis no site do ONS

(www.ons.org.br/simulaçãodetarifas). O sistema escolhido possui 943 barras, 1313 circuitos, 6 usinas termelétricas e 9 hidrelétricas, 217 circuitos da Rede Básica, 12.778,9MW de potência disponível e 8.773,9 MW de carga. Na Figura 9 é apresentado um diagrama unifilar simplificado da região escolhida, contendo as linhas de transmissão nos níveis 500kV (vermelho), 230kV (verde) e 138kV (amarelo).

Figura 9- Sistema Nordeste [Fonte: www.ons.org.br/sin/mapasdosin]



Para analisar o impacto da geração dispersa na TUST da região escolhida, foram representados alguns empreendimentos selecionados pelo PROINFA para os três tipos de fontes alternativas: eólica, PCH e biomassa. Os empreendimentos representados foram:

- Na Bahia:
 - PCH Cachoeira da Lixa com 14,8 MW;
 - PCH: Colino I com 11 MW;
 - PCH: Colino II com 16 MW.

As PCHs Colino I e Colino II se conectam à rede de subtransmissão, constituída de equipamentos com tensão menor que 230kV, por meio de uma linha de transmissão em 138kV que interliga estas centrais geradoras a barra de 138kV da SE da PCH Cachoeira da Lixa. A PCH Cachoeira da Lixa se conecta a barra de 138kV da SE Itamaraju. Esta rede de subtransmissão tem como fronteira com a Rede Básica a SE Eunápolis.

A figura 10 apresenta a configuração da rede de transmissão da Bahia:

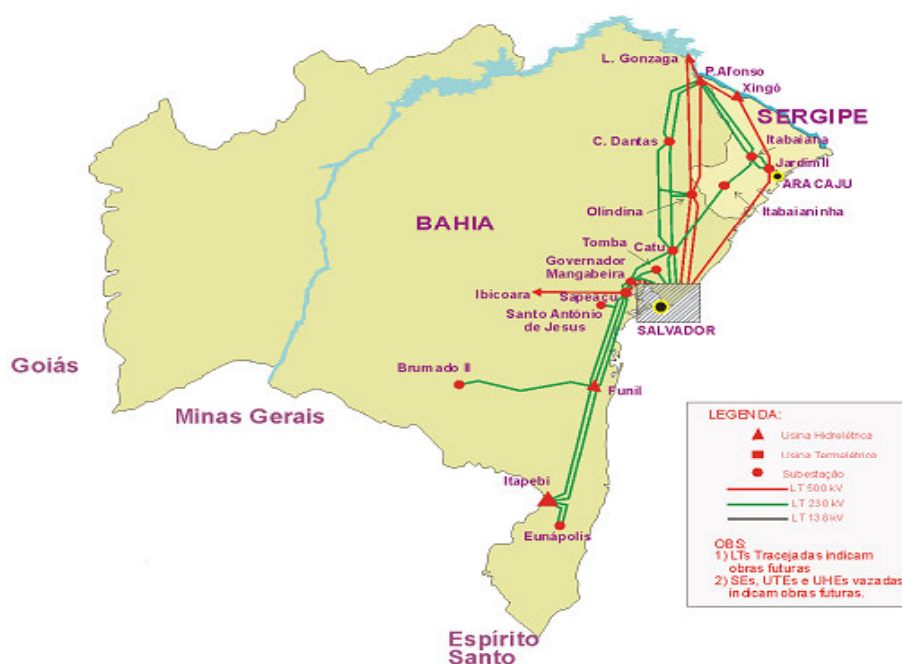


Figura 10- Sistema de Transmissão da Bahia [Fonte: www.ons.org.br/par]

- No Ceará:
 - Usina Eólica Canoa Quebrada com 57,0 MW;
 - Usina Eólica Enacel com 31,5 MW;
 - Usina Eólica Beberibe com 25,2 MW;
 - Usina Eólica Praias de Parajuru com 28,8 MW;
 - Usina Eólica Praia do Morgado com 28,8 MW;
 - Usina Eólica Volta do Rio com 42 MW; e
 - Usina Eólica Foz do Rio Choró com 25,2 MW.

A conexão da EOL Canoa Quebrada à Rede Básica se dá por meio da implantação de uma subestação 34,5/69 kV e de uma linha em 69 kV, de uso restrito, até a subestação coletora 69/230 kV que é compartilhada com a EOL

Enacel. Dessa subestação deriva uma linha de transmissão em 230 kV, também compartilhada com a EOL Enacel, complementando assim as instalações de conexão da central geradora à SE Russas II 230 kV.

A conexão da EOL Foz do Rio Choró à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma subestação 34,5/69 kV e de uma linha em 69 kV que interliga esta central geradora à SE Acarapé. A conexão da EOL Beberibe à rede de subtransmissão, por meio da implantação de uma subestação 34,5/69 kV e de uma linha em 69 kV, que interliga a mesma à SE Cascavel. Estas duas redes de subtransmissão conectam-se com a Rede Básica através da SE Fortaleza.

As EOL Praia do Morgado e Volta do Rio se conectam à rede de subtransmissão, por meio de uma linha de transmissão em 138kV que interliga estas centrais geradoras a barra de 138kV da SE da Sobral II. Nesta SE há a interligação desta barra de 138kV à barra de 69kV que é fronteira da Rede Básica.

A conexão da EOL Praias de Parajuru à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma linha em 69 kV que interliga a mesma à SE Acaracati. Esta rede de subtransmissão conecta-se com a Rede Básica através da SE Russas II.

A figura 11 apresenta a configuração da rede desta região:

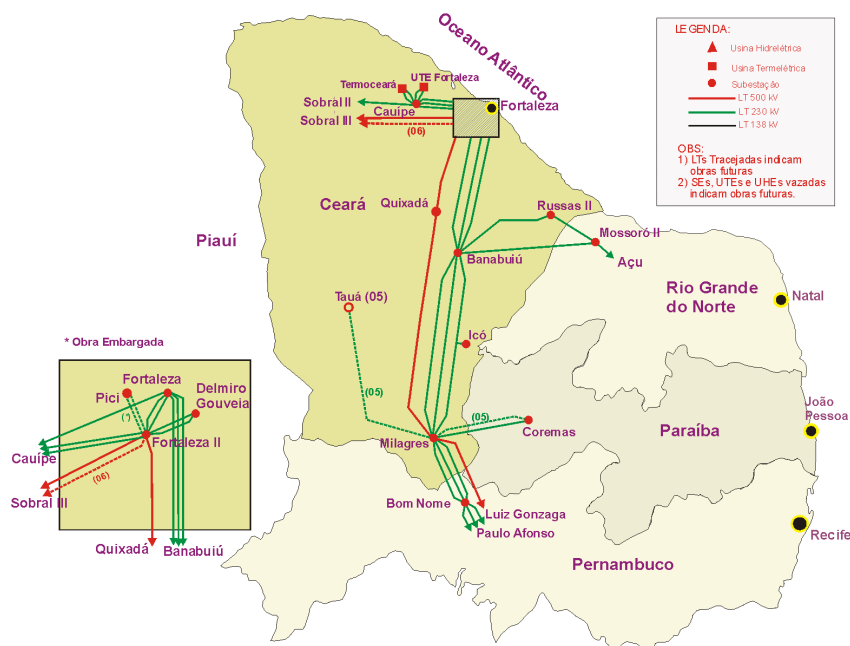


Figura 11- Sistema de Transmissão do Ceará [Fonte: www.ons.org.br/par]

- Em Pernambuco:
 - Usina Biomassa Energia Ambiental com 30 MW;
 - Usinas Eólicas Gravatá com 4,25 MW e Mandacaru com 4,25 MW; e
 - Usinas Eólicas Xavantes com 4,25 MW e Santa Maria com 4,25 MW.

A conexão da BIO Energial Ambiental à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma linha em 69 kV que interliga esta central geradora à SE Palmares. Esta rede de subtransmissão conecta-se com a Rede Básica através da SE Ribeirão.

A conexão das EOL Gravatá e Mandacaru à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma linha em 69 kV que interliga esta central geradora à SE Gravatá. Esta rede de subtransmissão conecta-se com a Rede Básica através da SE Ribeirão.

A conexão das EOL Xavantes e Santa Maria à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma linha em 69 kV que interliga esta central geradora à SE Vitória. Esta rede de subtransmissão conecta-se com a Rede Básica através da SE Pirapama.

- No Rio Grande do Norte:
 - Usina Eólica Rio do Fogo com 49,3MW.

A conexão da EOL Rio do Fogo à rede de subtransmissão se dá por meio da implantação de uma linha em 69 kV que interliga esta central geradora à SE CAM da COSERN . Esta rede de subtransmissão conecta-se com a Rede Básica através da SE Natal II.

A figura 12 mostra a configuração da rede desta região:

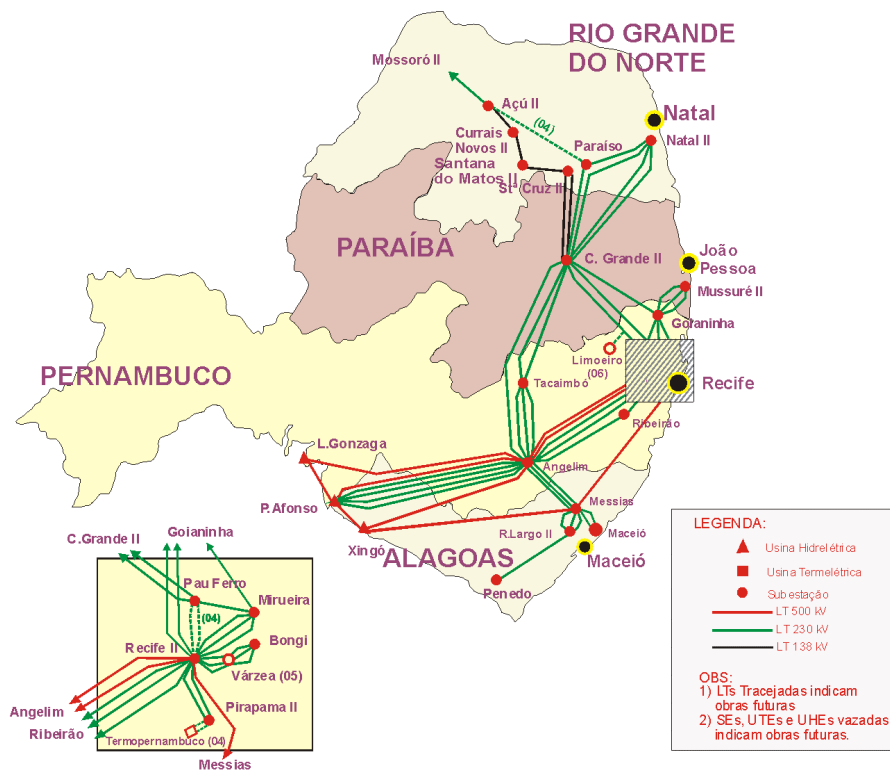


Figura 12- Sistema de Transmissão de PE e RN [Fonte: www.ons.org.br/par]

V.2 Análise do Fator de Ponderação

Os resultados baseados na metodologia Nodal foram obtidos através do programa Nodal, desenvolvido pelo CEPEL e disponível no site da ANEEL (www.aneel.gov.br/tarifa/programanodal).

Em todos os estudos foi utilizada a mesma receita anual permitida.

No sistema NE utilizado nas análises, os circuitos que conectam os empreendimentos selecionados à Rede Básica já estão representados e assim para se representar as usinas de BIO, PCH e EOL só foi necessário inserir seus montantes de potência ativa nas barras já existentes.

Para se analisar o fator de ponderação foi simulado um Caso Base, sem a inserção das novas usinas, com os limites mínimos e máximos de carregamento vigente pela Resolução ANEEL 282/99 e com os limites estabelecidos como 0% e 100%. Em seguida, foi simulado um caso no qual os novos empreendimentos estão representados e com as duas condições de limites mínimos e máximos de carregamento. Este caso foi denominado Caso NE.

Foram escolhidas, para a análise, algumas barras que fazem a fronteira entre os pontos de conexão das novas usinas e a Rede Básica. A tabela 21 mostra a variação da parcela locacional da TUST, nestas barras, em função da inserção dos novos empreendimentos com a utilização dos limites mínimos e máximos de carregamento vigente pela Resolução ANEEL 282/99.

Tabela 21–Comparação Limites de Carregamento – Res. ANEEL 282/99

Nome da Barra	TUST – Caso Base (R\$/kW.mês)	TUST – Caso NE (R\$/kW.mês)	Percentual de Variação (%)
EUNÁPOLIS – 138 kV	0,387	0,378	-2,326
SOBRAL – 138 kV	0,102	0,095	-6,863
RUSSAS II – 69 kV	0,326	0,312	-4,294
FORTALEZA – 69 kV	0,254	0,247	-2,756
RIBEIRÃO – 69 kV	0,174	0,168	-3,448
PIRAPAMA – 69kV	0,148	0,146	-1,351
NATAL II – 69 kV	0,675	0,656	-2,815

A tabela 22 mostra a variação da parcela locacional da TUST, para as mesmas barras, em função da inserção dos novos empreendimentos com a utilização dos limites de carregamento 0% e 100%.

Tabela 22 – Comparação Limites de Carregamento – 0% e 100%

Nome da Barra	TUST – Carga - Caso Base (R\$/kW.mês)	TUST – Carga - Caso NE (R\$/kW.mês)	Percentual de Variação (%)
EUNÁPOLIS – 138 kV	2,001	1,876	-6,247
SOBRAL II – 138 kV	1,086	0,892	-17,772
RUSSAS II – 69 kV	1,661	1,441	-13,245
FORTALEZA – 69 kV	1,083	0,999	-7,756
RIBEIRÃO – 69 kV	0,811	0,728	-10,234
PIRAPAMA – 69kV	0,568	0,545	-4,049
NATAL II – 69 kV	2,358	2,155	-8,609

Pode ser observado pela análise dos resultados apresentados nas tabelas 21 e 22, que os valores para o carregamento máximo e mínimo da Resolução ANEEL 282/99, atenuam a parcela locacional da TUST. Variações nos carregamentos dos circuitos, de uma configuração para outra, que mantenham os mesmos abaixo de 30% e acima de 60% para agentes de geração, e abaixo de 40% e acima de 80 para agentes de consumo, não causam nenhuma variação no valor da parcela locacional da TUST. Isto pode ser verificado nas figuras 4 e 5 do capítulo III. Percebe-se, com isso, que o impacto causado pela inserção de pequenas centrais geradoras na parcela locacional da TUST é muito atenuado quando se utilizam esses valores de carregamento máximo e mínimo, pois os montantes de potência associados à inserção destes empreendimentos são pequenos e causam apenas pequenas variações nos carregamentos dos circuitos. Já com a utilização dos valores de carregamento de 0% e 100%, toda vez que houver uma variação no carregamento de um circuito, por menor que seja, haverá uma variação do fator de ponderação e da parcela locacional da TUST. Além disso, há uma intensificação da parcela locacional e conseqüentemente do sinal econômico na TUST.

Considerando o impacto provocado pela integração da geração dispersa na TUST, é necessário que se utilize os valores de carregamento máximo e mínimo propostos, de modo a não atenuar o sinal locacional e possibilitando, assim, ponderar de modo mais justo os efeitos de geração dispersa na parcela locacional da TUST.

Os valores de carregamento mínimo de 0% e máximo de 100% para os geradores e consumidores foram incorporados, recentemente, à metodologia Nodal através da Resolução ANEEL 177/04. Esta alteração foi em parte fruto dos estudos realizados durante este trabalho.

V.3 Representação da Geração Dispersa na Metodologia Nodal

Seguindo o que foi proposto no capítulo IV, a representação da geração dispersa na metodologia Nodal se dará da seguinte maneira: a BIO será representada com a energia assegurada igual à potência disponível e a potência instalada ($EA = PD = PI$) e a PCH será representada com a energia assegurada igual a metade da potência disponível e da potência instalada ($EA = 0,5*PD$ e $PD = PI$). Para a representação da usina eólica, no entanto, foi necessário fazer simulações com as três formas proposta no capítulo IV para se identificar o melhor tratamento para este tipo de empreendimento.

Foi simulado um caso onde a usina eólica foi representada com a energia assegurada igual à potência disponível e a quarenta por cento da potência instalada ($EA = PD$ e $PD = 0,4*PI$), e outro com a energia assegurada igual a quarenta por cento da potência disponível e da potência instalada ($EA = 0,4*PD$ e $PD = PI$). Pode parecer que estas duas formas de representação propostas são idênticas, isto é, o despacho proporcional será realizado tendo como base o mesmo valor igual a quarenta por cento da potência instalada. Porém, se os passos 2 e 5.5, do algoritmo do despacho proporcional da metodologia Nodal, apresentado no capítulo III, forem cuidadosamente analisados, se perceberá que há uma diferença entre as duas representações. O limite máximo de despacho corresponde ao valor de PD e para as duas representações são diferentes, ou seja, no primeiro caso o limite máximo é quarenta por cento de PI, e no segundo, o limite máximo é a própria PI.

Os despachos resultantes, de algumas das usinas eólicas, para os dois casos são apresentados na tabela 23.

Tabela 23 – Comparação das Representações Propostas para a EOL

<i>Usina Eólica</i>	<i>PI (MW)</i>	<i>EA (MW)</i>	<i>Despacho – Caso EA=0,4*PD e PD=PI (MW)</i>	<i>Despacho – Caso EA=PD=0,4*PI (MW)</i>
Rio do Fogo	49,30	19,72	21,10	19,72
Enacel	31,50	12,60	13,50	12,60
Canoa Quebrada	57,00	22,80	24,40	22,80
Foz do Rio Choró	25,20	10,08	10,80	10,08
Gravatá e Mandacaru	8,50	3,40	3,60	3,40

Como se observa na tabela 23, a representação das usinas eólicas utilizando as duas alternativas possíveis resultou em um despacho pouco diferente. Porém, não podemos dizer que as duas alternativas sempre apresentarão este resultado. Neste caso, o despacho proporcional com valores próximos ocorre porque não há a necessidade se despachar as usinas em um montante muito acima da EA e o montante pelo qual é feita a proporcionalidade, como explicado, é o mesmo nos dois casos. Além disso, na representação EA=PD=0,4*PI, o despacho final das usinas é exatamente o valor máximo (PD) que pode ser despachado das mesmas. Se for utilizada uma terceira forma de representação, com a energia assegurada igual à potência disponível e à potência instalada (EA = PD e PD = PI), representação esta sugerida pela modificação oriunda da Resolução ANEEL 117/04, observa-se claramente a diferença do despacho das usinas, conforme mostrado na tabela 24.

Tabela 24 – Nova Comparação das Representações Propostas para a EOL

<i>Usina Eólica</i>	<i>PI (MW)</i>	<i>Despacho – Caso EA=PD=PI (MW)</i>	<i>Despacho – Caso EA=0,4*PD e PD=PI (MW)</i>	<i>Diferença de Despacho (MW)</i>
Rio do Fogo	49,30	49,30	21,10	28,20
Enacel	31,50	31,50	13,50	18,00
Canoa Quebrada	57,00	57,00	24,40	32,60
Foz do Rio Choró	25,20	25,20	10,80	14,40
Gravatá e Mandacaru	8,50	8,50	3,60	4,90

Observa-se que a diferença entre esta terceira representação e as demais é grande, chegando-se ao caso extremo de se despachar as eólicas no valor máximo da sua

potência instalada, uma vez que, este é o valor de potência pelo qual é feita a proporcionalidade das usinas eólicas no despacho proporcional desta representação, o que foge muito da característica de operação deste tipo de usina. Isto exemplifica exatamente o deslocamento do despacho proporcional em relação à realidade da operação do sistema elétrico brasileiro, principalmente quando se trata das usinas térmicas, pois o tipo de representação utilizada para estas usinas faz com que elas sejam bastante despachadas, o que não ocorre na realidade.

É de fácil observação, então, que a segunda forma de representação, com o valor de energia assegurada menor que a potência disponível e esta igual à potência instalada, é bem mais flexível, pois permite que o despacho varie entre zero e a potência instalada, sendo feito de forma proporcional à energia assegurada. Assim o tratamento escolhido para representar a usina eólica no despacho proporcional disponível no programa Nodal, é com $EA < PD$ e $PD = PI$, sendo a $EA = FC * PI$.

Com o novo critério estabelecido na Resolução ANEEL 117/04 para o despacho a ser utilizado no programa Nodal, não haverá mais a possibilidade de se utilizar a alternativa escolhida como a melhor para representar as usinas eólicas. Observa-se que este critério é muito restritivo, pois só há uma maneira de representar um empreendimento de geração. Uma alternativa para contornar esta restrição é representar as usinas eólicas não com o total da sua potência disponível e sim com um percentual desta potência, através da utilização do fator de capacidade das mesmas, como foi feito para o primeiro caso simulado ($EA = PD = 0,4 * PI$).

V.4 Avaliação do Impacto da Geração Dispersa na TUST

Esta análise será feita comparando-se o impacto nos carregamentos dos circuitos e o impacto na parcela locacional da TUST.

Foram estabelecidas as seguintes premissas para esta análise:

- Fator de carregamento máximo e mínimo igual a 100% e 0% respectivamente, tanto para carga quanto para geração. A utilização destes valores faz com que as parcelas locacionais da TUST de geração e carga

fiquem simétricas. Foi usada, para comparação, a parcela locacional da TUST de carga.

- Utilização da mesma receita anual permitida em todas as análises.
- Representação dos novos empreendimentos de geração dispersa de acordo com o que foi definido no item anterior, a saber:
 - BIO: $EA=PD=PI$;
 - PCH: $EA=0,5*PD$ e $PD=PI$; e
 - EOL: $EA=0,4*PD$ e $PD=PI$;
- O Caso Base é o caso sem a representação das novas usinas, já o Caso NE possui todas as novas usinas representadas.

Os resultados da parcela locacional da TUST de carga e os fluxos nos circuitos oriundos do Caso NE foram comparados com o Caso Base através do cálculo da variação destes parâmetros provocada pela inserção das novas usinas, isto é, foi estabelecido o percentual de redução ou aumento dos fluxos dos circuito e da parcela da TUST de carga em relação aos valores obtidos no Caso Base.

Para facilitar a análise, evitando a necessidade de se apresentar a grande quantidade de resultados que podia dificultar o entendimento, foi escolhido o sistema de transmissão do Ceará, pois nele estão se conectando um maior número de novas usinas e em três locais distintos, o montante inserido é maior e destes empreendimentos, já existem 2 usinas eólicas que entrarão no cálculo da TUST para o próximo ano tarifário.

De acordo com a descrição da conexão das usinas no sistema de transmissão do Ceará, apresentada no item V.1, foram escolhidas barras e circuitos próximos aos pontos de inserção das mesmas, para se analisar o impacto nos carregamentos dos circuitos e na parte locacional da TUST, já que a distância elétrica e o impacto causado pela inserção de um novo elemento (geração, carga ou circuito) são inversamente proporcionais.

Na tabela 25 é mostrada a representação das usinas do Ceará, bem como seus despachos proporcionais após a simulação do Caso NE.

Tabela 25 –Resumo da Representação das Novas Usinas do Ceará

<i>Nome da Usina</i>	<i>Ponto de conexão – Fronteira – Rede Básica</i>	<i>PD (MW)</i>	<i>EA (MW médios)</i>	<i>Despacho Proporcional (NODAL)</i>
EOL Canoa Quebrada	Russas II-230kV	57,00	22,80	24,40
EOL Enacel	Russas II-230kV	31,50	12,60	13,50
EOL Praias de Parajuru	Russas II-69kV	28,80	11,52	12,30
EOL Beberibe	Fortaleza-69kV	25,20	10,08	10,80
EOL Foz do Rio Choró	Fortaleza-69kV	25,20	10,08	10,80
EOL Praia do Morgado	Sobral II-138kV	28,80	11,52	12,33
EOL Volta do Rio	Sobral II-138kV	42,00	16,80	17,97

Na tabela 26 é mostrado o fluxo de potência (carregamento) de alguns circuitos próximos da barra de conexão dos novos empreendimentos.

Tabela 26 –Fluxo dos Circuitos Próximos às Usinas

<i>Nome da Barra De</i>	<i>Nome da Barra Para</i>	<i>Fluxo - Caso Base (MW)</i>	<i>Fluxo - Caso NE (MW)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II-230	BANABUIU-230	-104	-77,1	-25,87
RUSSAS II-230	MOSSORÓ II-230	-9,40	10,00	+6,38
RUSSAS II-230	RUSSAS II-69	113,20	67,00	-40,81
FORTALEZA-230	FORTALEZA-69	111,90	105,50	-5,72
FORTALEZA-230	FORTALEZA II-230	-135,40	-126,90	-6,28
FORTALEZA II-500	QUIXADÁ-500	-309,80	-280,80	-9,36
SOBRAL II-230	SOBRAL II-69	59,80	50,20	-16,05
SOBRAL II-230	SOBRAL III-230	-91,40	-78,60	-14,00
SOBRAL II- 138	SOBRAL II-69	0,00	30,30	1

Na tabela 27 é mostrada a parcela locacional da TUST para algumas barras próximas à conexão dos novos empreendimentos.

Tabela 27 – Comparação da Parcela Locacional da TUST

<i>Nome da Barra</i>	<i>TUST – Carga - Caso Base (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – Carga - Caso NE (R\$/kW.mês)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II – 230 kV	1,661	1,441	-13,245
RUSSAS II – 69 kV	1,661	1,441	-13,245
FORTALEZA – 500 kV	0,880	0,808	-8,182
FORTALEZA – 69 kV	1,083	0,999	-7,756
SOBRAL II – 138 kV	1,086	0,892	-17,864
SOBRAL II – 69 kV	1,086	0,892	-17,864

No caso do Ceará, para se facilitar o entendimento, pode-se dividir a análise em três áreas. Esta divisão é feita da seguinte forma: área onde está localizada a SE Russas II e as usinas eólicas Canoa Quebrada, Enacel e Praias de Parajuru, área onde está localizada a SE Fortaleza e as usinas eólicas Beberibe e Foz do Rio Choro e a área onde se localiza a SE Sobral II e as usinas eólicas Praia do Morgado e Volta do Rio.

Na área onde se localiza a SE Russas II observa-se que no caso base o suprimento das cargas localizadas nesta região é feita através de “importação de potência” proveniente de outras centrais geradoras distantes desta região. Esta energia para chegar ao seu destino passa pelas LTs de 230kV Russas II/Mossoró II e Russas II/Banabuiu da Rede Básica e por toda a rede de subtransmissão que começa a partir da SE Russas II. Quando é colocada a geração próxima da carga desta região não há mais a necessidade de se importar o mesmo montante potência e como consequência há a redução do carregamento nos circuitos e uma variação na parcela locacional da TUST das barras Russas II-230kV e Russas II-69kV. No caso esta redução de carregamento provoca uma redução na parcela locacional da TUST de carga e aumento na parcela locacional da TUST de geração destas barras, já que há, após a inserção dos novos empreendimentos um aumento na disponibilidade de geração na região onde se localiza a SE Russas II. Pode, em alguns casos, acontecer uma inversão de fluxo e um aumento do carregamento em alguns circuitos como no caso da LT 230kV Russas II/Mossoró II (em azul na tabela 26), pois agora, o mesmo não está sendo utilizado para suprir a carga da SE Russas II, e sim para suprir as cargas da região onde se localiza a SE Mossoró II.

Na área da SE Sobral II, quando as usinas são colocadas há, também, uma redução dos carregamentos nos circuitos da rede de transmissão e da parcela locacional da TUST de carga das barras próximos à localização da usina. A redução no carregamento dos circuitos pode ser observada, na tabela 26, no transformador 230/69kV da SE Sobral II e na LT 230kV Sobral II/ Sobral III. Já a redução da parcela locacional da TUST de carga pode ser verificada, na tabela 27, nas barras Sobral II-138kV e Sobral II-69kV. Observa-se que no caso do circuito da subtransmissão que escoar a potência das novas usinas desta região passa a existir um carregamento (em verde na tabela 26).

Na área da SE Fortaleza existe um montante de carga elevado e observa-se então que a inserção das centrais geradoras promove uma redução nos carregamentos e uma variação na parcela locacional, porém esta redução e variação são inferiores às ocorridas nas áreas onde se localizam as SE Russas II e Sobral II. Isto pode ser observado na tabela 26 no transformador 230/69kV da SE Fortaleza e na LT 230kV Fortaleza/Fortaleza II e na tabela 27 na barra Fortaleza-69kV.

A inserção das novas usinas nas duas últimas áreas analisadas, SE Sobral II e SE Fortaleza, provoca uma redução no circuito de 500kV da região, isto é, o impacto provocado pela integração destas novas usinas se reflete até o nível de 500kV, como pode ser visualizado na tabela 26 na LT 500kV Fortaleza II/ Quixadá. Este impacto se reflete na parcela locacional da TUST da barra Fortaleza II-500kV (tabela 27).

Pode-se verificar que o impacto da inserção destas novas usinas na parcela locacional da TUST tem o mesmo comportamento que o impacto nos carregamentos dos circuitos, isto é, quando o carregamento varia, a parcela locacional da TUST varia de forma análoga. Porém, a variação do carregamento não é totalmente incorporada na parcela locacional da TUST, pois como foi visto na metodologia Nodal, equação (3.3), na composição da parcela locacional da TUST de uma barra existe a influência dos carregamentos de todos os circuitos que compõem a Rede Básica.

Como esperado, o impacto é maior nas barras próximas ao local de instalação dos empreendimentos de geração, que no caso Ceará são as barras próximas a SE Russas II, Sobral e Fortaleza.

Para complementar esta análise e com o intuito de investigar o impacto que poderá ocorrer na TUST em virtude do total de potência prevista no PROINFA para ser inserido no sistema elétrico brasileiro até dezembro de 2006 e de verificar a diferença de impacto causado pelas três fontes alternativas, foi feita uma outra análise, onde as novas diretrizes abaixo foram consideradas:

- Foram utilizadas usinas fictícias para se representar a inserção das três fontes alternativas em um mesmo estado. Estas usinas foram conectadas diretamente às barras de fronteira da Rede Básica. Utilizou-se o valor máximo de potência dentro do previsto no edital do PROINFA, isto é, 220 MW para Biomassa e Eólica, e 165 MW para PCH por estado;
- Foi feita uma simulação para cada tipo de fonte alternativa.

As descrições das conexões das usinas fictícias para cada tipo de fonte alternativa são apresentadas nas tabelas 28, 29 e 30.

- Biomassa:

Tabela 28 – Descrição da Conexão das Usinas Fictícias - Biomassa

Ponto de conexão - Rede Básica	PD (MW)	EA (MW médios)	Despacho Proporcional (NODAL)
RUSSAS II-69kV	40,00	40,00	40,00
FORTALEZA-69kV	100,00	100,00	100,00
SOBRAL-69kV	80,00	80,00	80,00
Total	220,00	220,00	220,00

- PCH:

Tabela 29 – Descrição da Conexão das Usinas Fictícias - PCH

Ponto de conexão - Rede Básica	PD (MW)	EA (MW médios)	Despacho Proporcional (NODAL)
RUSSAS II-69kV	30,00	15,00	15,50
FORTALEZA-69kV	90,00	45,00	46,50
SOBRAL-69kV	45,00	22,50	23,20
Total	165,00	82,50	85,20

- Eólica:

Tabela 30 – Descrição da Conexão das Usinas Fictícias – Eólica

Ponto de conexão - Rede Básica	PD (MW)	EA (MW médios)	Despacho Proporcional (NODAL)
RUSSAS II-69kV	40,00	16,00	16,50
FORTALEZA-69kV	100,00	40,00	41,30
SOBRAL-69kV	80,00	32,00	33,00
Total	220,00	88,00	90,80

Utilizando as mesmas barras e circuitos escolhidos na análise anterior serão apresentados os impactos nos carregamentos dos circuitos e na parcela locacional da TUST para cada uma das três fontes alternativas.

- Biomassa:

Na tabela 31 é mostrado o fluxo de potência (carregamento) de alguns circuitos próximos da barra de conexão das usinas fictícias.

Tabela 31 – Fluxo dos Circuitos Próximos às Usinas - Biomassa

Nome da Barra De	Nome da Barra Para	Fluxo - Caso Base (MW)	Fluxo Caso NE (MW)	Percentual de Variação (%)
RUSSAS II-230	BANABUIU-230	-104,00	-84,90	-18,37
RUSSAS II-230	MOSSORÓ II-230	-9,40	11,90	+26,59
RUSSAS II-230	RUSSAS II-69	113,20	72,90	-35,60
FORTALEZA-230	FORTALEZA-69	111,90	93,00	-16,89
FORTALEZA-230	FORTALEZA II-230	-135,40	-121,90	-9,97
FORTALEZA II-500	QUIXADÁ-500	-309,80	-230,30	-25,66
SOBRAL II-230	SOBRAL II-69	59,80	33,90	-43,31
SOBRAL II-230	SOBRAL III-230	-91,40	-56,90	-37,75
SOBRAL II- 138	SOBRAL II-69	0,00	0,00	0,00

Na tabela 32 é mostrada a parcela locacional da TUST para algumas barras próximas à conexão das usinas fictícias.

Tabela 32 – Comparação da Parcela Locacional da TUST - Biomassa

<i>Nome da Barra</i>	<i>TUST – Carga - Caso Base (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – Carga - Caso NE (R\$/kW.mês)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II – 230 kV	1,661	1,399	-15,77
RUSSAS II – 69 kV	1,661	1,399	-15,77
FORTALEZA – 500 kV	0,880	0,704	-20,00
FORTALEZA – 69 kV	1,083	0,878	-18,93
SOBRAL II – 138 kV	1,086	0,823	-24,22
SOBRAL II – 69 kV	1,086	0,823	-24,22

- PCH:

Na tabela 33 é mostrado o fluxo de potência (carregamento) de alguns circuitos próximos da barra de conexão das PCH fictícias.

Tabela 33 – Fluxo dos Circuitos Próximos às Usinas - PCH

<i>Nome da Barra De</i>	<i>Nome da Barra Para</i>	<i>Fluxo - Caso Base (MW)</i>	<i>Fluxo Caso NE (MW)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II-230	BANABUIU-230	-104,00	-90,30	-13,17
RUSSAS II-230	MOSSORÓ II-230	-9,40	-0,10	-98,93
RUSSAS II-230	RUSSAS II-69	113,20	90,30	-20,23
FORTALEZA-230	FORTALEZA-69	111,90	101,50	-9,29
FORTALEZA-230	FORTALEZA II-230	-135,40	-129,50	-4,36
FORTALEZA II-500	QUIXADÁ-500	-309,80	-241,00	-22,21
SOBRAL II-230	SOBRAL II-69	59,80	52,00	-13,04
SOBRAL II-230	SOBRAL III-230	-91,40	-80,50	-11,93
SOBRAL II- 138	SOBRAL II-69	0,00	0,00	0,00

Na tabela 34 é mostrada a parcela locacional da TUST para algumas barras próximas à conexão das PCH fictícias.

Tabela 34 – Comparação da Parcela Locacional da TUST - PCH

<i>Nome da Barra</i>	<i>TUST – Carga - Caso Base (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – Carga - Caso NE (R\$/kW.mês)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II – 230 kV	1,661	1,484	-10,656
RUSSAS II – 69 kV	1,661	1,484	-10,656
FORTALEZA – 500 kV	0,880	0,775	-11,932
FORTALEZA – 69 kV	1,083	0,958	-11,542
SOBRAL II – 138 kV	1,086	0,945	-12,983
SOBRAL II – 69 kV	1,086	0,945	-12,983

- Eólica:

Na tabela 35 é mostrado o fluxo de potência (carregamento) de alguns circuitos próximos da barra de conexão das EOL fictícias.

Tabela 35 –Fluxo dos Circuitos Próximos às Usinas - EOL

<i>Nome da Barra De</i>	<i>Nome da Barra Para</i>	<i>Fluxo - Caso Base (MW)</i>	<i>Fluxo Caso NE (MW)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II-230	BANABUIU-230	-104,00	-89,50	-13,94
RUSSAS II-230	MOSSORÓ II-230	-9,40	0,40	-95,74
RUSSAS II-230	RUSSAS II-69	113,20	89,00	-21,38
FORTALEZA-230	FORTALEZA-69	111,90	102,30	-8,58
FORTALEZA-230	FORTALEZA II-230	-135,40	-130,60	-3,55
FORTALEZA II-500	QUIXADÁ-500	-309,80	-240,10	-22,50
SOBRAL II-230	SOBRAL II-69	59,80	49,80	-16,72
SOBRAL II-230	SOBRAL III-230	-91,40	-76,40	-16,41
SOBRAL II- 138	SOBRAL II-69	0,00	0,00	0,00

Na tabela 36 é mostrada a parcela locacional da TUST para algumas barras próximas à conexão das EOL fictícias.

Tabela 36 – Comparação da Parcela Locacional da TUST - EOL

<i>Nome da Barra</i>	<i>TUST – Carga - Caso Base (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – Carga - Caso NE (R\$/kW.mês)</i>	<i>Percentual de Variação (%)</i>
RUSSAS II – 230 kV	1,661	1,479	-10,96
RUSSAS II – 69 kV	1,661	1,479	-10,96
FORTALEZA – 500 kV	0,880	0,771	-12,39
FORTALEZA – 69 kV	1,083	0,949	-12,37
SOBRAL II – 138 kV	1,086	0,940	-13,44
SOBRAL II – 69 kV	1,086	0,940	-13,44

Todas as análises feitas no estudo do impacto das usinas, previstas no âmbito do PROINFA, nos carregamentos dos circuitos e na parcela locacional da TUST para o estado do Ceará, são validadas por este novo estudo que considera a inserção de usinas fictícias. É importante realçar que não há fluxo no transformador 138/69kV da SE Sobral II, porque a usina fictícia foi conectada diretamente na barra de baixa do transformador 230/69kV, fronteira da Rede Básica. Pode ser observado facilmente que o impacto da inserção de um novo empreendimento, no carregamento dos circuitos e na parcela locacional da TUST, é fortemente dependente da potência despachada considerada, por isso a importância do critério de despacho e de representação das usinas. O mais justo seria ter um despacho que se aproximasse das características de operação do sistema estudado com o intuito de se obter o real uso do sistema para cada usuário. Seria importante, também, que neste critério de despacho houvesse uma maior flexibilidade para se representar as usinas, pois assim haveria a possibilidade de se representar as várias tecnologias existentes para a geração de energia, respeitando as características especiais de cada uma delas.

Com base nesta relação existente entre o montante de potência despachada e o impacto na parcela locacional da TUST, é possível fazer o seguinte resumo:

- Maior redução dos carregamentos e impacto na TUST: Biomassa, pois EA = PD = 220MW, logo maior montante despachado e maior redução da carga líquida nos pontos onde ela se conecta.

-
- Menor redução dos carregamentos e impacto na TUST: PCH, pois $EA = 0,5 \cdot PD = 82,5\text{MW}$ e $PD = 165\text{MW}$, logo menor montante despachado e menor redução da carga líquida nos pontos onde ela se conecta.
 - A redução nos carregamentos dos circuitos e o impacto na TUST dependem da tecnologia envolvida, isto é, tipo de empreendimento (Biomassa, PCH e Eólica), do ponto de conexão e do montante despachado.

Visto a importância do despacho, serão investigados os resultados obtidos com outros métodos de obtenção do despacho base que possam ser utilizados para o cálculo da TUST.

V.5 Investigação de Novos Métodos de Obtenção do Despacho

A intenção principal da investigação de novos métodos de cálculo do despacho é tentar se obter um despacho que se aproxime das características de operação do sistema elétrico brasileiro e que possa ser incorporado à metodologia Nodal de forma simples e que respeite suas premissas básicas. Na verdade, este despacho tem que atender a condição de carga inerente à metodologia Nodal, isto é, atender a carga máxima de ponta para o período tarifário estudado. Como a configuração do sistema de transmissão utilizado nos estudos é referente ao mês de julho de 2006, o montante de carga a ser representado nos três métodos estudados será padronizado e reflete a carga máxima de ponta para o período tarifário de 2005-2006. Este valor é igual a 8.773,9MW.

Para se fazer uma boa análise, outros parâmetros, como a representação da geração dispersa baseada em fontes alternativas e os intercâmbios entre o sistema equivalente do nordeste e os outros sistemas que compõem o SIN, deverão ter sua forma de representação padronizadas. O tratamento destes parâmetros será apresentado em cada estudo.

Como mencionado, o caso equivalente do nordeste possui 15 usinas que totalizam 12.778,9MW de potência disponível e estarão presentes em todos os estados. A tabela 37 mostra estas usinas.

Tabela 37 – Usinas Existentes no Sistema Equivalente Nordeste

<i>Nome da Usina</i>	<i>U.F</i>	<i>PD (MW)</i>
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	BA	399,6
UHE BOA ESPERANÇA	PI	237,0
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	PE	1.477,6
UHE ITAPEBI	BA	450,0
UHE PAULO AFONSO I, II, III	BA	1.415,2
UHE PAULO AFONSO IV	BA	2.458,8
UHE PEDRA DO CAVALO	BA	161,0
UHE SOBRADINHO	BA	1.049,5
UHE XINGO	AL	3.155,9
UTE CAMAÇARI	BA	349,8
UTE FAFEN	BA	54,0
UTE FORTALEZA	CE	318,5
UTE TERMOBAHIA	BA	442,0
UTE TERMOCEARA	CE	290,0
UTE TERMOPERNAMBUCO	PE	520,0

V.5.1 Investigação do Despacho Econômico

Para se fazer a investigação do despacho econômico ou despacho elétrico ótimo foram utilizadas as seguintes informações:

- No programa desenvolvido são utilizados os mesmos custos dos equipamentos que compõem a Rede Básica e a mesma configuração do sistema equivalente Nordeste. Além disso, são utilizados os valores de carregamento mínimo e máximo, para geração e carga, iguais a 0% e 100%, respectivamente;
- A carga utilizada é a carga máxima de ponta contratada para o período tarifário que vai de julho de 2005 até junho de 2006;
- Os dados elétricos de geração mínima e máxima de cada usina e do custo de geração das usinas termelétricas foram obtidos da base de dados do SIN disponibilizada pelo ONS;

- Os valores dos intercâmbios e o valor da água foram obtidos através da simulação do modelo de otimização energética, conforme será descrito na próxima seção;
- O valor utilizado, de forma a manter um padrão de representação, para as novas usinas analisadas, será igual ao valor da energia assegurada usada na representação do despacho proporcional. Estes valores entraram como restrição de igualdade no problema de FPO, isto é, essas usinas serão consideradas como despachadas na base;
- O valor de custo de geração para as três fontes alternativas analisadas foi obtido através da Portaria MME 45/04.

Na tabela 38 são mostrados os dados de custo e os limites de geração para as usinas convencionais e alternativas.

Tabela 38 – Dados de Custo e Limites de Geração

<i>Nome da Usina</i>	<i>U.F</i>	<i>Custo de Geração (R\$/MWh)</i>	<i>Geração Mínima (MW)</i>	<i>Geração Máxima (MW)</i>
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	BA	51,85	102,00	399,60
UHE BOA ESPERANÇA	PI	51,85	78,00	237,00
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	PE	51,85	600,00	1.477,60
UHE ITAPEBI	BA	51,85	150,00	450,00
UHE PAULO AFONSO I, II, III	BA	51,85	650,00	1.415,20
UHE PAULO AFONSO IV	BA	51,85	1.440,00	2.458,80
UHE PEDRA DO CAVALO	BA	51,85	50,00	161,00
UHE SOBRADINHO	BA	51,85	170,00	1.049,50
UHE XINGO	AL	51,85	1.800,00	3.155,90
UTE CAMAÇARI	BA	296,6	0,00	349,80
UTE FAFEN	BA	71,26	0,00	54,00
UTE FORTALEZA	CE	58,24	0,00	318,50
UTE TERMOBAHIA	BA	87,12	0,00	442,00
UTE TERMOCEARA	CE	82,72	0,00	290,00
UTE TERMOPERNAMBUCO	PE	70,00	0,00	520,0
BIO ENERGIA AMBIENTAL	PE	83,58	0,00	30,00
EOL BEBERIBE	CE	150,45	0,00	10,08
EOL CANOA QUEBRADA	CE	150,45	0,00	22,80
EOL ENACEL	CE	150,45	0,00	12,60
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	CE	150,45	0,00	10,08

EOL GRAVATÁ E MANDACARU	PE	150,45	0,00	3,40
EOL PRAIAS DE PARAJURU	CE	150,45	0,00	11,52
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	CE	150,45	0,00	28,32
EOL RIO DO FOGO	RN	150,45	0,00	19,72
EOL XAVANTES E STA.MARIA	PE	150,45	0,00	3,40
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	BA	117,02	0,00	20,90

Os resultados obtidos para o despacho econômico por usina e para a parcela locacional da TUST serão comparados com os obtidos com o despacho proporcional. Na tabela 39 é apresentado o resultado do despacho das usinas para o despacho elétrico ótimo e para o despacho proporcional.

Tabela 39 – Comparação Despacho - FPO x Nodal

<i>Nome da Usina</i>	<i>Despacho Nodal (MW)</i>	<i>Despacho FPO (MW)</i>	<i>Diferença (FPO - Nodal)</i>
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	222,60	398,00	175,40
UHE BOA ESPERANÇA	153,00	237,00	84,00
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	1026,00	1395,60	369,60
UHE ITAPEBI	210,20	450,00	239,80
UHE PAULO AFONSO I, II, III	788,30	1415,20	626,90
UHE PAULO AFONSO IV	1369,50	1824,50	455,00
UHE PEDRA DO CAVALO	60,30	161,00	100,70
UHE SOBRADINHO	568,10	760,60	192,50
UHE XINGO	2288,10	2080,70	-207,40
UTE CAMAÇARI	349,80	0,00	-349,80
UTE FAFEN	54,00	0,00	-54,00
UTE FORTALEZA	318,50	0,00	-318,50
UTE TERMOBAHIA	442,00	0,00	-442,00
UTE TERMOCEARA	290,00	0,00	-290,00
UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	0,00	-520,00
BIO ENERGIA AMBIENTAL	30,00	30,00	0,00
EOL BEBERIBE	10,80	10,08	-0,72
EOL CANOA QUEBRADA	24,40	22,80	-1,60
EOL ENACEL	13,50	12,60	-0,90
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	10,80	10,08	-0,72
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	3,60	3,40	-0,20
EOL PRAIAS DE PARAJURU	12,30	11,52	-0,78
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	30,30	28,32	-1,98
EOL RIO DO FOGO	21,10	19,72	-1,38
EOL XAVANTES E STA.MARIA	3,60	3,40	-0,20
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	22,40	20,90	-1,50

Observa-se que o FPO, na otimização do custo da operação do sistema elétrico, utiliza a potência das usinas com o menor custo de geração, desde que atendam as restrições, até que a carga seja suprida. As usinas hidrelétricas possuem um custo de geração menor do que o das termelétricas e a soma das suas potências disponíveis é maior que a carga do sistema, com isso, só as usinas hidrelétricas são despachadas o que também não é coerente com as características da operação do sistema elétrico brasileiro.

Para tornar o FPO mais coerente com a realidade da operação do sistema elétrico seria necessário se estabelecer mais de um cenário, como por exemplo, combinações de cargas leve, média e pesada com a sazonalidade, tempo úmido e seco. No entanto, a intenção desta investigação de novos métodos de despacho é avaliar a possibilidade de implementar um novo método de despacho na metodologia Nodal que atenda a configuração de carga estabelecida nesta metodologia, ou seja, a carga máxima de ponta.

O que poderia ser feito, no intuito de se ter mais de um cenário de estudo sem mexer na carga máxima de ponta contratada, é estabelecer diferentes valores de valor da água a fim de se reproduzir períodos mais secos ou mais úmidos. Porém neste tipo de abordagem há a necessidade de se estabelecer critérios como números de cenários, probabilidade de ocorrência de cada um dos cenários, etc. Para estabelecer estes critérios é preciso se fazer um estudo elaborado para que não haja subjetividade nas escolhas.

É importante ressaltar que a potência das novas usinas baseadas em fontes alternativas (em azul na tabela 39) não foi variável no problema do despacho econômico, isto é, elas eram valores fixos a serem despachados.

Para a apresentação dos resultados da parcela locacional da TUST de geração das usinas existentes no sistema equivalente do Nordeste (tabela 37) foram escolhidas as barras do lado de alta dos transformadores que fazem a fronteira entre a barra de conexão das mesmas com a Rede Básica. Já para as novas usinas baseadas em fontes alternativas, foram escolhidas as barras que fazem a fronteira entre os pontos de conexão das mesmas e a subestação da Rede Básica a qual elas se conectam (tabela 21).

Na tabela 40 é mostrada a parcela locacional da TUST de geração.

Tabela 40 – Parcela Locacional da TUST - FPO x Nodal

<i>Nome da Barra</i>	<i>U.F.</i>	<i>TUST – Nodal (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – FPO (R\$/kW.mês)</i>	<i>Diferença (FPO - Nodal)</i>
MOXOTÓ-230	BA	-0,027	0,188	0,215
B.ESPERANÇA-230	PI	-0,563	-0,481	0,082
L.GONZAGA-500	PE	-0,090	-0,034	0,056
ITAPEBI-230	BA	-1,683	-1,165	0,518
P.AFONSO-230	BA	-0,018	0,045	0,063
P.CAVALO-230	BA	-0,734	-0,694	0,040
SOBRADINHO-500	BA	-0,380	-0,365	0,015
XINGÓ-500	AL	0,000	0,000	0,000
CAMAÇARI-230	BA	-0,603	-0,875	-0,272
FAFEN-230	BA	-0,435	-0,560	-0,125
UTE-FORTALEZA-230	CE	-0,533	-1,505	-0,972
TERMOBAHIA-230	BA	-0,588	-1,069	-0,481
TERMOCEARÁ-230	CE	-0,533	-1,505	-0,972
TERMOPERNAMBUCO-230	PE	-0,545	-1,111	-0,566
RIBEIRÃO-69	PE	-0,728	-0,824	-0,096
FORTALEZA-69	CE	-0,999	-1,589	-0,590
RUSSAS II-230	CE	-1,441	-1,879	-0,438
SOBRAL II-138	CE	-0,892	-1,324	-0,432
NATAL II-69	RN	-2,155	-2,231	-0,076
PIRAPAMA-69	PE	-0,545	-1,111	-0,566
EUNÁPOLIS-138	BA	-1,876	-1,361	0,515

Percebe-se que há uma mudança na matriz tarifária quando se compara a parcela locacional da TUST gerada pelo despacho proporcional com a gerada pelo despacho econômico. Isto ocorre porque os despachos são muito diferentes tanto para as usinas hidrelétricas quanto para usinas termelétricas.

No despacho pelo FPO, as termelétricas não são despachadas e estão próximas aos centros de carga tendo como consequência, uma parcela locacional da TUST de geração menor. Isto pode ser observado nas parcelas locacionais da TUST de geração das barras próximas às usinas termelétricas (tabela 40): Termopernambuco-230kV, UTE-Fortaleza-230kV, Fafen-230kV, Termoceará-230, Camaçari-230kV e Termobahia-230kV. As barras próximas aos centros de carga: Fortaleza-230kV, Russas II-230kV, Pirapama-230kV, também, têm um valor de parcela locacional da TUST de geração mais baixo, sinalizando que há a necessidade de geração nos locais próximos a estas

barras. Isto só não ocorre na barra Eunápolis-230kV, pois como pode ser visto na figura 10, a usina hidrelétrica Itapebi está próxima desta barra. Assim, a parcela locacional da TUST de geração da barra Eunápolis-230kV sofre influência do impacto causado pelo despacho desta usina que é mais despachada no FPO do que no despacho proporcional.

Já para as usinas hidrelétricas ocorre o contrário, pois estas usinas são mais despachadas no FPO do que no despacho proporcional. Assim, a parcela locacional da TUST de geração para as próximas às usinas hidrelétricas é maior no FPO do que no despacho proporcional. Isto pode ser observado (tabela 40) nas barras Moxotó-230kV, B.Esperança-230kV, L.Gonzaga-500kV, Itapebi-230kV, P.Afonso-230kV, P.Cavalo-230kV, Sobradinho-500kV.

A única barra que não possui variação na parcela locacional é a barra de conexão da UHE Xingó, pois ela foi considerada a barra de referência do caso onde são compensadas as variações nas injeções de todas as outras barras, sem a qual as variações nos fluxos das linhas não poderiam ser calculadas.

Para complementar esta análise da representação das usinas do tipo BIO, EOL e PCH no FPO foi realizada uma outra simulação. Esta simulação consistiu em não fixar a potência ativa para estes empreendimentos. Como estas usinas têm o custo de geração maior que o custo das hidrelétricas, elas não foram despachadas, como ocorreu com as usinas termelétricas.

V.5.2 Investigação do Despacho Energético Ótimo

Com o objetivo de investigar o efeito no cálculo da TUST da consideração do despacho operativo de sistemas hidrotérmicos, foi utilizado o modelo para planejamento energético de médio prazo adotado no setor elétrico brasileiro, NEWAVE/SUISHI-O.

As potências das usinas baseadas em fontes alternativas BIO, EOL e PCH, como mencionado no capítulo IV, foram representadas como potência de pequenas usinas, valor este que é abatido da carga, isto é, o despacho destas usinas não é uma variável do problema de otimização energética. O valor utilizado, de forma a manter um padrão de representação para estas usinas nos estudos, é igual ao valor da energia assegurada usada na representação do despacho proporcional, conforme mostrado na tabela 20.

Todos os outros dados necessário para a realização da otimização energética, como vazões, custo de geração das usinas termelétricas, entre outros, foram obtidos na base de dados do SIN disponibilizada pelo ONS.

A solução do problema de otimização energética fornece, entre outras coisas, o valor da água, o qual foi utilizado na simulação do despacho econômico como o valor do custo de geração das hidrelétricas. Além disso, foram calculados os valores de intercâmbio entre o Nordeste e os demais sistemas, utilizados em todos os estudos realizados neste trabalho, valendo:

- Do sistema Norte para o sistema Nordeste: injeção de 136,48 MW no sistema Nordeste.
- Do sistema Sudeste para o sistema Nordeste: injeção de 54,67 MW no sistema Nordeste.

Para a obtenção do despacho mensal por usina a partir da simulação com o programa NEWAVE há a necessidade se utilizar um outro programa chamado SUSHI-O, já que o programa NEWAVE não fornece este despacho por usina e sim por submercado. Então, para o período tarifário estudado, que vai de julho de 2005 até junho de 2006, foi feita a média de geração destes 12 meses. Os valores médios de despacho por usina, obtidos dessa forma foram considerados como despacho base para o cálculo da TUST.

Na metodologia Nodal foram utilizados os valores de carregamento mínimos e máximos, para a geração e para carga, iguais a 0% e 100%, respectivamente.

Os resultados obtidos para o despacho energético ótimo por usina e para a parcela locacional da TUST serão comparados com os obtidos com o despacho proporcional respeitando a padronização, já mencionada, dos valores de intercâmbio, da carga e da representação das três fontes alternativas.

Na tabela 41 é apresentado o resultado do despacho das usinas para o despacho energético ótimo e para o despacho proporcional.

Tabela 41 – Comparação Despacho - Energético x Nodal

<i>Nome da Usina</i>	<i>Despacho Nodal (MW)</i>	<i>Despacho Energético (MW)</i>	<i>Diferença (Energético - Nodal)</i>
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	222,60	312,58	89,98
UHE BOA ESPERANÇA	153,00	214,71	61,71
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	1026,00	1281,84	255,84
UHE ITAPEBI	210,20	303,30	93,10
UHE PAULO AFONSO I, II, III	788,30	1107,28	318,98
UHE PAULO AFONSO IV	1369,50	1923,82	554,32
UHE PEDRA DO CAVALO	60,30	102,41	42,11
UHE SOBRADINHO	568,10	766,90	198,80
UHE XINGO	2288,10	2150,90	-137,20
UTE CAMAÇARI	349,80	48,10	-301,70
UTE FAFEN	54,00	26,40	-27,60
UTE FORTALEZA	318,50	127,30	-191,20
UTE TERMOBAHIA	442,00	14,00	-428,00
UTE TERMOCEARA	290,00	11,50	-278,50
UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	364,10	-155,90
BIO ENERGIA AMBIENTAL	30,00	30,00	0,00
EOL BEBERIBE	10,80	10,08	-0,72
EOL CANOA QUEBRADA	24,40	22,80	-1,60
EOL ENACEL	13,50	12,60	-0,90
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	10,80	10,08	-0,72
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	3,60	3,40	-0,20
EOL PRAIAS DE PARAJURU	12,30	11,50	-0,80
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	30,30	28,32	-1,98
EOL RIO DO FOGO	21,10	19,72	-1,38
EOL XAVANTES E STA.MARIA	3,60	3,40	-0,20
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	22,40	20,90	-1,50

Observa-se que o despacho proporcional utilizado no programa Nodal promove um maior despacho das usinas termelétricas, enquanto no despacho energético ótimo ocorre a predominância do despacho das usinas hidrelétricas. O despacho energético ótimo fornece insumos para o planejamento da operação do sistema elétrico, logo, o resultado obtido com este método de despacho se aproximaria da operação do sistema elétrico caso a configuração do sistema seja esta. Isto mostra como o despacho

proporcional e conseqüentemente, os fluxos nos circuitos resultantes deste despacho, não refletem o verdadeiro uso do sistema de transmissão pelos seus usuários.

É importante ressaltar que a potência das novas usinas baseadas em fontes alternativas (em azul na tabela 41) não foi variável no problema do despacho energético ótimo, isto é, a carga do sistema nordeste foi abatida deste valor fixo de potência das mesmas. Além disso, no despacho energético ótimo, as usinas termelétricas Fafen, Fortaleza e Termopernambuco possuem inflexibilidade, isto é, há a necessidade de se despachar um valor mínimo de potência destas usinas. Estes valores são fixos e valem, a partir de 2006, 25MW, 223MW e 294MW, respectivamente.

Para a apresentação dos resultados da parcela locacional da TUST de geração foram escolhidas as mesmas barras utilizadas na investigação do despacho econômico.

Na tabela 42 é mostrada a parcela locacional da TUST de geração.

Tabela 42 – Parcela Locacional da TUST - Energético x Nodal

<i>Nome da Barra</i>	<i>U.F</i>	<i>TUST – Nodal (R\$/kW.mês)</i>	<i>TUST – Energético (R\$/kW.mês)</i>	<i>Diferença (Energético - Nodal)</i>
MOXOTÓ-230	BA	-0,027	0,046	0,073
B.ESPERANÇA-230	PI	-0,563	-0,535	0,028
L.GONZAGA-500	PE	-0,090	-0,067	0,023
ITAPEBI-230	BA	-1,683	-1,339	0,344
P.AFONSO-230	BA	-0,018	0,023	0,041
P.CAVALO-230	BA	-0,734	-0,725	0,009
SOBRADINHO-500	BA	-0,380	-0,363	0,017
XINGÓ-500	AL	0,000	0,000	0,000
CAMAÇARI-230	BA	-0,603	-0,843	-0,240
FAFEN-230	BA	-0,435	-0,487	-0,052
UTE-FORTALEZA-230	CE	-0,533	-1,207	-0,674
TERMOBAHIA-230	BA	-0,588	-1,032	-0,444
TERMOCEARÁ-230	CE	-0,533	-1,207	-0,674
TERMOPERNAMBUCO-230	PE	-0,545	-0,707	-0,162
RIBEIRÃO-69	PE	-0,728	-0,739	-0,011
FORTALEZA-69	CE	-0,999	-1,351	-0,352
RUSSAS II-230	CE	-1,441	-1,665	-0,224
SOBRAL II-138	CE	-0,892	-1,311	-0,419
NATAL II-69	RN	-2,155	-2,224	-0,069
PIRAPAMA-69	PE	-0,545	-0,707	-0,162
EUNÁPOLIS-138	BA	-1,876	-1,534	0,342

Percebe-se que há uma mudança na matriz tarifária quando se modifica o método de obtenção do despacho base das unidades geradoras o que realça a importância e a influência do despacho base no cálculo da parcela locacional da TUST. Assim, quanto mais perto da realidade da operação do sistema elétrico mais justa será a parcela locacional da TUST que refletirá o verdadeiro uso do sistema de transmissão.

Observa-se que as mesmas análises feitas na comparação entre o despacho proporcional e o despacho econômico são válidas para este estudo. Percebe-se que os valores da parcela locacional da TUST obtidos através do despacho energético ótimo são valores entre o despacho proporcional e o despacho econômico. Isto acontece porque, como já mencionado, no despacho energético ótimo não há o despacho apenas das usinas hidrelétricas como acontece no despacho econômico e nem o despacho da máxima potência instalada das usinas termelétricas como ocorre no despacho proporcional.

Como uma última análise, as usinas baseadas em fontes alternativas foram representadas como novas usinas no modelo de otimização energética para que suas potências fossem obtidas através da otimização do despacho energético. Foram utilizados como custo de geração para estes empreendimentos os valores econômicos para cada uma destas fontes alternativas estabelecidos na Portaria MME 45/04.

Na tabela 43 são apresentados os despachos calculados para os novos empreendimentos de geração dispersa.

Tabela 43 – Representação das Novas Usinas no Modelo Energético

Nome da Usina	Despacho NEWAVE (MW)
BIO ENERGIA AMBIENTAL	11,50
EOL BEBERIBE	2,40
EOL CANOA QUEBRADA	5,40
EOL ENACEL	3,06
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	2,41
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	0,32
EOL PRAIAS DE PARAJURU	2,76
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	6,70
EOL RIO DO FOGO	4,70
EOL XAVANTES STA.MARIA	0,33
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	4,18

Observa-se que estas usinas são pouco despachadas, porém mais do que no despacho econômico, já que a otimização energética visa também a minimização do risco de déficit. Atualmente, como o montante relativo a estas usinas ainda é pequeno, elas podem ser representadas como potência constante de pequenas usinas. Porém, com a expectativa de aumento do montante instalado da geração dispersa, tem que se estudar como representar estes tipos de empreendimentos de geração no planejamento energético, pois o impacto causado pelos mesmos começará a ser significativo.

V.5.3 Comparação entre os Critérios de Obtenção do Despacho

De acordo com as tabelas 39 e 41 verifica-se que o despacho energético ótimo retrata melhor a realidade da operação do sistema elétrico, pois é uma ferramenta utilizada no planejamento energético de sistemas hidrotérmicos. Veja que a tendência é de se despachar, prioritariamente, as usinas hidrelétricas, mais sempre respeitando as condições energéticas e minimizando o risco de déficit de energia. No entanto, a utilização deste método esbarra no problema da complexidade da metodologia e na necessidade de ter que se trabalhar com uma quantidade muito grande de informações, o que geraria problemas de manuseio por parte dos usuários do sistema de transmissão. Além disso, há a necessidade de se estabelecer critérios bastante rígidos de padronização destas informações para se evitar a subjetividade da TUST, bem como, proporcionar a reprodutibilidade da mesma.

Verificou-se que para um melhor resultado do despacho econômico seria interessante a utilização de mais de um cenário. A utilização de um único cenário, contendo a carga de ponta máxima, apresenta um despacho final que, prioritariamente, despacha as usinas com custo de geração mais barato, as usinas hidrelétricas, o que tornou o despacho um pouco mais aderente à realidade da operação do sistema elétrico brasileiro quando se compara com o despacho proporcional. A utilização do FPO com cenário único pode ser melhorada através da utilização de mais algumas informações como a inflexibilidade das usinas térmicas que entrariam como restrições no problema de FPO.

Foi realizada uma simulação utilizando o despacho econômico com a representação da inflexibilidade das usinas termelétricas Fafen, Termopernambuco e Fortaleza.

Na tabela 44 é apresentada a comparação entre o resultado do novo despacho econômico, o despacho proporcional e o despacho energético ótimo.

Tabela 44 – Comparação Despachos - FPO x Nodal x Energético

<i>Nome da Usina</i>	<i>Despacho Nodal (MW)</i>	<i>Despacho Energético (MW)</i>	<i>Despacho Novo FPO (MW)</i>
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	222,60	312,58	398,00
UHE BOA ESPERANÇA	153,00	214,71	237,00
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	1026,00	1281,84	1205,90
UHE ITAPEBI	210,20	303,30	450,00
UHE PAULO AFONSO I, II, III	788,30	1107,28	1415,20
UHE PAULO AFONSO IV	1369,50	1923,82	1731,70
UHE PEDRA DO CAVALO	60,30	102,41	161,00
UHE SOBRADINHO	568,10	766,90	685,40
UHE XINGO	2288,10	2150,90	2008,60
UTE CAMAÇARI	349,80	48,10	0,00
UTE FAFEN	54,00	26,40	25,00
UTE FORTALEZA	318,50	127,30	111,50
UTE TERMOBAHIA	442,00	14,00	0,00
UTE TERMOCEARA	290,00	11,50	0,00
UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	364,10	294,00
BIO ENERGIA AMBIENTAL	30,00	30,00	30,00
EOL BEBERIBE	10,80	10,08	10,08
EOL CANOA QUEBRADA	24,40	22,80	22,80
EOL ENACEL	13,50	12,60	12,60
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	10,80	3,40	10,08
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	3,60	10,08	3,40
EOL PRAIAS DE PARAJURU	12,30	11,50	11,52
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	30,30	28,32	28,32
EOL RIO DO FOGO	21,10	19,72	19,72
EOL XAVANTES E STA.MARIA	3,60	3,40	3,40
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	22,40	20,90	20,90

Na tabela 45 é mostrada a parcela locacional da TUST de geração.

Tabela 45 – Parcela Locacional da TUST - Novo FPO x Nodal x Energético

Nome da Barra	TUST – Nodal (R\$/kW.mês)	TUST – Energético (R\$/kW.mês)	TUST – Novo FPO (R\$/kW.mês)
MOXOTÓ-230	-0,027	0,046	0,186
B.ESPERANÇA-230	-0,563	-0,535	-0,485
L.GONZAGA-500	-0,090	-0,067	-0,074
ITAPEBI-230	-1,683	-1,339	-1,171
P.AFONSO-230	-0,018	0,023	0,034
P.CAVALO-230	-0,734	-0,725	-0,700
SOBRADINHO-500	-0,380	-0,363	-0,370
XINGÓ-500	0,000	0,000	0,000
CAMAÇARI-230	-0,603	-0,843	-0,873
FAFEN-230	-0,435	-0,487	-0,493
UTE-FORTALEZA-230	-0,533	-1,207	-1,329
TERMOBAHIA-230	-0,588	-1,032	-1,066
TERMOCEARÁ-230	-0,533	-1,207	-1,329
TERMOPERNAMBUCO-230	-0,545	-0,707	-0,775
RIBEIRÃO-69	-0,728	-0,739	-0,762
FORTALEZA-69	-0,999	-1,351	-1,485
RUSSAS II-230	-1,441	-1,665	-1,870
SOBRAL II-138	-0,892	-1,311	-1,318
NATAL II-69	-2,155	-2,224	-2,226
PIRAPAMA-69	-0,545	-0,707	-0,775
EUNÁPOLIS-138	-1,876	-1,534	-1,357

Observa-se que, como esperado, as usinas que possuem inflexibilidade foram despachadas nos valores mínimos de geração permitidos. Assim, o despacho e a parcela locacional da TUST de geração destas três usinas (em azul na tabela 44 e 45) se aproximaram dos resultados ocorrido no despacho energético ótimo. Contudo, no geral, ainda há uma diferença entre o despacho econômico e o despacho energético ótimo tanto para as usinas hidrelétricas quanto para as usinas termelétricas. Esta diferença se reflete na parcela locacional da TUST das barras próximas a estas usinas.

Para exemplificar a possibilidade de utilização de mais de um cenário no despacho econômico, foi feita uma nova simulação utilizando um valor da água maior igual a R\$101,00/MWh, para caracterizar um cenário hidrológico seco. Neste novo cenário são, evidentemente, respeitadas a inflexibilidade, já mencionada, e a condição

de carga de ponta máxima contratada. Foi estipulada a seguinte probabilidade para cada cenário: 75% para o valor da água igual a R\$51,85/MWh (úmido) e 25% para o cenário com o valor da água igual a R\$101,00/MWh (seco).

Nas tabelas 46 e 47 são apresentados os resultados do despacho e da parcela locacional da TUST. Os dois resultados são comparados com o resultado do despacho energético ótimo e o despacho proporcional.

Tabela 46 – Comparação Despachos - FPO – 2 Cenários x Nodal x Energético

Nome da Usina	Despacho Nodal (MW)	Despacho Energético (MW)	Despacho FPO – 2 Cenários (MW)
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	222,60	312,58	398,00
UHE BOA ESPERANÇA	153,00	214,71	237,00
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	1026,00	1281,84	1163,40
UHE ITAPEBI	210,20	303,30	380,00
UHE PAULO AFONSO I, II, III	788,30	1107,28	1363,15
UHE PAULO AFONSO IV	1369,50	1923,82	1677,45
UHE PEDRA DO CAVALO	60,30	102,41	161,00
UHE SOBRADINHO	568,10	766,90	628,23
UHE XINGO	2288,10	2150,90	1968,25
UTE CAMAÇARI	349,80	48,10	0,00
UTE FAFEN	54,00	26,40	32,25
UTE FORTALEZA	318,50	127,30	163,25
UTE TERMOBAHIA	442,00	14,00	110,50
UTE TERMOCEARA	290,00	11,50	72,50
UTE TERMOPERNAMBUCO	520,00	364,10	350,50
BIO ENERGIA AMBIENTAL	30,00	30,00	30,00
EOL BEBERIBE	10,80	10,08	10,08
EOL CANOA QUEBRADA	24,40	22,80	22,80
EOL ENACEL	13,50	12,60	12,60
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	10,80	3,40	10,08
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	3,60	10,08	3,40
EOL PRAIAS DE PARAJURU	12,30	11,50	11,52
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	30,30	28,32	28,32
EOL RIO DO FOGO	21,10	19,72	19,72
EOL XAVANTES E STA.MARIA	3,60	3,40	3,40
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	22,40	20,90	20,90

Na tabela 47 é mostrada a parcela locacional da TUST de geração.

Tabela 47 – Parcela Locacional da TUST - FPO – 2 Cenários x Nodal x Energético

Nome da Barra	TUST – Nodal (R\$/kW.mês)	TUST – Energético (R\$/kW.mês)	TUST – FPO – 2 Cenários (R\$/kW.mês)
MOXOTÓ-230	-0,027	0,046	0,176
B.ESPERANÇA-230	-0,563	-0,535	-0,494
L.GONZAGA-500	-0,090	-0,067	-0,085
ITAPEBI-230	-1,683	-1,339	-1,192
P.AFONSO-230	-0,018	0,023	0,028
P.CAVALO-230	-0,734	-0,725	-0,706
SOBRADINHO-500	-0,380	-0,363	-0,378
XINGÓ-500	0,000	0,000	0,000
CAMAÇARI-230	-0,603	-0,843	-0,869
FAFEN-230	-0,435	-0,487	-0,464
UTE-FORTALEZA-230	-0,533	-1,207	-1,120
TERMOBAHIA-230	-0,588	-1,032	-0,877
TERMOCEARÁ-230	-0,533	-1,207	-1,120
TERMOPERNAMBUCO-230	-0,545	-0,707	-0,711
RIBEIRÃO-69	-0,728	-0,739	-0,748
FORTALEZA-69	-0,999	-1,351	-1,283
RUSSAS II-230	-1,441	-1,665	-1,532
SOBRAL II-138	-0,892	-1,311	-1,154
NATAL II-69	-2,155	-2,224	-2,198
PIRAPAMA-69	-0,545	-0,707	-0,711
EUNÁPOLIS-138	-1,876	-1,534	-1,388

Verifica-se que há uma melhoria no resultado final do despacho econômico, pois não há o despacho apenas das usinas hidrelétricas, e conseqüentemente, há uma elevação do despacho das usinas termelétricas. Em relação às parcelas locacionais da TUST de geração das barras próximas às usinas hidrelétricas e termelétricas há uma diminuição da diferença em relação ao despacho energético ótimo. Este resultado pode ser melhorado através da utilização de mais cenários, e para isso é necessário se fazer um estudo mais detalhado para se estabelecer estes cenários e suas probabilidade de ocorrência.

Uma alternativa mais imediata, em paralelo ao estudo do despacho econômico, seria a melhoria do próprio despacho proporcional através da utilização de fatores de utilização baseados em históricos e previsões de operação, estabelecidos para os

empreendimentos de geração não hidrelétricos, isto é, para as novas usinas baseadas em fontes alternativas e para as termelétricas. Assim, seria utilizado como energia assegurada um valor previsto de utilização destas usinas.

Foi escolhido então um fator de utilização, para as usinas termelétricas que não tem previsão de inflexibilidade, igual a 20% das potências instaladas das mesmas. Para as três usinas que possuem inflexibilidade foi usado um fator igual a 45% . Para as novas usinas baseadas em fontes alternativas foram utilizados os valores de fator de capacidade, estabelecidos neste trabalho, como fator de utilização. As tabelas 48 e 49 mostram a comparação entre os resultados do despacho energético ótimo e o novo despacho proporcional.

Tabela 48 – Comparação Despachos - Novo Nodal x Energético

Nome da Usina	Despacho Novo Nodal (MW)	Despacho Energético (MW)	Diferença (Energético – Novo Nodal)
UHE APOLÔNIO SALES (MOXOTÓ)	293,60	312,58	18,98
UHE BOA ESPERANÇA	201,80	214,71	12,91
UHE ITAPARICA (SL GONZAGA)	1353,40	1281,84	-71,56
UHE ITAPEBI	277,30	303,30	26,00
UHE PAULO AFONSO I, II, III	1039,80	1107,28	67,48
UHE PAULO AFONSO IV	1806,60	1923,82	117,22
UHE PEDRA DO CAVALO	79,60	102,41	22,81
UHE SOBRADINHO	749,40	766,90	17,50
UHE XINGO	2106,30	2150,90	44,60
UTE CAMAÇARI	88,50	48,10	-40,40
UTE FAFEN	30,70	26,40	-4,30
UTE FORTALEZA	111,90	127,30	15,40
UTE TERMOBAHIA	73,40	14,00	-59,40
UTE TERMOCEARA	181,30	11,50	-169,80
UTE TERMOPERNAMBUCO	296,10	364,10	68,00
BIO ENERGIA AMBIENTAL	30,00	30,00	0,00
EOL BEBERIBE	12,80	10,08	-2,72
EOL CANOA QUEBRADA	28,80	22,80	-6,00
EOL ENACEL	15,90	12,60	-3,30
EOL FOZ DO RIO CHORÓ	12,80	3,40	-9,40
EOL GRAVATÁ E MANDACARU	4,30	10,08	5,78
EOL PRAIAS DE PARAJURU	14,60	11,50	-3,10
EOL P. MORGADO E V. DO RIO	35,80	28,32	-7,48
EOL RIO DO FOGO	25,00	19,72	-5,28
EOL XAVANTES E STA.MARIA	4,30	3,40	-0,90
PCH CACHOEIRA, COLINO 1 E 2	26,40	20,90	-5,50

Na tabela 49 é mostrada a parcela locacional da TUST de geração.

Tabela 49 – Parcela Locacional da TUST - Novo Nodal x Energético

Nome da Barra	TUST – Novo Nodal (R\$/kW.mês)	TUST – Energético (R\$/kW.mês)	Diferença (Energético - Novo Nodal)
MOXOTÓ-230	0,028	0,046	0,018
B.ESPERANÇA-230	-0,543	-0,535	0,008
L.GONZAGA-500	-0,042	-0,067	-0,025
ITAPEBI-230	-1,424	-1,339	0,085
P.AFONSO-230	0,018	0,023	0,005
P.CAVALO-230	-0,731	-0,725	0,006
SOBRADINHO-500	-0,368	-0,363	0,005
XINGÓ-500	0,000	0,000	0,000
CAMAÇARI-230	-0,838	-0,843	-0,005
FAFEN-230	-0,471	-0,487	-0,016
UTE-FORTALEZA-230	-1,086	-1,207	-0,121
TERMOBAHIA-230	-0,992	-1,032	-0,040
TERMOCEARÁ-230	-1,086	-1,207	-0,121
TERMOPERNAMBUCO-230	-0,769	-0,707	0,062
RIBEIRÃO-69	-0,753	-0,739	0,014
FORTALEZA-69	-1,269	-1,351	-0,082
RUSSAS II-230	-1,620	-1,665	-0,045
SOBRAL II-138	-1,272	-1,311	-0,039
NATAL II-69	-2,192	-2,224	-0,032
PIRAPAMA-69	-0,769	-0,707	0,062
EUNÁPOLIS-138	-1,615	-1,534	0,081

Percebe-se a aproximação deste novo despacho, com a utilização do despacho proporcional, ao despacho energético ótimo o qual melhor representa as características de operação do sistema elétrico brasileiro. A mesma aproximação é observada nas parcelas locacionais da TUST, não havendo, por exemplo, diferença maior que R\$0,121/kW.mês. No entanto, para a utilização desta proposta, seria necessário o estabelecimento, através de estudos mais detalhados, de um critério para obter os fatores de utilização tanto para o período tarifário mais próximo quanto para os períodos futuros.

Capítulo VI:

Conclusão

Este trabalho tem como objetivo principal a investigação do impacto na tarifa de uso do sistema de transmissão causado pela inserção da geração dispersa baseada em fontes alternativas.

Neste sentido, primeiramente, foi feita uma análise de quais parâmetros da metodologia Nodal poderiam ser afetados por estes novos empreendimentos de geração. Foi verificado, então, que este impacto está mais presente na parcela locacional da TUST, principalmente, no fator de ponderação que é sensível à variação no carregamento dos circuitos. Como o despacho influencia, também, os carregamentos dos circuitos, foi necessário analisar a melhor forma de representar estas novas usinas, tentando respeitar suas características de operação, no critério de despacho da metodologia Nodal.

Nesta análise foi verificado que o despacho proporcional existente na metodologia Nodal não era aderente às características de operação do sistema elétrico brasileiro. Foram, então, investigados novos métodos de obtenção do despacho que pudessem se aproximar à operação do sistema elétrico brasileiro. Neste sentido, foram investigados os despachos econômico e energético ótimo.

Quanto ao impacto causado pela inserção da geração dispersa na parcela locacional podem ser destacados dois pontos:

- Se a conexão do empreendimento gerar modificações na topologia e nas impedâncias da rede ocorrerá um impacto nos elementos da matriz de sensibilidade β . Porém, no caso da geração dispersa, geralmente, estas modificações de topologia ocorrem na subtransmissão ou na distribuição, diminuindo assim sua influência na rede de transmissão.

-
- A inserção da geração dispersa na rede de transmissão provoca um impacto no carregamento das linhas e transformadores desta rede. Logo, a grande influência da geração dispersa na TUST está na modificação do fator de ponderação. Porém se houver uma inversão de fluxo nos circuitos da Rede Básica, o impacto também será percebido na matriz de sensibilidade β . Estes impactos são diretamente proporcionais ao montante de potência inserido, isto é, quanto maior o montante envolvido maior será o impacto na parcela locacional da TUST. Daí a importância de se investigar o impacto causado pela geração dispersa, pois há uma tendência de se aumentar a participação deste tipo de empreendimento na matriz energética brasileira.

Na análise do fator de ponderação foi notada a necessidade de se ajustar os valores de carregamento mínimo e máximo para 0% e 100%, com o intuito de intensificar a parcela locacional da TUST e de poder visualizar o impacto causado pela inserção da geração dispersa. Estes valores foram incorporados à metodologia Nodal através da Resolução ANEEL 117/04.

No estudo realizado para se avaliar a melhor forma de se representar as novas fontes alternativas percebeu-se que o critério para representação dos empreendimentos de geração tem que ser mais flexível, pois assim haverá uma possibilidade maior de se representar uma usina respeitando suas características operacionais.

Em relação à análise da influência da presença de geração dispersa no cálculo da TUST, é importante observar que, como já mencionado, quanto maior for a potência representada e despachada maior será a redução nos fluxos das linhas e transformadores da rede de transmissão e maior será a diferença provocada na TUST. Isto pode ser verificado nos resultados do estudo feito com as usinas BIO, EOL e PCH fictícias com o limite de potência instalada por estado estabelecido pelo PROINFA. Esta diminuição no fluxo, nas barras próximas a nova geração não é “repassado” de forma direta e integral para a TUST, pois pela metodologia Nodal, para o cálculo da TUST, de cada barra, existe a influência de todos os circuitos e assim o percentual que incide em cada TUST é quase sempre menor.

Com os resultados obtidos chega-se à conclusão que para os empreendimentos caracterizados como geração dispersa, que possuem potência instalada até 30 MW, o impacto nas TUST ainda não é tão significativo. Porém, com o aumento da penetração desse tipo de geração no sistema, o montante gerado começará a ser significativo em relação as cargas da região onde ele está sendo conectado e, conseqüentemente, o impacto na TUST passará a ser maior. Os empreendimentos de geração dispersa, de acordo com a Metodologia Nodal, tendem a ter uma TUST mais atrativa, pois este tipo de geração está se conectando próxima ao centro de carga. O sinal locacional da TUST está, hoje, bastante atenuado por causa da parcela de ajuste (selo) da TUST. No entanto, ele existe e, com a expectativa de mudanças na metodologia Nodal que visem a intensificar este sinal, tende a aumentar de modo a sinalizar os pontos favoráveis de conexão dos usuários no sistema de transmissão.

Ainda em relação a este tema é importante observar que a entrada desses empreendimentos não traz nenhum benefício para a TUST dos outros agentes do sistema como um todo, como por exemplo, a diminuição da TUST de todos os usuários. Isto é obvio, pois na verdade esta é uma metodologia de rateio de um montante que deve ser arrecadado (RAP). Como o montante é o mesmo, se o impacto da entrada desses empreendimentos tem como conseqüência a diminuição da TUST de alguns agentes, para outros agentes a TUST aumentará.

Quanto à investigação das alternativas para o despacho base a ser utilizado na metodologia Nodal foram feitas algumas constatações:

A grande vantagem do despacho proporcional é a simplicidade, pois trabalha com poucas informações e as mesmas podem ser facilmente obtidas tanto para o presente quanto para o futuro. A utilização de um despacho energético ótimo não é uma opção prática. Os modelos de otimização energética trabalham com uma quantidade enorme de variáveis, o que dificulta o manuseio das mesmas e traz dificuldades para os usuários na previsão da TUST e na sua reprodutividade. A investigação da sua utilização teve como objetivo mensurar a diferença da utilização do despacho praticado na operação em relação ao utilizado no cálculo da TUST.

O FPO com um único cenário produziu um resultado razoável, porém ele ainda não é aderente ao despacho existente na operação do sistema elétrico brasileiro. O FPO pode ser melhorado através da utilização de informações operativas como inflexibilidades. No entanto, este tipo de informação e as informações oriundas do planejamento energético teriam que ser obtidas através de um critério único para que não ocorram os problemas de subjetividade, não reprodutividade e falta de transparência.

O FPO com vários cenários é uma boa alternativa, porém deve-se ter cuidado para que este tipo de abordagem não traga alguns problemas de subjetividade caso não se estabeleça um critério único de escolha de cenários e de probabilidade de ocorrência de cada um deles.

O despacho proporcional também pode ser melhorado. Como foi observado nas simulações, para se obter uma melhor representação da geração dispersa, seria interessante ter um critério de despacho que permita representar uma usina através de mais de um valor de potência, pois assim, haveria a possibilidade de tratar os vários tipos de usinas que estão se integrando ao sistema elétrico brasileiro, respeitando assim suas especificidades. Com esta alternativa mais flexível poderia ser estabelecido, por exemplo, para as usinas baseadas em fontes alternativas, um valor de fator de capacidade e para as usinas termelétricas, um fator de utilização ou de capacidade baseada em históricos e previsões de operação, estabelecidos pelo órgão regulador. Estes valores multiplicados pela potência instalada de cada usina proporcionariam o valor a ser utilizado como energia assegurada. Seria, também, fixando como o valor limite para despacho a potência instalada destes empreendimentos. Com isso o despacho final ficaria mais aderente à realidade da operação do sistema elétrico brasileiro.

Como continuação deste trabalho pode-se aprimorar o despacho econômico obtido pelo FPO, para incluir outras considerações além do custo de geração na função objetivo como: redução do risco de déficit de geração, incerteza do despacho eólico. Pode-se melhorar o despacho econômico através do aumento do número de cenários. Para isso é necessária a realização de estudos para se estabelecer critérios de escolha de cenários bem como suas probabilidades de ocorrência. O objetivo final seria, então,

utilizar o despacho econômico na metodologia Nodal de maneira a produzir valores de TUST mais justos e que refletissem o real uso do sistema de transmissão pelos agentes.

Referências Bibliográficas

- [1] BORGES, C. L. T., MATTOS, L. V., MARTINS, V. F., et al., *Avaliação do Impacto da Conexão de Geração Distribuída nas Características Elétricas de Sistemas de Potência*. Relatório Final - Projeto PNUD BRA/01/039, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [2] ANEEL, *Estabelece a Redução das Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos de Transmissão e de Distribuição, para Geração Dispersa, com Potência Instalada Menor ou Igual a 30.000 kW*. Resolução Normativa 77, Brasília, Brasil, 2004.
- [3] CONGRESSO NACIONAL, *Dispõe sobre a Expansão da Oferta de Energia Elétrica Emergencial, Recomposição Tarifária Extraordinária, Cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Dispõe sobre a Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, e dá Outras Providências*. Lei 10.438, Brasília, Brasil, 2002.
- [4] CONGRESSO NACIONAL, *Aprova o texto do Protocolo de Kyoto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Decreto – Legislativo 144, Brasília, Brasil, 2002.
- [5] LUCA, A., OLIVEIRA, M. D. P., LOURENÇO, R., *Metodologias de Alocação de Custos*. ELETROBRÁS - Nota Técnica – Projeto RESEB, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.
- [6] SILVA, A. M. L., FALCÃO, D. M., MIRANDA, V., et al., *“Impacto de Novas Tecnologias em Sistemas Elétricos de Potência”*. IX SEPOPE SP-023, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [7] PAN, J., TEKLU, Y., RAHMAN, S., et al., *“Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access”*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, nº 4, pp. 1218-1224, November 2000.

-
- [8] SHIRMOHAMMADI, D., FILHO, V., GORENSTIN, B., et al., “*Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, nº 2, pp. 1002-1008, May 1999.
- [9] LUONAN, C., SUZUKI, H., WACHI, T., et al., “*Components of Nodal Prices for Electric Power Systems*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, nº 1, pp. 57-62, February 2002.
- [10] SARAIVA, J. T., SÁ, A. F., “*Evolution of the Marginal Based Remuneration of the Portuguese Transmission Network from 1998 to 2001*”. IX SEPOPE SP-093, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [11] SARAIVA, J. T., SÁ, A. F., LEÃO, M. T. P., et al., “*Calculation of Nodal and Zonal Coefficients to Incorporate in the Portuguese Tariffs for Use of the Transmission Network*”. IX SEPOPE SP-099, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [12] BARROS, J. R. P., MELO, A. C. G., “*Usando Técnicas e Algoritmos da Teoria dos Jogos Cooperativos para Repartir Custos de Perdas Ativas na Transmissão – Metodologia e Estudo de Caso*”. IX SEPOPE SP-068, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [13] BARROS, J. R. P., MELO, A. C. G., “*Um Método para Alocação de Custos de Uso do Sistema de Transmissão Baseado em Coalizões e no Valor de Shapley*”. IX SEPOPE SP-067, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [14] COSTA, J. G. C., SILVA, A. M. L., “*Mercados de Energia Elétrica: Uma Proposta para a Alocação dos Custos de Perdas em Sistemas de Transmissão*”. IX SEPOPE SP-101, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [15] PANTOS, F. G. M., “*A Physical-Flow-Based Approach to Transmission Service Pricing*”. IX SEPOPE SP-100, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [16] LIMA, J. W. M., SOUZA, A. C. Z., LOPES, B. I. L., “*Principais Obstáculos à Intensificação do Sinal Locacional na Metodologia Nodal*”. XVII SNPTEE GPL-23, Minas Gerais, Brasil, 2003.
- [17] AZEVEDO, A. H. F., MATTOS, L. V., “*Estimativas de Tarifas de Uso Sistema de Transmissão para os Projetos Prioritários de Geração Térmica*”. XVI SNPTEE GPL-25, São Paulo, Brasil, 2001.
-

-
- [18] LOPES, J. A. P, SILVA, J. L. P., VASCONCELOS, M. H., et al., “*Elaboração de Regulamentação Técnica para Ligação às Redes Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica*”. INESC Porto - Trabalho de Consultoria para o ONS, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.
- [19] ANEEL, *Estabelece as Condições Gerais de Contratação do Acesso, Compreendendo o Uso e a Conexão, aos Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica*. Resolução 281, Brasília, Brasil, 1999.
- [20] ANEEL, *Estabelece as Tarifas de Uso das Instalações de Transmissão de Energia Elétrica, Componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado*. Resolução 282, Brasília, Brasil, 1999.
- [21] ANEEL, *Altera a Sistemática de Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, Atendendo ao Disposto no Inciso XVIII, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, Incluído pelo art. 9º da Lei 10.848, de 15 de março de 2004*. Resolução 117, Brasília, Brasil, 2004.
- [22] ANEEL, *Estabelece o Valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica, Componentes do Sistema Interligado Nacional, e Fixa a Tarifa de Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu Binacional*. Resolução 118, Brasília, Brasil, 2004.
- [23] ANEEL, *Manual da Metodologia Nodal para Cálculo de Tarifas de Uso dos Sistemas Elétricos*. Nota Técnica SRT 003, Brasília, Brasil, 1999.
- [24] ANEEL, *Programa de Simulação da Tarifa de Uso do Sistema Elétrico*. Programa Nodal – Manual do Usuário, Brasília, Brasil, 1999.
- [25] MINISTÉRIO DE MINAS e ENERGIA, *Autoriza a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS a Convocar a Chamada Pública para Compra de Energia Elétrica no Âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA - 1ª etapa, Obedecendo à Legislação Aplicável e às Regras dos Guias de Habilitação por Fonte Eólica, Biomassa e Pequena Central Hidrelétrica*. Portaria 45, Brasília, Brasil, 2004.
-

-
- [26] MOMOH, J. A., KOESSLER, R. J., BOND, M. S., et al., “*Challenges to Optimal Power Flow*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº 1, pp. 444-447, February 1997.
- [27] MOMOH, J. A., EL-HAWARY, M. E., ADABA, R., “*A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 – Part I: Non-Linear and Quadratic Programming Approaches*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, nº 1, pp. 96-104, February 1999.
- [28] MOMOH, J. A., EL-HAWARY, M. E., ADABA, R., “*A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993 – Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, nº 1, pp. 105-111, February 1999.
- [29] FALCÃO, D. M., *Análise de Redes Elétricas*. Programa Engenharia Elétrica – COPPE/UFRJ – Apostila da Disciplina Análise de Redes Elétricas, Rio de Janeiro, Brasil.
- [30] CEPEL, *Programa de Fluxo de Potência Ótimo*. Programa FLUPOT – Manual do Usuário – Versão 5.1, Rio de Janeiro, Brasil, 2000.
- [31] ONS, *Conceitos Básicos dos Modelos para Planejamento da Operação e Cálculo do Preço*. Apostila - Modelos para Planejamento da Operação e Preço, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [32] MAE/ONS, *Treinamento dos Modelos de Planejamento e Formação de Preços do MAE*. Apostila 1, São Paulo, Brasil, 2004.
- [33] CEPEL, *Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes*. Programa NEWAVE– Manual do Usuário, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [34] CEPEL, *Modelo SHUISHI-O*. Programa SHUISHI-O – Manual de Referência, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
- [35] CEPEL, *Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Sistemas Hidrotérmicos Interligados*. Programa SHUISHI-O – Manual do Usuário – Versão 5.20, Rio de Janeiro, Brasil, 2004.
-