



AVALIAÇÃO DO RISCO E DOS ASPECTOS ECONÔMICOS ASSOCIADOS À  
CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Fernandes Rocha

Dissertação de Mestrado apresentada ao  
Programa de Pós-graduação em Engenharia  
Elétrica, COPPE, da Universidade Federal  
do Rio de Janeiro, como parte dos  
requisitos necessários à obtenção do título  
de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo  
Borges

Rio de Janeiro  
Março de 2009

AVALIAÇÃO DO RISCO E DOS ASPECTOS ECONÔMICOS ASSOCIADOS À  
CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Fernandes Rocha

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) 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. Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Julio Cesar Stacchini de Souza, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2009

Rocha, Leonardo Fernandes

Avaliação do Risco e dos Aspectos Econômicos Associados à Conexão de Geração Distribuída no Planejamento de Sistemas de Distribuição / Leonardo Fernandes Rocha. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009

XVI, 177 p. : il.; 29,7 cm

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2009

Referências Bibliográficas: p. 170-177.

1. Avaliação do Risco. 2. Planejamento de Sistemas de Distribuição. 3. Acesso de Unidades de Geração Distribuída de Produtores Independentes de Energia. I. Borges, Carmen Lucia Tancredo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

Aos meus pais, Roberto e Fernanda, pela incansável dedicação e pelo grande exemplo de força, de perseverança e de ânsia pelo conhecimento.

A minha namorada Carolina, pelo amor, pela sua importante presença e pelo grande estímulo que recebi em todos os momentos.

## AGRADECIMENTOS

“Não se pode ensinar alguma coisa a alguém, pode-se apenas auxiliar a descobrir por si mesmo.”

(Galileu Galilei)

À Professora Carmen Lucia Tancredo Borges, minha orientadora, pelo seu imenso apoio, pelo seu profissionalismo e pela sua constante presença na realização deste trabalho.

Aos amigos Júlio Alberto Silva Dias e Jorge Isaac Rodriguez Rodriguez pelos esclarecimentos, discussões e sugestões, ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos amigos do LASPOT pelo companheirismo e colaboração.

A minha família pelo total apoio em todos os momentos.

A todos aquele que, direta ou indiretamente, contribuíram para a conclusão deste trabalho.

Ao CNPq pelo apoio financeiro.

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

AVALIAÇÃO DO RISCO E DOS ASPECTOS ECONÔMICOS ASSOCIADOS À  
CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO PLANEJAMENTO DE SISTEMAS  
DE DISTRIBUIÇÃO

Leonardo Fernandes Rocha

Março/2009

Orientadora: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

O aumento de solicitações de acesso de Produtores Independentes de Energia - PIEs, em locais próximos aos centros de carga, sob a forma de geração distribuída, tem exigido das concessionárias de distribuição a busca por novos métodos, que permitam quantificar o impacto dessas unidades em seu sistema. A conexão desses geradores, que muitas vezes está associada com fontes alternativas de natureza intermitente, como a eólica, por sua vez, causa impactos positivos e negativos à rede da concessionária. Com isso, o objetivo deste trabalho é apresentar um modelo de avaliação de risco para o planejamento do acesso de PIEs, nos sistemas de distribuição, adequado às regras do setor elétrico brasileiro. O modelo procura indicar, sob o enfoque do benefício para a rede da distribuidora, as melhores alternativas de conexão dessas unidades por meio de avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento. Adicionalmente, o modelo em questão está baseado em confiabilidade composta de sistemas de potência, utilizando Simulação Monte Carlo Não-Sequencial e Fluxo de Potência Ótimo – FPO não-linear, para a análise da adequação.

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

RISK AND ECONOMIC ASPECTS ASSESSMENTS RELATED TO THE  
CONNECTION OF DISTRIBUTED GENERATION ON THE DISTRIBUTION  
SYSTEMS

Leonardo Fernandes Rocha

March/2009

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

The increase in the number of requests for access of Independent Power Producers – IPPs to distribution networks close to load centers, as distributed generation, makes distribution utilities search for new methodologies to quantify the impact of these units in the system. The connection of these generators, which is often associated with renewable energy sources of intermittent nature, such as wind power, causes positive and negative impacts to the network. Therefore, the objective of this work is to present a risk assessment model for planning the access of IPPs to distribution systems, according to the rules of the Brazilian electric sector. The model aims to indicate, from the point of view of the distribution network benefit, the best alternatives for the connection of these units by means of probabilistic assessment of the costs of generation and the supply risk. Additionally, the model is based on composite system reliability evaluation based on Non-Sequential Monte Carlo Simulation and uses a nonlinear Optimal Power Flow - OPF for the adequacy assessment.

## SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO .....	1
1.1. Pontos positivos e negativos da geração distribuída .....	5
1.2. Principais Fontes Alternativas de Energia .....	5
1.2.1. Fazendas Eólicas.....	5
1.2.2. Usinas Térmicas a Biomassa .....	7
1.2.3. Pequena Central Hidrelétrica.....	10
1.3. Objetivo e Revisão Bibliográfica .....	11
1.4. Organização do Trabalho .....	15
CAPÍTULO 2 - LEGISLAÇÃO BRASILEIRA SOBRE ACESSO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	16
2.1. Introdução .....	16
2.2. Produtores Independentes de Energia e Geração Distribuída .....	19
2.3. Acesso aos Sistemas de Energia Elétrica .....	19
2.4. Processo de Acesso aos Sistemas de Distribuição.....	25
2.5. Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição.....	28
2.5.1. TUSD Aplicada a Unidades Geradoras.....	28
2.5.2. Descontos na TUSD.....	29
2.6. Comercialização de Energia Proveniente de Unidades de Produtores Independentes e Geração Distribuída .....	29
2.7. Encargos de Serviços do Sistema .....	35
CAPÍTULO 3 - AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DOS CUSTOS DE GERAÇÃO E RISCO DE SUPRIMENTO.....	39
3.1. Introdução .....	39
3.2. Custo de Geração e Risco de Suprimento .....	41
3.3. Modelos dos Geradores de Produtores Independentes .....	44
3.3.1. Fazendas Eólicas.....	44
3.3.2. Usinas Térmicas a Biomassa.....	48



3.3.3.	Pequenas Centrais Hidrelétricas .....	49
3.3.4.	Modelo dos Componentes da Rede.....	52
3.3.5.	Modelo da Carga.....	52
3.4.	Simulação Monte Carlo Não-Sequencial .....	54
3.5.	Modelo de Minimização do Custo.....	58
3.6.	Custos de Geração e Risco de Suprimento.....	61
CAPÍTULO 4 - MODELO DE AVALIAÇÃO DE RISCO ECONÔMICO PARA CONEXÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA.....		65
4.1.	Introdução .....	65
4.2.	Modelo de Avaliação de Risco.....	66
4.2.1.	Modelo de Máximo Benefício Líquido .....	67
4.2.2.	Reforços e Ampliações .....	69
4.3.	Parcelas Componentes do Modelo de Avaliação de Risco .....	71
4.3.1.	Redução no Custo do Risco – RCR .....	71
4.3.2.	Redução no Custo das Perdas – RCP.....	72
4.3.4.	Encargo de Conexão ao Sistema de Distribuição - ECSD .....	74
4.3.5.	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição - Eg .....	75
4.3.6.	Redução no Custo do Uso dos Sistemas de Transmissão – RCUST.....	75
4.3.3.	Custo de Investimento – A .....	76
4.3.7.	Custo das Restrições de Operação – $ESS_{RO}$ .....	78
4.3.8.	Custo de Aquisição de Energia de PIE – $CAE_{PIE}$ .....	79
4.3.9.	Redução do Custo de Geração – RCG.....	81
CAPÍTULO 5 - RESULTADOS .....		82
5.1.	Introdução .....	82
5.2.	Dados do Estudo.....	83
5.3.	Estudo 1 – Análise de Sensibilidade .....	93
5.3.1.	Fazendas Eólicas .....	93
5.3.2.	Usinas Térmicas a Biomassa.....	120

5.3.3. Pequena Central Hidrelétrica .....	131
5.4. Estudo 2 – Conexão Simultânea de Diferentes Tecnologias .....	134
5.5. Estudo 3 – Conexão de Fazenda Eólica Associada com Reforços ou Ampliações .....	138
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....	151
6.1. Considerações Gerais.....	151
6.2. Trabalhos Futuros .....	155
APÊNDICE A – TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO [41] .....	156
A.1. Componentes da TUSD .....	156
A.2. REAJUSTE DA TUSD.....	163
APÊNDICE B – MÉTODO DE NEWTON .....	166
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	170

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Resumo da capacidade instalada entre 2000 e 2008. ....	3
Figura 1.2. Previsão da capacidade instalada até 2013. ....	4
Figura 2.1. Contratos de Uso e Conexão. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL. ....	23
Figura 2.2. Instalações de Transmissão. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL. ....	24
Figura 2.3. Tarifas. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL. ....	24
Figura 2.4. Situações decorrentes da diferença entre despachos com e sem restrições. Fonte: CCEE. ....	38
Figura 3.1. Curva de custo da confiabilidade.....	41
Figura 3.2. Algoritmo de avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento. ....	43
Figura 3.3. Curva da característica de potência de uma turbina eólica. ....	45
Figura 3.4. Diagramas de transição de estados de uma e duas turbinas eólicas. ....	45
Figura 3.5. Cadeia de Markov para a representação do comportamento do vento. ....	46
Figura 3.6. Diagrama de transição de estados da usina eólica.....	47
Figura 3.7. Diagrama de transição de estados de uma usina eólica com duas turbinas. ....	48
Figura 3.8. Diagrama de transição para unidades modeladas a três estados. ....	48
Figura 3.9. Diagrama de transição simplificado para unidades modeladas a três estados. ....	49
Figura 3.10. Modelo de Markov da vazão do rio.....	50
Figura 3.11. Modelo do gerador.....	50
Figura 3.12. Modelo de geração da PCH. ....	51
Figura 3.13. Modelo a dois estados adotado para componentes de rede. ....	52
Figura 3.14. Modelo Não-Cronológico da Carga.....	54
Figura 4.1. Modelo de Avaliação de Risco Econômico para Conexão de Produtores Independentes de Energia.....	69
Figura 5.1. Sistema de Teste IEEE-RTS. ....	84
Figura 5.2. Alternativas de reforços ou ampliações para o acesso do PIE na Barra 1. ....	139
Figura 5.3. Reforços ou ampliações (Alternativas 6 e 7) para o acesso do PIE. ....	141
Figura 5.4. Reforços ou ampliações (Alternativas 8 e 9) para o acesso do PIE. ....	141
Figura 5.5. Reforços ou ampliações (Alternativas 10 e 11) para o acesso do PIE.....	142

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1. Geradores conectados aos sistemas de distribuição (inclui as DIT). .....	2
Tabela 1.2. Resumo da geração até 2008. ....	3
Tabela 1.3. Maiores usinas movidas a biomassa (licor negro). ....	9
Tabela 2.1. Contratos de Uso e Conexão. Fonte: Nota Técnica nº. 0017.....	22
Tabela 5.1. Composição da carga do RTS por tipo de consumidor.....	85
Tabela 5.2. Mercado consumidor brasileiro.....	86
Tabela 5.3. Composição do segmento Outros.....	86
Tabela 5.4. Custo médio de interrupção por classe consumidora. ....	86
Tabela 5.5. Composição do consumo de energia por tipo de consumidor.....	87
Tabela 5.6. Custos de interrupção por barra de carga do RTS. ....	88
Tabela 5.7. Valores médios dos custos de geração. ....	89
Tabela 5.8. Crescimento do consumo brasileiro por classe consumidora. ....	90
Tabela 5.9. Variação do consumo, por classe consumidora, utilizada nos estudos. ....	91
Tabela 5.10. Variação da carga do sistema IEEE-RTS.....	92
Tabela 5.11. Variação da EENS – Eólica – Ano 1. ....	94
Tabela 5.12. Redução no Custo de Risco – Eólica – Ano 1. ....	95
Tabela 5.13. Expectativa da Potência Gerada – Eólica – Ano 1. ....	96
Tabela 5.14. Expectativa da Potência Suprida – Eólica – Ano 1. ....	97
Tabela 5.15. Redução no Custo de Perdas – Eólica – Ano 1.....	97
Tabela 5.16. Variação das perdas em função da EPG e EPS – Eólica – Ano 1 – 50 MW. ....	98
Tabela 5.17. Variação da EMUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 1. ....	100
Tabela 5.18. Variação da RCUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 1. ....	100
Tabela 5.19. Variação da EAGC – Eólica – Ano 1. ....	101
Tabela 5.20. Redução no Custo de Geração – Eólica – Ano 1. ....	102
Tabela 5.21. Custos de geração e risco de suprimento – Eólica – Ano 1. ....	102
Tabela 5.22. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Eólica – Ano 1.....	104
Tabela 5.23. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Eólica – Ano 1. ....	105
Tabela 5.24. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Eólica – Ano 1. ....	105
Tabela 5.25. Variação do $ESS_{RO}$ – Eólica – Ano 1. ....	106
Tabela 5.26. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 1 – Eólica.....	107
Tabela 5.27. Variação da EENS – Eólica – Ano 4. ....	108
Tabela 5.28. Redução no Custo de Risco – Eólica – Ano 4. ....	109
Tabela 5.29. Variação no Custo das Perdas – Eólica – Ano 4. ....	110

Tabela 5.30. Redução no Custo de Perdas – Eólica – Ano 4.....	110
Tabela 5.31. Variação da RCUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 4. ....	111
Tabela 5.32. Variação da EAGC – Eólica – Ano 4. ....	112
Tabela 5.33. Redução no Custo de Geração – Eólica – Ano 4. ....	112
Tabela 5.34. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Eólica – Ano 4.....	113
Tabela 5.35. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Eólica – Ano 4. ....	114
Tabela 5.36. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Eólica – Ano 4. ....	114
Tabela 5.37. Variação do $ESS_{RO}$ – Eólica – Ano 4. ....	115
Tabela 5.38. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 4 – Eólica.....	116
Tabela 5.39. Máximo Benefício Líquido – Eólica. ....	117
Tabela 5.40. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 30 MW. ....	117
Tabela 5.41. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 50 MW. ....	119
Tabela 5.42. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW. ....	119
Tabela 5.43. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 200 MW. ....	119
Tabela 5.44. Melhores pontos de acesso – Eólica. ....	120
Tabela 5.45. Variação da EENS – Biomassa – Ano 1. ....	120
Tabela 5.46. Variação da EENS – Biomassa – Ano 4. ....	121
Tabela 5.47. Redução no Custo de Risco – Biomassa – Ano 4.....	122
Tabela 5.48. Redução no Custo de Perdas – Biomassa – Ano 4. ....	123
Tabela 5.49. Variação da RCUST em relação ao caso base – Biomassa – Ano 4. ....	123
Tabela 5.50. Variação da EAGC – Biomassa – Ano 4.....	124
Tabela 5.51. Redução no Custo de Geração – Biomassa – Ano 4.....	125
Tabela 5.52. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Biomassa – Ano 4. ....	126
Tabela 5.53. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Biomassa – Ano 4.....	126
Tabela 5.54. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Biomassa – Ano 4.....	127
Tabela 5.55. Variação do $ESS_{RO}$ – Biomassa – Ano 4.....	127
Tabela 5.56. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 4 – Biomassa. ....	128
Tabela 5.57. Máximo Benefício Líquido – Biomassa.....	129
Tabela 5.58. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 30 MW....	130
Tabela 5.59. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 50 MW....	130
Tabela 5.60. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 100 MW..	130
Tabela 5.61. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 200 MW..	131
Tabela 5.62. Melhores pontos de acesso – Biomassa.....	131
Tabela 5.63. Benefícios e custos – PCH – Anos 1 e 4. ....	132
Tabela 5.64. Máximo Benefício Líquido – PCH. ....	133

Tabela 5.65. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – PCH – 30 MW.....	133
Tabela 5.66. Melhores pontos de acesso – PCH.....	134
Tabela 5.67. Variação da EENS – Acesso Simultâneo – Anos 1 e 4.....	135
Tabela 5.68. Benefícios e custos associados com acessos simultâneos – Ano 1.....	135
Tabela 5.69. Benefícios e custos associados com acessos simultâneos – Ano 4.....	135
Tabela 5.70. Máximo Benefício Líquido – Acesso Simultâneo. ....	137
Tabela 5.71. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Acesso Simultâneo. ...	137
Tabela 5.72. Custo anual dos investimentos em reforços ou ampliações. ....	144
Tabela 5.73. Variação da EENS – Eólica – 100 MW – Ano 1. ....	144
Tabela 5.74. Variação da EENS – Eólica – 100 MW – Ano 4. ....	146
Tabela 5.75. Benefícios e custos associados com reforços – Eólica – 100 MW – Ano 1.....	147
Tabela 5.76. Benefícios e custos associados com reforços – Eólica – 100 MW – Ano 4.....	147
Tabela 5.77. Máximo Benefício Líquido – Eólica – 100 MW. ....	148
Tabela 5.78. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW – Ano 1. .....	148
Tabela 5.79. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW – Ano 4. .....	149
Tabela 5.80. Comparação entre a RCR e os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW.....	150

## LISTAS DE ABREVIATURAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
AEGC – Annual Economic Generation Cost  
AGCP – Annual Generation Cost in the Potential optimal loading schedule  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CAEPIE – Custo de Aquisição de Energia do PIE  
CCD – Contrato de Conexão à Distribuição  
CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCT – Contrato de Conexão à Transmissão  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CUSD – Contrato de Uso dos Sistemas de Distribuição  
CUST – Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão  
 $CVA_{ESS}$  – Conta de Compensação de Variação de Valores do ESS  
DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora  
DIT – Demais Instalações de Transmissão  
EAGC – Expectativa do Custo de Geração Anual  
EAIC – Expectativa do Custo de Interrupção Anual  
 $EA_{PIE}$  – Energia Adquirida do PIE  
ECSD – Encargo de Conexão ao Sistema de Distribuição  
EEG – Expectativa da Energia Gerada  
EENS – Expectativa da Energia Não-Suprida  
EETP – Expectativa da Energia Total Produzida  
EMUST – Expectativa do Montante de Uso dos Sistema de Transmissão  
EPG – Expectativa da Energia Gerada  
EPNS – Expectativa da Potência Não-Suprida  
EPS – Expectativa da Potência Suprida  
ESS – Encargos de Serviços do Sistema  
FPO – Fluxo de Potência Ótimo  
FRC – Fator de Recuperação do Capital  
GD – Geração Distribuída  
IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

MSCD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits  
MUSD – Montante de Uso dos Sistemas de Distribuição  
NCC – Nível de Cobertura de Consumo  
NIC – Nível de Insuficiência de Contratação  
ONS – Operador Nacional Sistema Elétrico  
PCH – Pequena Central Hidrelétrica  
PIE – Produtor Independente de Energia  
PLD – Preço de Liquidação das Diferenças  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição  
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia  
RCG – Redução no Custo de Geração  
RCP – Redução no Custo de Perdas  
RCR – Redução no Custo do Risco  
RCUST – Redução no Custo do Uso dos Sistemas de Transmissão  
RTS – Reliability Test System  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
SMC – Simulação Monte Carlo  
SRE – Superintendência de Regulação Econômica  
TCPIE – Tarifa de Compra de Energia do PIE  
TE – Tarifa de Energia  
TR – Tarifa de Referência  
TSA – Tarifa de Tarifa de Serviços Ancilares  
TUSD - Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição  
TUST – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão  
TUST<sub>FR</sub> - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão referente às Instalações de Fronteira da Rede Básica  
TUST<sub>RB</sub> - Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão Integrantes da Rede Básica  
VR – Valor Anual de Referência



## CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

As preocupações crescentes, em nível mundial, relacionadas com questões ambientais e com produção de energia têm criado uma considerável conscientização sobre a necessidade de desenvolver fontes de energia não-convencionais e meios eficientes de utilização da mesma. Por isso, o novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, inserido a partir de 2004, procurou assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta, de forma a garantir uma maior eficiência na produção de energia elétrica, através da competição nos segmentos de geração e comercialização para consumidores livres. Além disso, foi adotado o estabelecimento de monopólios nas atividades de transmissão, distribuição e comercialização para consumidores regulados. Isso só foi possível graças à separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

Neste contexto, surgiu, então, a figura do Produtor Independente de Energia – PIE. PIEs são agentes geradores que decidem a construção de novas usinas e competem para a venda de energia a empresas distribuidoras ou a grandes consumidores [1].

O aumento da participação desses agentes, na geração de energia elétrica, nos últimos anos, deve-se aos incentivos governamentais relacionados, essencialmente, com a liberação dos mercados de energia, com o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição, garantido pela legislação em vigor, e, também, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA.

O PROINFA, criado pela Lei 10.438/02 [2], por sua vez, tem como principal objetivo aumentar a participação da energia elétrica produzida por esses empreendimentos, baseados em fontes eólicas, Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH e usinas térmicas a biomassa, no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Essas medidas são, portanto, responsáveis por contribuírem com uma elevação no número de geradores conectados próximos aos centros de carga, aumentando a oferta de energia, principalmente após a crise energética que ocorreu no país em 2001 [3]. Assim, a concepção tradicional de sistemas elétricos de potência, baseada em geração centralizada de grande porte e despachadas centralmente através de extensas linhas de transmissão, devido às grandes distâncias dos pontos de consumo, abre espaço para a Geração Distribuída – GD, caracterizada por unidades de menor capacidade, conectadas na rede da distribuidora local de energia elétrica.

Essa tendência pode ser visualizada com base na referência [4], que afirma que de acordo com levantamento realizado pela ANEEL, junto às concessionárias, existem 409 geradores conectados no âmbito dos sistemas de distribuição e percebe-se uma expansão da geração conectada ao mesmo. A Tabela 1.1 apresenta o número de geradores conectados aos sistemas das distribuidoras, por nível de tensão, incluindo as Demais Instalações de Transmissão - DIT.

Tabela 1.1. Geradores conectados aos sistemas de distribuição (inclui as DIT).

<b>Subgrupo tarifário / Tensão</b>	<b>Quantidade</b>
A1 ( $\geq 230$ kV)	1
A2 (88 a 138 kV)	121
A3 (69 kV)	89
A3a (30 a 44 kV)	70
A4 (2,3 a 25 kV)	128
<b>TOTAL</b>	<b>409</b>

O aumento da participação de unidades geradoras baseadas nas fontes alternativas citadas anteriormente, por sua vez, pode ser comprovada de acordo com [5], que apresenta um resumo geral dos empreendimentos de geração no Brasil. Assim, a capacidade instalada das usinas com previsão de entrada em operação até 2013 é de, aproximadamente, 17.346 MW. Desse montante, a participação estimada, por tipo de tecnologia, de usinas baseadas em fontes alternativas é de:

- Geração Eólica – 455,9 MW
- Biomassa – 2.011,8 MW
- PCH – 1.910,7 MW

A Tabela 1.2 e a Figura 1.1 apresentam, então, um resumo da capacidade instalada de geração até dezembro de 2008 e a Figura 1.2 mostra a previsão até 2013.

Tabela 1.2. Resumo da geração até 2008.

Capacidade Instalada até 31/12/2008			
TIPO	Quantidade	Potência (MW)	%
UHE*	160	74.901,0	73,00
UTE	1205	22.756,0	22,18
PCH	329	2.453,9	2,39
CGH	276	153,4	0,15
UTN	2	2.007,0	1,96
EOL	21	338,4	0,30
SOL	1	0,02	0,00
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1.994</b>	<b>102.609,8</b>	<b>100,0</b>

Importação**	8	8.930,0	8,70
<b>TOTAL</b>	<b>2.002</b>	<b>111.539,8</b>	<b>108,7</b>

\* Considerada Itaipu nacional (7.000 MW)

\*\* Considerada importação de Itaipu (6.410 MW)

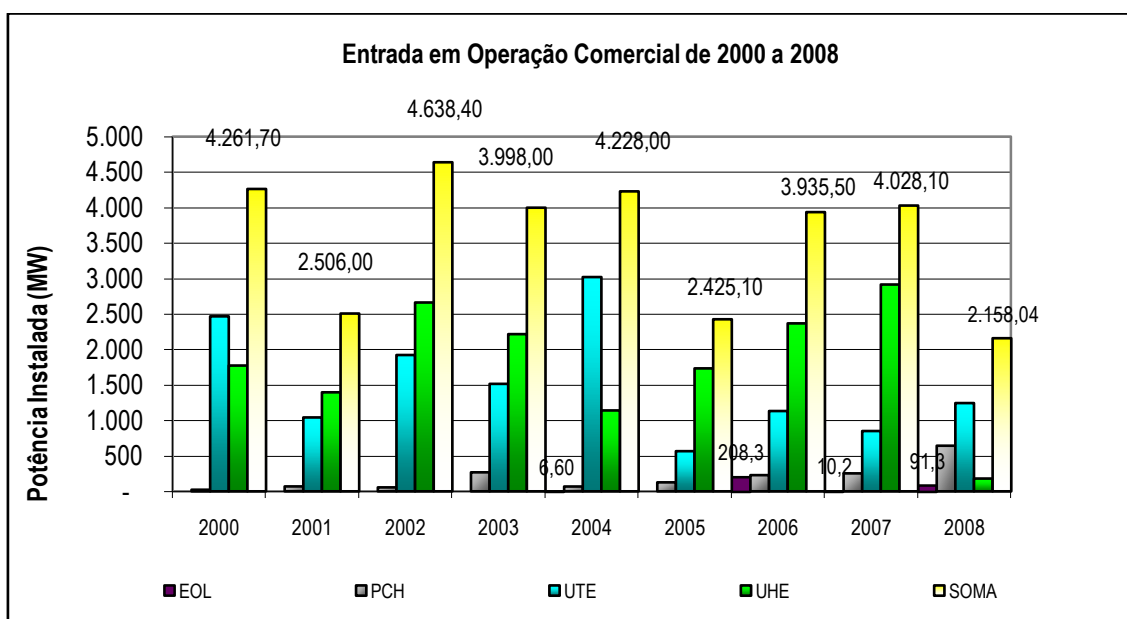


Figura 1.1. Resumo da capacidade instalada entre 2000 e 2008.

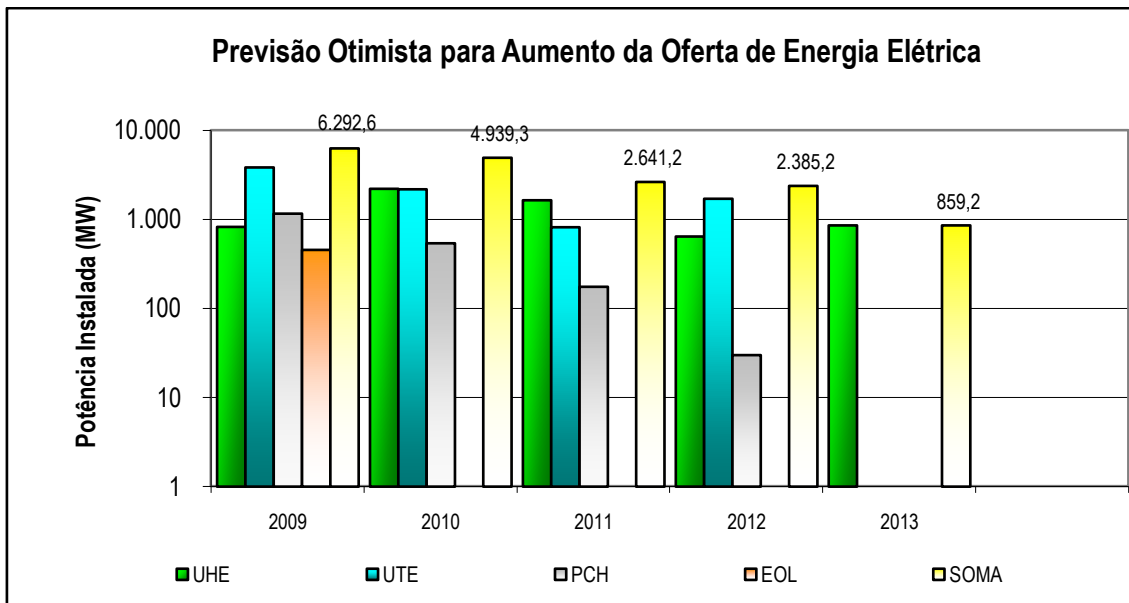


Figura 1.2. Previsão da capacidade instalada até 2013.

A GD, por estar localizada próxima aos centros de consumo, permite uma maior diversificação das tecnologias empregadas para a produção de energia e, dessa forma, sua escolha pode ser feita em função das necessidades das cargas ou da disponibilidade dos recursos locais, conforme exposto em [6]. Com isso, as fontes renováveis de energia, que são muitas vezes de natureza intermitente, como a eólica, por exemplo, têm encontrado um nicho de mercado, contornando seus altos custos unitários de capital e permitindo a sua inserção na matriz energética.

Adicionalmente, de acordo com o novo modelo institucional do setor elétrico, as distribuidoras devem garantir a contratação de 100% de suas cargas, sob risco de penalização. A possibilidade de comercialização entre o PIE e a concessionária, até o limite de 10% da carga da mesma, entretanto, permite uma maior flexibilidade para a distribuidora, no atendimento ao seu mercado.

Nesse cenário de atendimento à totalidade das cargas da concessionária de distribuição, a energia proveniente da geração distribuída, do PIE, surge como uma alternativa de contratação eficiente, pela distribuidora. Assim, podem ser celebrados contratos de prazos variados em função das necessidades da concessionária. Ao mesmo tempo, essa comercialização direta passa a ser uma fonte de incentivo para o investimento do produtor independente, aumentando as possibilidades da GD.

## 1.1. Pontos positivos e negativos da geração distribuída

O acesso de unidades de PIEs, sob a forma de GD, na rede de distribuição, causa impactos positivos e negativos para a concessionária. Dentre os aspectos positivos estão [3][7]:

- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda, por ter um tempo de implantação menor que a geração centralizada combinada com reforços na rede de transporte
- Redução das perdas elétricas
- Adiamiento de investimentos em reforços ou ampliações no sistema de transmissão e de distribuição
- Melhoria da confiabilidade do sistema
- Compensação de reativos para o controle de tensão, dependendo da tecnologia empregada

Por outro lado, os aspectos negativos da instalação de GD podem ser resumidos como:

- Problemas na coordenação da proteção
- Problema na regulação de tensão
- *Flicker* de tensão
- Aumento da corrente de curto-circuito
- Instabilidade no sistema

## 1.2. Principais Fontes Alternativas de Energia

### 1.2.1. Fazendas Eólicas

A energia eólica é proveniente da energia cinética do deslocamento de massas de ar provocada pelas diferenças de temperaturas da superfície do planeta, que é resultante da associação da radiação solar incidente com o movimento de rotação da

Terra. Por estar relacionada com fenômenos naturais que se repetem, a energia eólica é considerada uma fonte renovável.

A geração eólica, por sua vez, ocorre pelo contato do vento com as pás do cata-vento, que ao girar dão origem a energia mecânica que aciona o aerogerador, produzindo energia elétrica. A quantidade de energia mecânica convertida em energia elétrica está diretamente relacionada à densidade do ar, à área coberta pela rotação das pás e à velocidade do vento.

No Brasil, embora o aproveitamento dos recursos eólicos, tradicionalmente, tenha sido feito com a utilização de cata-ventos multipás para bombeamento de água, algumas medições recentes da velocidade do vento, em diversos pontos do território nacional, indicam a existência de imenso potencial eólico ainda não explorado [3]. Segundo [8], estimativas apontam que o potencial eólico bruto do planeta seja da ordem de 500 mil TWh por ano, embora, por razões socioambientais, apenas 10% sejam tecnicamente aproveitáveis. Ainda assim, 50 mil TWh por ano correspondem a mais de 250% da produção mundial total de energia elétrica em 2007, que foi de 18,9 mil TWh. No caso do Brasil, a referência em questão destaca, também, a presença de ventos numa escala que corresponde ao dobro da média mundial, contando ainda com uma volatilidade de 5% (oscilação da velocidade), o que dá maior previsibilidade ao volume a ser produzido.

Por outro lado, o principal argumento contrário à geração eólica é o seu alto custo que, embora seja decrescente, ainda é bastante elevado quando comparado com outras fontes. Isso se deve, principalmente, a sua alta dependência da velocidade do vento, o que acarreta um fator de capacidade médio em torno de 35%.

Apesar disso, a capacidade instalada de geradores eólicos tem aumentado nos últimos anos. De 2000 a janeiro de 2009 foram adicionados 335,6 MW e a previsão de ampliação da capacidade instalada para 2009 é de 455,9 MW, incluindo a Fazenda Eólica de Praia Formosa, no Ceará, com 104,40 MW.

Finalmente, vale destacar o aumento das potências previstas por algumas usinas, que são bem superiores às primeiras implantadas. A Usina de Redonda, também no Ceará, por exemplo, embora apenas outorgada, tem potência prevista de 300 MW.

### 1.2.2. Usinas Térmicas a Biomassa

A biomassa é definida, do ponto de vista energético, como sendo qualquer recurso renovável oriundo da matéria orgânica, de origem animal ou vegetal, que pode ser utilizada na produção de energia [8]. Dessa forma, a biomassa pode ser classificada de acordo com a sua origem em:

- Florestal (madeira)
- Agrícola (soja, arroz, cana-de-açúcar)
- Rejeitos urbanos e industriais (sólidos ou líquidos, como o lixo)

Adicionalmente, o seu aproveitamento pode ser feito por meio da combustão direta (com ou sem processos de secagem, classificação, compressão, corte/quebra etc.), por processos termoquímicos (gaseificação, pirólise, liquefação e transesterificação) ou através de processos biológicos (digestão anaeróbia e fermentação). Além disso, a referência [8] afirma que existem várias rotas tecnológicas para a obtenção da energia elétrica a partir da biomassa, que prevêm a conversão da matéria-prima em um produto intermediário que será utilizado em uma máquina motriz, produzindo energia mecânica que acionará o gerador elétrico. Assim, as principais rotas tecnológicas podem ser resumidas como [9]:

- Ciclo a vapor com turbinas de compressão

É empregado de forma integrada a processos produtivos por meio da cogeração. Nele, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor pode acionar as turbinas usadas no trabalho mecânico, requerido nas unidades de produção, e nas turbinas para geração de energia elétrica. Além disso, o vapor que seria liberado na atmosfera após a realização desses processos pode ser encaminhado para o atendimento das necessidades térmicas do processo de produção. Este processo está maduro do ponto de vista comercial e é o mais disseminado atualmente. O Brasil conta, inclusive, com diversos produtores nacionais da maior parte dos equipamentos necessários.

- Ciclo a vapor com turbinas de condensação e extração

Consiste na condensação total ou parcial do vapor ao final da realização do trabalho na turbina para atendimento às atividades mecânicas ou térmicas do processo produtivo. Esta energia a ser condensada, quando inserida em um processo de cogeração, é retirada em um ponto intermediário da expansão do vapor que irá movimentar as turbinas. A diferença fundamental desta rota, em relação à contrapressão, é a existência de um condensador na exaustão da turbina e de níveis determinados para aquecimento da água que alimentará a caldeira. A primeira característica proporciona maior flexibilidade da geração termelétrica (que deixa de ser condicionada ao consumo de vapor de processo). A segunda proporciona aumento na eficiência global da geração de energia. Este sistema, portanto, permite a obtenção de maior volume de energia elétrica. No entanto, sua instalação exige investimentos muito superiores aos necessários para implantação do sistema simples de condensação.

- Ciclo combinado integrado à gaseificação da biomassa

A gaseificação é a conversão de qualquer combustível líquido ou sólido, como a biomassa, em gás energético por meio da oxidação parcial em temperatura elevada. Esta conversão, realizada em gaseificadores, produz um gás combustível que pode ser utilizado em usinas térmicas movidas a gás para a produção de energia elétrica. Assim, a tecnologia de gaseificação aplicada em maior escala transforma a biomassa em importante fonte primária de centrais de geração termelétrica de elevada potência, inclusive aquelas de ciclo combinado, cuja produção é baseada na utilização do vapor e do gás, o que aumenta o rendimento das máquinas.

Atualmente, vale destacar, que a quantidade de biomassa existente na Terra é da ordem de 1,8 trilhão de toneladas, o que equivale a uma capacidade de geração de 11 mil TWh por ano no longo prazo ou, ainda, mais da metade do total de energia produzida em 2007 (19,89 mil TWh).

A produção em larga escala de energia elétrica e dos biocombustíveis, por sua vez, está relacionada, principalmente, à biomassa agrícola com a utilização de tecnologias eficientes, que requerem a existência de uma agroindústria forte e com grandes plantações. Dentre as fontes de biomassa, a cana-de-açúcar é um recurso com



grande potencial para a geração de energia, por meio do bagaço e da palha. A utilização desse recurso é importante não só para a diversificação da matriz energética nacional, mas também porque o período de colheita da cana-de-açúcar coincide com o tempo de estiagem das principais bacias hidrográficas do parque hidrelétrico. Assim, a energia fornecida nesse período pode auxiliar a preservação dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Além disso, uma das características desses empreendimentos é o seu pequeno porte, com potência instalada de até 60 MW, o que favorece a instalação próxima dos centros de consumo.

Por outro lado, nas regiões menos desenvolvidas, a biomassa mais utilizada é a de origem florestal. Nesse caso, os processos para a obtenção de energia se caracterizam pela baixa eficiência, ou seja, pela necessidade de grande volume de matéria-prima para a produção de pequenas quantidades de energia. Uma exceção a essa regra é a utilização da biomassa florestal em processos de cogeração industrial. Do processamento da madeira para a extração da celulose é possível, por exemplo, obter a licória negra (ou licor negro) usado como combustível em usinas de cogeração da própria indústria de celulose. A Tabela 1.3 mostra a relação das cinco maiores usinas de licor negro no Brasil, em janeiro de 2009 [5].

Tabela 1.3. Maiores usinas movidas a biomassa (licor negro).

Nome	Estágio	Município	Potência (MW)
Aracruz	Operação	Aracruz - ES	210,4
VCP-MS	Outorga	Três Lagoas - MS	162,5
Veracel	Operação	Eunápolis - BA	126,6
Kablin	Operação	Têlemaco Borba - PR	113,2
Bahia Pulp	Operação	Camaçari - BA	108,6

Devido aos incentivos governamentais e as pressões ambientais, aliada com a necessidade de redução da dependência de combustíveis fósseis, a biomassa vem sendo cada vez mais utilizada na geração de energia elétrica, principalmente em sistemas de cogeração e no suprimento de eletricidade de forma descentralizada. Com isso, estimativas recentes indicam que a biomassa representa cerca de 13% do consumo mundial.

No Brasil, a biomassa foi responsável, de acordo com [10], pela oferta de 18 TWh, em 2007. Esse volume foi 21% superior ao de 2006, correspondendo a 3,7% da

produção total de energia elétrica e sendo superada apenas pela geração hidrelétrica, cuja participação, no período, foi de 85,4%, aproximadamente. Atualmente, com base em dados obtidos em [5], referentes a capacidade instalada em janeiro de 2009, a participação de hidrelétricas é de 73%, enquanto o percentual de biomassa gira em torno de 4,9%. Por causa dos subsídios governamentais e de seu fator de capacidade, que pode ser de até 80%, dependendo do tipo de combustível utilizado, o custo médio de geração a biomassa, com base nos valores do PROINFA, é o segundo menor dentre as fontes de energia utilizadas para a produção de eletricidade, perdendo apenas para a geração hidráulica [11]. Isso tem contribuído para a ampliação do parque gerador baseado nesse tipo de combustível.

De acordo com [12], existem atualmente 302 termelétricas movidas a biomassa no país, que correspondem a um total de 5 mil MW instalados. Das usinas relacionadas, 13 são abastecidas pelo licor negro (resíduo da celulose), com potência de 944 MW. O restante é composto por 27 usinas abastecidas com madeira (232 MW), 3 de biogás (45 MW), 4 através de casca de arroz (21 MW) e 252 por bagaço de cana (4 mil MW).

Por fim, os principais aspectos negativos na utilização da biomassa são a interferência no tipo natural do solo e a possibilidade de formação de monoculturas em grandes extensões de terras, o que pode ser responsável pelo surgimento de competição com o segmento de produção de alimentos. Essas variáveis, no entanto, conforme destacado em [8], têm sido contornadas por técnicas e processos que aumentam a produtividade da biomassa, reduzindo, portanto, a necessidade de crescimento de áreas plantadas.

### 1.2.3. Pequena Central Hidrelétrica

A Resolução 652/03 [13], da ANEEL, classifica como PCHs as usinas de geração de energia elétrica a partir do aproveitamento do potencial hidráulico, destinadas à produção independente ou autoprodução, com capacidades entre 1 e 30 MW. Além disso, a PCH tem como condicionante a limitação do reservatório em uma área inferior a 3,0 km<sup>2</sup> ou o atendimento à combinação específica de capacidade instalada por queda bruta, desde que observada a área máxima de 13 km<sup>2</sup> [14].

Adicionalmente, uma PCH típica opera, na maioria das vezes, a fio d'água, isto é, o reservatório não permite a regularização do fluxo d'água. Com isso, em ocasião de estiagem, a vazão disponível pode ser menor que a capacidade das turbinas, causando

ociosidade. Em outras situações, as vazões são maiores que a capacidade de engolimento das máquinas, permitindo a passagem pelo vertedor.

Por esse motivo, o fator de capacidade da PCH é de, aproximadamente, 62% [15]. Dessa forma, o custo da energia elétrica produzida por essas pequenas centrais é maior que o de uma usina hidrelétrica de grande porte, onde o reservatório pode ser operado de forma a reduzir a ociosidade e os desperdícios de água. Entretanto, as PCHs são instalações que resultam em menores impactos ambientais, menor prazo de implantação e se prestam a geração descentralizada, representando um dos principais focos de prioridade da ANEEL no que se refere ao aumento de energia elétrica no Brasil. Atualmente, existem 320 PCHs no país, totalizando 2.400 MW de capacidade instalada [8].

### 1.3. Objetivo e Revisão Bibliográfica

Dentro do contexto apresentado, é possível perceber que o aumento de solicitações de acesso de PIEs, em locais próximos aos centros de carga, sob a forma de geração distribuída, tem exigido das concessionárias de distribuição a busca por novos métodos, que permitam quantificar o impacto dessas unidades em seu sistema. Conforme mencionado anteriormente, a conexão desses geradores, que muitas vezes está associada com fontes alternativas de natureza intermitente, como a eólica, causa impactos positivos e negativos à rede da concessionária. Com isso, o objetivo deste trabalho é apresentar um modelo de avaliação de risco para o planejamento do acesso de PIEs, nos sistemas de distribuição, adequado às regras do setor elétrico brasileiro. O modelo procura indicar, sob o enfoque do benefício para a rede da distribuidora, as melhores alternativas de conexão dessas unidades por meio de avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento. Adicionalmente, o modelo em questão está baseado em confiabilidade composta de sistemas de potência, utilizando Simulação Monte Carlo Não-Sequencial e Fluxo de Potência Ótimo – FPO não-linear, para a análise da adequação. Dessa forma, será apresentada a seguir uma revisão bibliográfica relacionada com o tema proposto.

A avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento, utilizada dentro do processo de análise de risco econômico para o acesso de produtores independentes, é obtida, neste trabalho, com o uso de Simulação Monte Carlo Não-Sequencial, que se baseia na amostragem de variáveis aleatórias para a determinação

dos estados do sistema, através de uma abordagem não-cronológica [16]. De acordo com [3][17], diversos trabalhos estão relacionados com SMC aplicados a sistemas de potência. Dentre eles, podem ser citadas as referências [18][19][20], que abordam estudos de confiabilidade da geração e/ou transmissão/subtransmissão. Da mesma forma, a referência [21] faz uso de SMC para avaliar o impacto de produtores independentes na confiabilidade de sistemas de geração e de transmissão, enquanto em [22] é apresentado um estudo para o caso de sistemas de distribuição.

Adicionalmente, o modelo de avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento, proposto neste trabalho, foi desenvolvido de forma integrada ao apresentado em [23], que implementou um ambiente computacional flexível orientado a objetos, para estudos de confiabilidade em sistemas de potência, através de SMC, incluindo a representação mais precisa de fontes de energia de natureza intermitente e um fluxo de potência ótimo não-linear, para a análise de adequação dos estados amostrados.

O impacto na confiabilidade de fontes não convencionais, por sua vez, foi avaliado em diversos trabalhos. Neste tema, pode-se destacar a referência [24], que introduziu o conceito da intermitência da geração e as informações da taxa de falha e de reparo das turbinas eólicas. Mais recentemente, destacam-se os trabalhos [25][26][27][28], que envolvem confiabilidade de sistemas de potência e geração eólica, conforme citados em [3][23]. Assim, em [25] foi desenvolvido um modelo probabilístico que representa uma fazenda eólica englobando as taxas de falha e de reparo das unidades, além da curva de potência das turbinas e os diversos estágios de velocidade do vento. Em [26] foram apresentados alguns modelos probabilísticos para a geração eólica que incorporam o efeito da incerteza do vento. Além disso, foi feito um estudo sobre a influência desta geração operando em paralelo com gerações convencionais. Em [27] foi aplicado um modelo de múltiplos estados para a representação de usinas eólicas tanto no método de enumeração de estados como em SMC Não-Sequencial, sendo apresentado o resultado da incorporação de geração eólica com até 11 estados de geração a um sistema composto sem falhas. Em [28][29] foi desenvolvido um modelo computacional de representação probabilística da geração de fazendas eólicas, para estudos de confiabilidade, que alia as características estatísticas da velocidade do vento e as informações de taxa de falha e de reparo dos geradores, representando a usina por um modelo de Markov a múltiplos estados.

Por outro lado, ainda na representação de fontes alternativas de energia, em estudos de confiabilidade, destaca-se a referência [30], onde foi apresentado um modelo para avaliação da disponibilidade de geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas, para ser aplicada em estudos de planejamento. O modelo combina a vazão do rio com o modelo estocástico de operação do gerador, através da representação por meio de um modelo Markoviano a múltiplos estados.

Adicionalmente, o planejamento do acesso de unidades geradoras de produtores independentes de energia foi avaliado em alguns trabalhos. Em [1] foi desenvolvida uma metodologia para identificar os melhores pontos da rede de transmissão, no caso da entrada de novos geradores, levando-se em conta os aspectos de confiabilidade, bem como o custo da transmissão.

Em [31] foi apresentado um método de avaliação de mínimo custo para o planejamento da expansão de sistemas compostos de geração e transmissão, levando em conta tanto os aspectos econômicos quanto as necessidades de adequação, com base em análise probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento.

Em [32] foi apresentado um modelo de avaliação do risco para o planejamento da geração nos sistemas de transmissão, sob o ponto de vista da concessionária. O modelo considera uma avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento, através de SMC Não-Sequencial e de um modelo de mínimo custo linear, para a adequação dos estados amostrados.

Em [33] foi apresentada uma avaliação do impacto na confiabilidade de sistemas de potência de usinas eólicas de grande porte, associada com reforços ou ampliações na rede da concessionária, através de avaliação probabilística do custo do risco de suprimento. Além disso, foi incorporada, na análise de custos da confiabilidade, a avaliação de alternativas de expansão do sistema, através dos custos de investimentos associados.

O impacto de PIEs, sob a forma de geração distribuída, e a sua influência no planejamento de sistemas de distribuição, por sua vez, foi apresentado em diversos trabalhos. Dentre eles, vale destacar as referências [34][35][36][37][38][39].

Em [34] foi apresentado um estudo sobre a incorporação de geração eólica diretamente ao sistema de distribuição, sendo a usina modelada a 3 estados.

Em [35] são enumerados diversos problemas relacionados com o acesso de geração distribuída, além da importância de considerá-la dentro do planejamento de sistemas de distribuição, como forma de se obter uma estratégia de expansão ótima para

a rede da concessionária, que minimize seus custos e, ao mesmo tempo, maximize seus benefícios. Além disso, são levados em conta os efeitos da desregulamentação do setor elétrico e outros obstáculos do planejamento do acesso de GD, como pontos de conexão, capacidade das unidades e número de geradores.

Em [36] são avaliados os impactos da conexão de GD, no sistema de distribuição, em termos de confiabilidade. Com isso, são discutidas algumas aplicações desses geradores como backups de unidades convencionais, tanto para o caso de sistemas radiais quanto para sistemas malhados (network). Para isso, foi considerada a conexão de unidades até 10 MW baseadas em tecnologias que utilizam fonte combustível contínua. Nesse caso, foram avaliados os impactos da GD, em diferentes localizações, através da sua influência no índice que representa a Duração Equivalente de Interrupção por unidade consumidora – DEC.

Em [37] é apresentada uma técnica heurística para o planejamento de novos investimentos em unidades de GD, sob a perspectiva da concessionária de distribuição. Essa técnica inclui questões sobre a localização e o porte desses geradores, através de uma análise de custo/benefício baseada em um modelo de otimização, cujo objetivo é minimizar os custos de investimentos e de operação. A análise leva em consideração a influência de variações da demanda e a estrutura competitiva dos mercados de energia após a desregulamentação do setor elétrico.

Em [38] são apresentadas questões relacionadas com o planejamento da expansão da geração conectada aos sistemas de distribuição. Assim, foram incluídas na avaliação variáveis econômicas e informações sobre o impacto da GD na qualidade da energia, além da importância da sua correta localização na minimização dos custos de expansão do sistema.

Finalmente, em [39] foi apresentada uma metodologia de análise econômica determinística do impacto de geração distribuída na rede de distribuição, para a tomada de decisão na definição de obras de expansão. Nesse caso, foi avaliada a influência de algumas alternativas de acesso de PIEs nos custos marginais de expansão do sistema, incluindo aqueles associados com a conexão da mesma, seguindo as regras do setor elétrico brasileiro, na época vigente.

#### 1.4. Organização do Trabalho

Esta Dissertação está dividida em 6 capítulos. No Capítulo 1 é apresentada uma visão geral sobre a expansão dos investimentos de PIEs, dentro do novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, além de informações sobre o aumento da participação desses produtores na matriz energética nacional, por meio de acesso aos sistemas de distribuição. Adicionalmente, são abordados os principais objetivos deste trabalho e uma revisão bibliográfica de estudos relacionados ao tema proposto.

No Capítulo 2 são apresentadas informações sobre leis, resoluções, decretos e procedimentos do setor elétrico brasileiro relacionadas com o acesso e com a comercialização de energia por produtores independentes, com o objetivo de selecionar variáveis adicionais que permitam avaliar o impacto da adição de unidades geradoras nos sistemas de energia elétrica das distribuidoras, através de um processo de análise de risco.

No Capítulo 3 são mostrados os modelos utilizados neste trabalho para a avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento, necessários para quantificar o impacto do acesso de unidades geradoras de PIEs, na rede de distribuição.

O Capítulo 4 apresenta o modelo de avaliação de risco econômico desenvolvido neste trabalho, para a conexão de produtores independentes de energia no sistema da concessionária de distribuição, sob o ponto de vista da distribuidora.

O Capítulo 5 apresenta os resultados de três estudos de avaliação de risco econômico de unidades de PIEs na rede da distribuidora, por meio da metodologia descrita nos capítulos anteriores.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões finais e algumas sugestões de trabalhos futuros.

## CAPÍTULO 2 - LEGISLAÇÃO BRASILEIRA SOBRE ACESSO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 2.1. Introdução

A utilização de um modelo de avaliação de risco, para o planejamento da geração, relacionado com a entrada de unidades de produtores independentes, incluindo GD e cogeração, nos sistemas da concessionária de distribuição, dentro das regras do setor elétrico brasileiro, requer o completo entendimento de diversas leis, resoluções, decretos e procedimentos.

Nesse sentido, a legislação vigente envolvendo produtores independentes, geração distribuída, comercialização de energia e acesso aos sistemas elétricos, compreendendo o uso e a conexão, além dos contratos e tarifas associados, pode ser resumida em [40][41]:

- Lei 9.074, de 20 de julho de 1995 - Instituiu a figura do Produtor Independente de Energia - PIE, além de garantir livre acesso aos sistemas de Transmissão e Distribuição, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.
- Decreto nº. 2003, de 10 de dezembro de 1996 – Regulamentou a produção de energia elétrica por Autoprodutor e Produtor Independente de energia.
- Resolução ANEEL nº. 112, de 18 de maio de 1999 - Estabeleceu os requisitos necessários à obtenção de registro e autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termoeletricas, eólicas e de outras fontes de energia, tal como o bagaço de cana.
- Resolução nº. 281, de 1º de outubro de 1999 - Estabeleceu as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.
- Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002 – Criou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA e a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de tratar da universalização do atendimento.



- Resolução nº. 248, de 6 de maio de 2002 – Atualizou os procedimentos para o cálculo dos limites de repasse dos preços de compra de energia elétrica para as tarifas de fornecimento.
- Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004 – dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.
- Resolução Normativa nº. 067, de 8 de junho de 2004 - Estabeleceu os critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.
- Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004 - Regulamentou a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica.
- Resolução Normativa nº. 077, de 18 de agosto de 2004 - Estabeleceu os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidroelétricos e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30 MW.
- Resolução Normativa nº. 158, de 23 de maio de 2005 - Estabeleceu a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão.
- Resolução Normativa nº. 166, de 10 de outubro de 2005 - Estabeleceu as disposições consolidadas relativas ao cálculo da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD e da Tarifa de Energia Elétrica - TE.
- Resolução Normativa nº. 167, de 10 de outubro de 2005 - Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.
- Resolução Homologatória nº. 497, de 26 de junho de 2007 - Estabeleceu o valor das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica, componentes do SIN, fixou a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e estabeleceu os valores da TUSDg aplicáveis aos geradores que especifica.

Complementarmente, o acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição deve observar o disposto nos Procedimentos de Rede, Procedimentos de Distribuição –

PRODIST e nos contratos celebrados entre as partes, além de respeitar as normas e os padrões específicos de cada concessionária [42].

Os Procedimentos de Rede são documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes, e homologados pela ANEEL, que estabelecem os procedimentos e os requisitos técnicos necessários ao planejamento, implantação, uso e operação do SIN, além das responsabilidades do ONS e dos agentes envolvidos. Os Procedimentos de Rede estabelecem, também, as regras para a viabilização do acesso, compreendendo o uso e a conexão, dos agentes às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica [43].

Da mesma forma, os Procedimentos de Distribuição são documentos regulatórios que normatizam e padronizam as atividades relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Seus principais objetivos são [44]:

- Garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.
- Definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projetos, as informações e os dados necessários para a implantação da conexão aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes.
- Elaborar os procedimentos técnicos relacionados às atividades de planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e a qualidade da energia elétrica.

Embora o PRODIST ainda não tenha sido homologado pela ANEEL, a Resolução nº. 281 já exige a sua observação, quando se trata do acesso aos sistemas de distribuição. Em caso de discordância de alguns pontos dos Procedimentos de Distribuição, por parte dos agentes envolvidos, a referência [45] afirma que devem ser tomados como base os Procedimentos de Rede e as normas das concessionárias de distribuição, até que o PRODIST esteja finalizado.

Nas próximas seções serão discutidos, em detalhes, os pontos abordados por todos esses decretos, leis, resoluções e procedimentos, com o objetivo de selecionar variáveis adicionais que permitam avaliar o impacto da adição de unidades geradoras nos sistemas de energia elétrica das distribuidoras, através de um processo de análise de risco.

## 2.2. Produtores Independentes de Energia e Geração Distribuída

A legislação atual do setor elétrico brasileiro, por meio do Decreto 2.003/96, classifica como Produtor independente de Energia – PIE a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que possuam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

As unidades geradoras desses produtores, quando conectadas diretamente ao sistema de distribuição são consideradas como Geração Distribuída – GD, exceto as centrais hidrelétricas com capacidade instalada acima de 30 MW e as termelétricas com eficiência inferior a 75%. As usinas que utilizam biomassa são, também, definidas como GD, não estando limitadas ao percentual de eficiência energética mencionado [46].

Portanto, para fins deste trabalho, todas as unidades geradoras que solicitam acesso ao sistema das concessionárias, e cujo impacto será analisado através do processo de avaliação de risco baseado no benefício da rede, serão provenientes de PIEs caracterizados ou não como GD, conforme as definições encontradas na legislação vigente e descritas nessa seção.

## 2.3. Acesso aos Sistemas de Energia Elétrica

A reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada com as privatizações dos sistemas de distribuição e de parte da geração, só foi possível graças à instituição do livre acesso às redes de transmissão e distribuição, o que permitiu a quebra dos monopólios e introduziu a competição na comercialização de energia. Portanto, de acordo com o Art. 15, da Lei nº. 9.074/1995 [47]:

“É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.”

De acordo com [45], o livre acesso está relacionado com a competição na comercialização de energia, estabelecida em prol da modicidade tarifária. A referência em questão destaca, ainda, que o direito de conexão aos sistemas de energia elétrica,

apesar de livre, é regulado e, principalmente, planejado. O acesso de unidades geradoras necessita de ato autorizativo pelo Poder Concedente para entrar em operação e comercializar energia. Neste documento consta o ponto de conexão onde a central geradora deverá ser ligada à rede, sendo definida através de planejamento, cujo objetivo é atender ao critério de mínimo custo global, otimizando os recursos existentes e minimizando os custos de expansão.

Os sistemas de energia elétrica, por sua vez, são classificados em instalações de transmissão e de distribuição. As redes de distribuição pertencem a uma concessionária ou permissionária de distribuição e são utilizadas para a prestação de serviço público. Por outro lado, os sistemas de transmissão podem ser classificados em [47]:

- Instalações da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN.
- Redes de âmbito próprio das concessionárias de distribuição.
- Instalações de uso exclusivo de centrais geradoras.

Apenas no último caso, o acesso às redes não é livre. Porém, o mesmo pode ser negociado diretamente com o proprietário, podendo, inclusive, ser realizado por intermédio da ANEEL [46].

As instalações de transmissão, por sua vez, podem ser classificadas como integrantes da Rede Básica ou como Demais Instalações de Transmissão – DIT. Os sistemas de transmissão integrantes da Rede Básica são aqueles que atendem aos critérios estabelecidos pelo Art. 3º, da Resolução Normativa nº. 067 [48], e englobam:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV.
- Transformadores com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensão secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como as respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário, a partir de 1º de julho de 2004.

As redes e equipamentos de transmissão não integrantes da Rede Básica são, portanto, classificados como Demais Instalações de Transmissão – DIT, sendo constituídos, principalmente, por [48]:

- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores e equipamentos de subestações, em qualquer tensão, quando de uso de centrais geradoras, em caráter exclusivo ou compartilhado.
- Linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestações, em tensão inferior a 230 kV, localizados, ou não, em subestações integrantes da Rede Básica.

As Demais Instalações de Transmissão podem ser de uso exclusivo de uma concessionária de distribuição ou de um gerador. As DITs podem ser, também, de uso compartilhado por agentes autorizados, concessionários ou permissionários do setor elétrico.

As condições gerais de contratação do acesso às redes de transmissão e distribuição foram estabelecidas pela Resolução nº. 281, de forma a assegurar o direito de conexão a qualquer agente do setor elétrico, preservando a qualidade e o desempenho do sistema e, com isso, evitando o comprometimento dos serviços prestados [42] [43].

Por isso, o ponto de conexão para o acesso de centrais geradoras aos sistemas de transmissão ou distribuição é definido, conforme mencionado anteriormente, através de planejamento, que tem como objetivo otimizar o uso dos sistemas existentes.

Por sua vez, as instalações que possibilitam a conexão das unidades produtoras ao ponto escolhido são de responsabilidade de seus proprietários, que devem efetuar os estudos, o projeto e a execução das obras necessários para viabilizar a ligação ao sistema da concessionária, onde será feito o acesso [42].

Caso a entrada de usinas geradoras requeira a implantação de reforços ou ampliações na rede, estes são de inteira responsabilidade das concessionárias afetadas [45].

Para o acesso de unidades geradoras ao sistema elétrico, os proprietários das centrais produtoras devem assinar os contratos de uso e conexão aos sistemas de transmissão ou distribuição. O contrato de uso serve para estabelecer as condições técnicas e as obrigações relativas ao uso das instalações das concessionárias, enquanto o contrato de conexão versa sobre as responsabilidades da implantação, da operação e da manutenção das instalações de conexão, além dos respectivos encargos.

O acesso à Rede Básica prevê a celebração do Contrato de Conexão à Transmissão – CCT, entre a central geradora e a transmissora proprietária das linhas,

com a interveniência do ONS. Adicionalmente, deve ser celebrado o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST com o ONS [42] [49].

Para acessar as instalações de distribuição, o agente produtor deve firmar, com a distribuidora local, o Contrato de Conexão à Distribuição – CCD e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD. Existe, ainda, o caso de centrais geradoras despachadas centralmente, que devem celebrar CUST, mesmo se conectando em instalações de distribuição.

De acordo com a Nota Técnica N°. 17 [49], os agentes produtores são classificados em unidades geradoras despachadas centralmente pelo ONS e não despachadas de forma centralizada. Usinas com capacidade instalada igual ou menor que 30 MW, de maneira geral, não são despachadas de forma centralizada. Excepcionalmente, uma nova usina com capacidade instalada superior a 30 MW e inferior a 50 MW pode não ser despachada de forma centralizada, caso estudos específicos indiquem não haver influência significativa de sua operação sobre o processo de otimização energética do SIN, sobre a operação de aproveitamentos despachados de forma centralizada pelo ONS e sobre o nível de segurança da rede de operação. Os geradores com capacidade instalada acima de 50 MW são, obrigatoriamente, despachados de forma centralizada.

A Tabela 2.1 e a Figura 2.1 ilustram a questão dos contratos de uso e conexão, necessários para a efetivação do acesso de unidades geradoras aos sistemas de energia elétrica.

Tabela 2.1. Contratos de Uso e Conexão. Fonte: Nota Técnica n°. 0017.

GERADORES		CONTRATOS DE USO E CONEXÃO			
Tipo	Ponto de Conexão	CUST	CCT	CUSD	CCD
Despachado centralizadamente (Gc)	Rede Básica	x	x		
	Transformador de Fronteira	x		x	x
	DIT de Uso Exclusivo da Distribuidora	x		x	x
	DIT de Uso Exclusivo do Gerador	x	x		
	DIT compartilhadas entre distribuidoras	x		x	x
	Rede de distribuição	x		x	x
Não despachado de forma centralizada (Gd)	Transformador de Fronteira			x	x
	DIT de Uso Exclusivo da Distribuidora			x	x
	DIT de Uso Exclusivo do Gerador	x	x		
	DIT compartilhadas entre distribuidoras			x	x
	Rede de distribuição			x	x

A única ressalva se refere às DITs de uso exclusivo dos geradores. Na situação onde a conexão dessas DITs não se dá na Rede Básica, mas em uma distribuidora, o contrato a ser assinado será o CUSD.

Portanto, de acordo com a tabela acima, o acesso de unidades geradoras despachadas centralmente (Gc) e não despachadas de forma centralizada (Gd) está relacionada com a elaboração de contratos de uso e conexão com as concessionárias de distribuição. Isso ocorre quando os geradores estão conectados na rede da distribuidora ou nos sistemas de transmissão de uso exclusivo das mesmas (DITs de uso exclusivo).

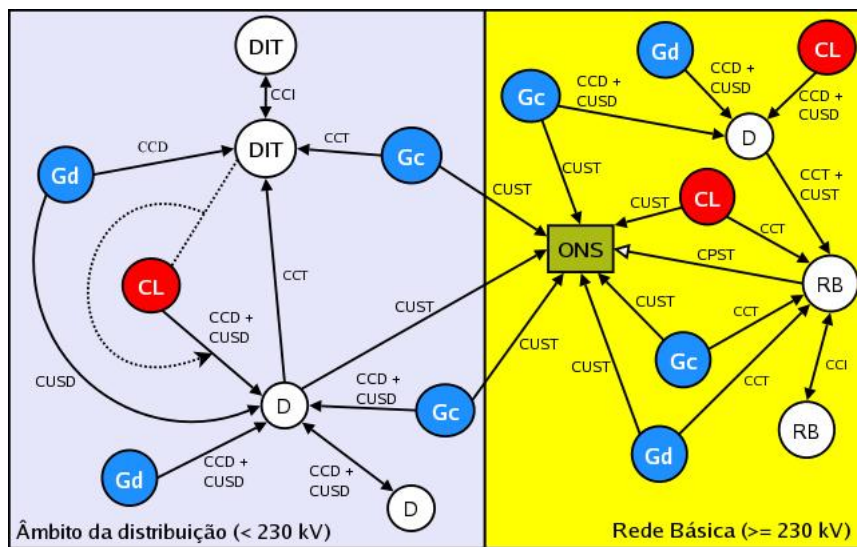


Figura 2.1. Contratos de Uso e Conexão. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL.

As instalações de transmissão integrantes da Rede Básica têm sua operação coordenada pelo ONS, por meio do Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST. Os usuários da Rede Básica remuneram essas instalações através do pagamento dos encargos de uso, calculados com base nas Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST. As Figuras 2.2 e 2.3 ilustram os encargos que cada agente do setor deve pagar para os responsáveis pelas instalações, em diferentes ambientes de conexão.

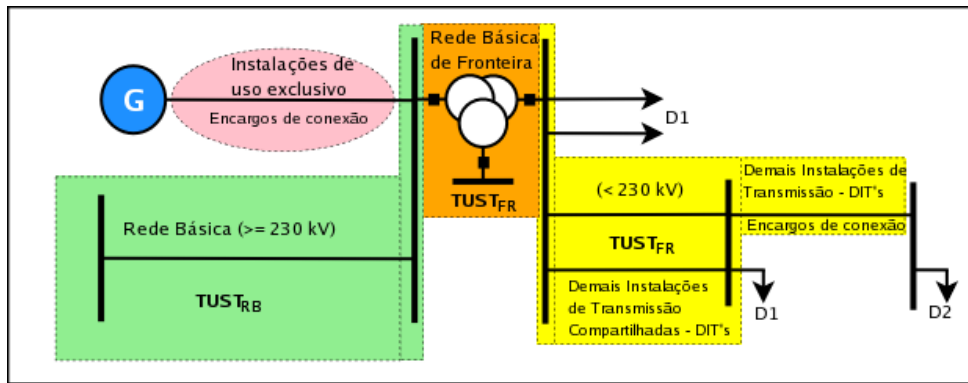


Figura 2.2. Instalações de Transmissão. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL.

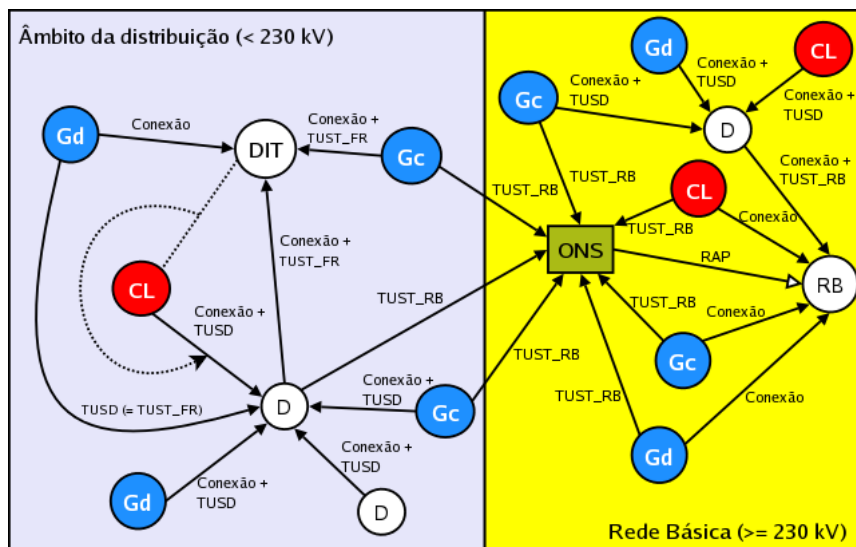


Figura 2.3. Tarifas. Fonte: Caderno Temático nº. 5 da ANEEL.

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão Integrantes da Rede Básica -  $TUST_{RB}$  é calculada com base na Metodologia Nodal, que procura atribuir tarifas de acordo com a potência injetada ou retirada da rede.

O acesso às DITs compartilhadas por mais de um agente do setor remunera essas redes por meio de uma parcela específica da TUST, denominada  $TUST_{FR}$  e referentes às instalações de fronteira da Rede Básica. A  $TUST_{FR}$  é obtida a partir do rateio da receita associada ao uso das instalações de fronteira e das DITs de uso compartilhado.

Da mesma forma, as centrais geradoras conectadas a uma distribuidora são responsáveis pelo pagamento dos encargos de uso dos sistemas de distribuição, calculados através da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD. No caso de instalações de fronteira, como mostra a Figura 2.3, a TUSD é igual a  $TUST_{FR}$ .



Um ponto a ser destacado se refere ao acesso de centrais de PIEs nos sistemas de transmissão definidos como DITs, de uso exclusivo de uma distribuidora, que remuneram tais redes através da TUSD.

De acordo com o Art. 14, da Resolução N°. 281, os encargos de uso dos sistemas de distribuição serão devidos por todos os usuários, calculados com base nos montantes de uso contratados ou verificados, por ponto de conexão. No caso de centrais produtoras, os encargos de uso são obtidos de acordo com a equação a seguir:

$$E_g = TUSD_g \times U_g \quad (2.1)$$

Onde  $U_g$  é o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MW) e  $TUSD_g$  é a tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicada a unidades geradoras, em R\$/MW/mês. Os montantes de uso associados a unidades geradoras são determinados pelas potências máximas injetáveis nos sistemas, calculadas pelas potências nominais, subtraídas dos consumos próprios e dos fornecimentos feitos, diretamente, de suas subestações ou através de instalações de uso exclusivo de consumidores.

Os encargos de conexão se referem aos custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão, sendo objeto de negociação entre as partes. As instalações de conexão, inclusive, embora de responsabilidade dos acessantes, poderão ter seu projeto e execução contratados com empresa de livre escolha do proprietário da central geradora, até mesmo a concessionária, sempre observando as normas e os padrões técnicos da mesma. Quando a concessionária ficar responsável pela realização das obras, os custos referentes ao investimento necessário, para efetivar a conexão, deverão constar no CCD ou CCT, sendo ressarcidos através dos encargos de conexão.

#### 2.4. Processo de Acesso aos Sistemas de Distribuição

Os procedimentos de acesso aos sistemas de distribuição, a serem observados pelos interessados, são estabelecidos no PRODIST, como exige a Resolução n°. 281. As etapas necessárias para viabilizar o acesso de unidades produtoras ao sistema da distribuidora podem ser resumidas como segue:

- Consulta de Acesso

A consulta de acesso deve ser formulada pelo proprietário da central geradora e entregue à concessionária de distribuição responsável pelo ponto de conexão desejado, com o objetivo de se obter as informações técnicas que subsidiem os estudos necessários para a implantação da conexão. Para isso, são fornecidos os elementos básicos que permitam, por parte do acessante, o desenvolvimento de uma análise de viabilidade de seu projeto. Essa etapa tem caráter orientativo, pois prevê apenas a organização das informações disponíveis sobre o sistema.

- Informações de Acesso

É a etapa em que a distribuidora apresenta a resposta formal e obrigatória aos solicitantes, com o objetivo de fornecer informações preliminares sobre o acesso pretendido. Essa etapa se caracteriza pelo repasse de informações sobre a característica do acessante (produtor independente, autoprodutor, etc.) e os dados técnicos necessários, como, por exemplo, a potência das unidades a serem inseridas no sistema.

A distribuidora deve indicar, nessa fase, em se tratando de unidade produtora:

- A definição do ponto de conexão mais econômico, com indicação de um mínimo de 2 (duas) alternativas, acompanhada dos respectivos custos, conclusões e justificativas para o produtor de energia.
- As características do sistema de distribuição a ser acessado e do ponto de conexão, incluindo requisitos técnicos e padrões de desempenho.
- As tarifas aplicáveis.
- A relação de estudos e documentos a serem apresentados pelo acessante por ocasião da solicitação do acesso.

Além disso, a concessionária de distribuição deve fornecer ao acessante as informações referentes às estimativas de prazo para atendimento e os dados relativos às características do sistema e de sua evolução, além dos requisitos técnicos e padrões a serem atendidos e respeitados, no acesso ao ponto de conexão escolhido.

Adicionalmente, a distribuidora deve repassar as características elétricas do ponto desejado, de maneira a permitir uma análise de viabilidade física e técnica do

ponto de conexão, como, por exemplo, tipo de terreno, sistema de proteção, controle e telecomunicação disponíveis.

Vale ressaltar que, de acordo com o PRODIST, os custos de estudos e projetos desenvolvidos pela distribuidora, e necessários à formulação da informação de acesso, podem ser cobrados do produtor de energia, devendo ser deduzidos dos encargos componentes dos respectivos contratos de uso e conexão.

- Solicitação de Acesso

A solicitação de acesso é o requerimento formulado pelo acessante que, uma vez entregue à acessada, implica a propriedade de atendimento e a garantia de capacidade de potência no sistema de distribuição a ser acessado.

Ao receber a solicitação de acesso, a distribuidora deve avaliar a viabilidade técnica da conexão e identificar a necessidade de ampliações, reforços ou melhorias, para permitir a efetivação da entrada do acessante.

- Parecer de acesso

O parecer de acesso é um documento a ser apresentado pela distribuidora, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo o uso e a conexão, e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante, com os respectivos prazos. Nesse documento devem constar:

- O tipo de acessante.
- As características do sistema de distribuição e do ponto de conexão, incluindo requisitos técnicos e de desempenho.
- As tarifas aplicáveis.

Os critérios técnicos e operacionais mínimos para o desenvolvimento de projetos de acesso aos sistemas de distribuição abrangem as possibilidades de ampliações e reforços na rede, o paralelismo de unidades geradoras e o compartilhamento de instalações de conexão e configurações de barras de subestações.

A definição da tensão de conexão de unidades produtoras deve observar o Montante de Uso do Sistema de Distribuição - MUSD:

- Baixa tensão – BT: MUSD igual ou inferior a 50 kW.
- Média Tensão – MT: MUSD entre 50 kW e 3 MW, inclusive.
- Alta Tensão – AT: MUSD superior a 3 MW.

Adicionalmente, as unidades produtoras com potência até 150 kW podem ser conectadas ao sistema de distribuição de BT, sem observar os limites mencionados, desde que preservadas a confiabilidade e a segurança operativa das mesmas.

O PRODIST prevê, ainda, a operação ilhada para unidades produtoras acima de 300 kW, que só pode ser permitida após uma avaliação técnica da possibilidade de atendimento às unidades consumidoras relacionadas, sem prejuízo para as mesmas.

Em relação ao ponto de conexão, o mesmo caracteriza-se como o limite de responsabilidade entre a acessada e o acessante. No caso de conexão de geradores, o ponto de conexão deve se situar na interseção das instalações de conexão de uso exclusivo, de propriedade do agente produtor, com o sistema de distribuição acessado. As instalações relacionadas ao ponto de conexão são de propriedade do produtor de energia.

## 2.5. Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição

O cálculo da estrutura tarifária da TUSD de uma concessionária é realizado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE e se baseia nas Tarifas de Referência - TR, obtidas a partir dos custos marginais de capacidade e dos fatores de ajustes necessários para permitir a recuperação total da receita requerida da distribuidora [50][51].

A Receita Requerida de Distribuição é definida como a quantia a ser recuperada pela distribuidora através da aplicação das componentes da TUSD ao mercado de referência de energia e demanda. O Apêndice A apresenta em detalhes as componentes da TUSD e as informações referentes ao seu cálculo.

### 2.5.1. TUSD Aplicada a Unidades Geradoras

A Nota Técnica nº. 17 apresenta, com base na Resolução Nº. 166, a metodologia de cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicado às

unidades geradoras, sob a forma de TUSDg, conectadas nas DITs ou nas redes de propriedade das concessionárias de distribuição.

A TUSDg, para concessionárias de distribuição que operam em níveis de tensão acima de 34,5 kV, corresponde ao menor valor da tarifa fora de ponta apurada para suas unidades consumidoras, com base nos Arts. 13 e 14 da Resolução nº. 166. A TUSDg, para as distribuidoras que operam somente em níveis de tensão iguais ou inferiores a 34,5 kV, é estabelecida com base em valores médios regionais.

#### 2.5.2. Descontos na TUSD

A legislação do setor elétrico brasileiro prevê o direito a uma redução de 50% no valor das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição para empreendimentos hidroelétricos de geração com potência igual ou inferior a 1 MW. O desconto se aplica, também, às centrais geradoras com base em fonte solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada com potência menor ou igual a 30 MW.

Esses incentivos fazem parte de uma tendência mundial, que tem como objetivo o desenvolvimento de fontes alternativas de energia. Por isso, a Resolução Normativa nº. 077 [52] assegura, ainda, o direito a 100% de redução nas tarifas de uso aos empreendimentos que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

O desconto concedido por concessionárias de distribuição, em atendimento ao disposto na legislação vigente, será considerado como receita requerida a ser recuperada no reajuste tarifário anual ou na revisão tarifária periódica.

#### 2.6. Comercialização de Energia Proveniente de Unidades de Produtores Independentes e Geração Distribuída

O acesso de unidades geradoras ao sistema de distribuição de energia elétrica pode, também, estar relacionado com a questão da comercialização de energia. O processo de comercialização de energia elétrica, institucionalizado pela Lei 10.848 [53] e regulamentado pelo Decreto nº. 5.163 [46], ocorre em dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL.

As operações de compra e venda de energia no ACR são realizadas por contratos bilaterais, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, e ocorrem entre agentes vendedores e as concessionárias de distribuição, por meio de leilões.

O processo de contratação no ACL ocorre por meio de contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes produtores e os consumidores livres, os importadores e os exportadores de energia.

As empresas geradoras, incluindo os produtores independentes ou autoprodutores, podem comercializar energia nos dois ambientes, assim como as unidades produtoras caracterizadas como GD.

As concessionárias de distribuição podem adquirir energia através de leilões de energia nova, existente ou de ajuste, sempre no ACR. Além disso, são obrigadas a garantir o atendimento a 100% de seus mercados de energia e potência através de contratos registrados na CCEE. No atendimento à totalidade de suas cargas, a distribuidora deverá contabilizar a energia elétrica:

- Contratada antes da data de publicação da Lei 10.848.
- Contratadas nos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração existentes, incluindo os de ajuste, e aqueles referentes às novas usinas geradoras.
- Proveniente de geração distribuída.
- Proveniente da primeira etapa do PROINFA, para centrais geradoras baseadas em fontes eólicas, PCHs e térmicas.
- Proveniente de Itaipu Binacional.

A comercialização de energia proveniente de empreendimentos de geração distribuída pode ser realizada de forma direta, sem a necessidade de leilões regulados, sendo apenas precedida de chamada pública promovida pelo agente distribuidor. A única restrição, nesse caso, é que o montante de energia contratada não pode exceder a 10% da carga da distribuidora.

O não atendimento à totalidade de suas cargas implica, para a distribuidora, a necessidade de recorrer ao mercado de curto prazo, onde o custo da energia é estabelecido pelo Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. Com isso, além de estar

sujeita as oscilações desse mercado, a mesma pode ser penalizada por não cumprir as regras estabelecidas na legislação vigente.

O mercado de curto prazo consiste na apuração das diferenças entre a energia contratada e a energia verificada, através de um processo de contabilização mensal baseados em dados de contratos e medição de cada agente de comercialização, no âmbito da CCEE. Essas diferenças são valoradas ao custo do PLD, cuja formação de preço está relacionada com a tentativa de se obter um despacho ótimo de geração para o período em estudo, em função da utilização de fontes hidráulicas e térmicas para cada submercado, considerando diferentes patamares de carga (leve, médio, pesado).

O despacho ótimo de geração é parte do processo de otimização da operação do SIN pelo ONS, e tem como objetivo estabelecer o ponto de operação do sistema que proporcione o menor Custo Marginal de Operação – CMO. O CMO é definido como o custo, em R\$/MWh, necessário para aumentar a produção de energia do sistema em 1 MWh. Isso é obtido através de um equilíbrio entre a utilização de geração hidráulica e térmica, com o intuito de manter a confiabilidade de fornecimento ao associar o benefício presente e futuro do uso da água dos reservatórios à economia esperada com o uso de combustíveis.

De acordo com [54], o PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO, limitado por um preço máximo e mínimo vigente para cada período de apuração e para cada submercado. Os submercados são divididos em Sudeste e Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte, estabelecidos a partir das limitações do sistema de transmissão de uma região para outra.

O cálculo do PLD, em R\$/MWh, se baseia no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas de disponibilidade de geração e consumo de cada submercado. O valor obtido será utilizado para liquidar a diferença de energia contratada e verificada dos agentes comercializadores no mercado de curto prazo.

Para minimizar a possibilidade de erros na previsão de demanda, a distribuidora conta com mecanismos de redução de riscos e incertezas, através das seguintes possibilidades de alteração das quantidades contratadas:

- Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD – representa a possibilidade de transferência dos excedentes de contratos de energia entre distribuidores, sem custos adicionais. Os excedentes estão relacionados com variações do mercado e com a saída de consumidores potencialmente livres.

- Redução de até 4% do montante inicial contratado, em cada ano, independente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores.
- Contratação de ajustes ou recontração de energia existente nos leilões anuais.

Como a previsão perfeita da demanda é uma impossibilidade devido às incertezas associadas, a legislação vigente permite repasses às tarifas dos consumidores, para compensar os custos de aquisição de energia pela distribuidora.

Os repasses às tarifas dos consumidores finais, dos custos de aquisição de energia elétrica, são regulados pela ANEEL através do cálculo do Valor Anual de Referência – VR, de acordo com a Equação 2.2:

$$VR = \frac{VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3}{Q5 + Q3} \quad (2.2)$$

Onde:

- VL5 e VL3 são os valores médios, em R\$/MWh, de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados, respectivamente, nos anos “A-5” e “A-3”. Os anos “A-5” e “A-3” se referem ao quinto e terceiro anos anteriores ao ano-base “A”, que corresponde ao ano de previsão de início de suprimento da energia adquirida pelos agentes distribuidores por meio de leilões.
- Q5 e Q3 são a quantidade total, em MWh, adquirida nos leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos de geração, realizados nos anos “A-5” e “A-3”, respectivamente.

O VR é definido como uma média ponderada dos custos de aquisição de energia nos leilões e indica o nível de modicidade dos valores de compra, sendo considerado um instrumento que induz à contratação eficiente pelas distribuidoras. A concessionária que tiver um custo individual de contratação de energia inferior ao VR poderá ter ganho financeiro, caso contrário, estará sujeita à perdas econômicas [55].



Na situação de sobrecontratação, a liquidação das diferenças produzirá ganhos ou perdas para a concessionária, seguindo o seguinte critério [6]:

- Sobrecontratação de até 3%
  - Os ganhos pertencem à distribuidora. Isso ocorre quando o custo de aquisição do PLD mensal é maior que o preço da energia adquirida no leilão
  - As perdas são repassadas às tarifas dos consumidores, no ano seguinte. Nesse caso, o custo da energia no PLD mensal é inferior ao valor obtido no leilão
- Sobrecontratação superior a 3%
  - Ganhos e perdas são absorvidos pela distribuidora

Outra possibilidade se refere ao caso de subcontratação, onde o repasse, para o ano seguinte, é definido como o menor valor entre o custo de aquisição no mercado de curto prazo, em base anual, e o VR. Adicionalmente, está prevista a aplicação de penalidades à concessionária de distribuição, cujo cálculo pode ser visualizado na equação a seguir:

$$P = \text{Max}(VR, PLD) + NIC \quad (2.3)$$

onde:

- $\text{Max}(VR, PLD)$  é o maior valor entre a média dos PLDs do mês de apuração e o valor de referência, em R\$/MWh
- NIC é o Nível de Insuficiência de Contratação da distribuidora, em MWh/mês
- P é a penalidade do mês de apuração

O NIC pode ser obtido através da Equação 2.4:

$$NIC = (1 - NCC) \frac{E_{Consumida}}{12} \quad (2.4)$$

Onde NCC se refere ao Nível de Cobertura de Consumo da distribuidora e  $E_{Consumida}$  é a energia consumida pela distribuidora nos últimos 12 meses, em MWh.

Por sua vez, o NCC é obtido conforme a seguinte formulação:

$$NCC = \frac{E_{Contratada}}{E_{Consumida}} \quad (2.5)$$

onde  $E_{Contratada}$  é a energia contratada nos últimos 12 meses.

Outros casos de repasse previstos na Resolução nº. 166 são mencionados a seguir:

- Para a energia proveniente dos leilões de empreendimentos novos realizados no ano “A-5”, o repasse está limitado ao VR durante os três primeiros anos de suprimento. A partir do quarto ano, o mesmo passa a corresponder ao valor integral do custo de aquisição.
- Para a energia proveniente de empreendimentos novos realizados no ano “A-3”, o repasse, nos três primeiros anos de entrega da energia adquirida, está limitado ao VR, tendo, ainda, como restrição o montante de 2% da carga do agente de distribuição comprador, verificada no ano “A-5”.
- O repasse referente à parcela adquirida que exceder os montantes acima é feita ao menor valor entre o VL5 e o VL3.
- Repasse integral dos respectivos valores de compra de energia nos leilões de empreendimentos existentes.
- Repasse integral até o VR para a energia proveniente de leilões de ajuste.
- Repasse integral até o limite do VR no caso de contratação de energia proveniente de geração distribuída.
- Repasse integral dos valores de aquisição provenientes de leilões de fontes alternativas.

## 2.7. Encargos de Serviços do Sistema

Os Encargos de Serviços do Sistema – ESS, previstos no Art. 59, do Decreto 5.163, consistem, basicamente, num valor em R\$/MWh, correspondentes à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema, para o atendimento do consumo em cada submercado. Os ESS contemplam, então, o ressarcimento aos agentes de geração dos custos das restrições de operação, dos serviços ancilares e dos encargos do sistema por razões de segurança energética.

De acordo com a Resolução Normativa nº. 109 [56], a incidência do ESS ocorre sobre todo o volume da energia consumida pelos seguintes agentes:

- Agentes da categoria de distribuição
- Autoprodutores, na parcela do consumo próprio
- Agentes da categoria de comercialização, exceto os agentes importadores

A parcela dos encargos de serviços do sistema, de responsabilidade das concessionárias de distribuição, é obtida, para cada submercado, considerando-se que parte do valor previsto para o ESS é pago diretamente por consumidores livres. Portanto, a estimativa do encargo em questão, a ser rateado pelas distribuidoras, restrito ao mercado cativo, é obtida descontando-se a proporção do consumo no mercado livre. O valor resultante para cada concessionária é utilizado no reajuste ou revisão tarifária periódica, tendo por objetivo a modicidade tarifária a partir da diminuição dos efeitos financeiros decorrentes da apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores do Encargo dos Serviços de Sistemas –  $CVA_{ESS}$  [57].

A  $CVA_{ESS}$  registra as diferenças, ocorridas entre reajustes tarifários anuais, entre o valor do ESS considerado na formação da tarifa de energia e o valor efetivamente pago no âmbito da CCEE. Assim, quanto maior a diferença entre o valor pago diretamente à CCEE e aquele previsto, maior o impacto na tarifa de fornecimento. Isso ocorre, pois o saldo restante será incluído na próxima revisão tarifária periódica, corrigido pela taxa SELIC. Dessa forma, o custo recai sobre a tarifa de fornecimento, sendo dividida por todos os consumidores cativos da concessionária. [27].

Os custos com os ESS, a serem rateados pelas distribuidoras, podem ser divididos basicamente em:

- Serviços Ancilares

Os serviços ancilares são destinados a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada, contribuindo para a confiabilidade do SIN.

Os serviços ancilares definidos pela ANEEL e remunerados através dos ESS são:

- Reserva de prontidão – O custo do combustível consumido durante os períodos em que a usina estiver em reserva de prontidão será ressarcido via ESS, após confirmação do mesmo pela ANEEL.
  - Compensação Síncrona – A parcela deste serviço ancilar não coberta pelos contratos equivalentes será remunerada através dos ESS. O gerador receberá o equivalente à energia reativa gerada ou consumida valorada à tarifa de serviços ancilares – TSA, descontada a parcela dos contratos equivalentes.
  - As usinas atualmente em operação que venham a ter o provimento de Serviços Ancilares determinado pela ANEEL, ou que tiveram autorização para reposição dos equipamentos e peças destinados à prestação de serviços ancilares, terão o custo de implantação ou reposição auditado e aprovado pela mesma e ressarcido pelo ESS.
- Restrição de Operação

A parcela dos Encargos de Serviços do Sistema, devido às restrições de operação, está relacionada com a diferença entre os modelos de despacho utilizados pelo ONS e pela CCEE, para determinar o Custo Marginal de Operação – CMO.

O despacho centralizado efetuado pelo ONS está baseado numa cadeia de modelos de otimização do uso da água estocada nos reservatórios. O montante a ser despachado, por cada usina, é determinado considerando-se as restrições operativas do SIN, de forma a atender o mercado e assegurar a estabilidade do sistema.

Por outro lado, a abordagem escolhida para a representação da comercialização no mercado de curto prazo e, conseqüentemente, para a precificação da energia, está baseada na subdivisão em Submercados, cada um com seu centro de gravidade. Com isso, para o cálculo do CMO, a CCEE não considera as restrições operativas internas

aos Submercados. Essas restrições são retiradas para que a energia, que circula dentro do Submercado, seja tratada como se fosse igualmente disponível em todos os pontos do mesmo.

A diferença entre os despachos econômico da CCEE e elétrico do ONS faz com que o estado operativo real das usinas seja diferente daquele previsto. Essas diferenças, por não estarem incluídas no CMO, são pagas a essas usinas através dos  $ESS_{RO}$ .

Portanto, de acordo com [54], os custos das restrições de operação correspondem ao ressarcimento para as unidades geradoras cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação dentro de um submercado. A diferença entre a geração realizada pelo ONS e aquela prevista na programação sem restrições da CCEE podem resultar em duas situações possíveis, conforme mostrado na Figura 2.4:

- Produção verificada maior do que o despacho da CCEE. O caso típico é o de usinas térmicas fora da ordem do mérito da CCEE, que por serem mais caras deveriam permanecer desligadas ou gerar somente o seu nível de inflexibilidade. Devido às restrições operativas e para obter o despacho que atenda os requisitos de demanda e de estabilidade do sistema, o ONS faz estas fontes de geração produzirem acima do despacho da CCEE. Essas usinas estão em uma situação chamada “*Constrained-On*” e recebem, além de sua geração verificada no centro de gravidade valorada ao preço do PLD, um valor adicional referente a diferença entre o PLD e o valor de sua oferta de preço (bid) pelos MWh a mais que produz.
- Produção verificada menor do que o despacho da CCEE. Os mesmos motivos operacionais descritos acima causam a situação oposta, ou seja, usinas que estavam na ordem do mérito da CCEE podem ser solicitadas a produzirem menos do que o indicado, ou mesmo a permanecerem desligadas. Essa situação é chamada de “*Constrained-Off*”, e usinas assim enquadradas recebem, além da sua geração verificada no centro de gravidade, valorada ao PLD, a diferença entre o preço spot e sua oferta de preço (bid) pelos MWh que deixa de produzir.

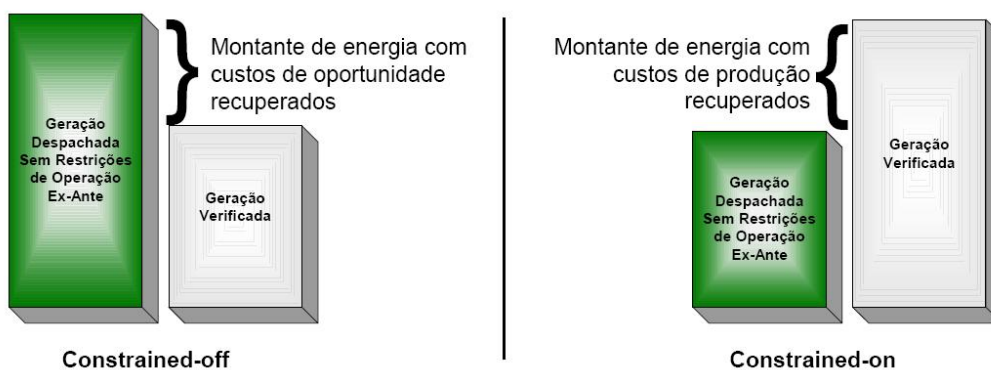


Figura 2.4. Situações decorrentes da diferença entre despachos com e sem restrições.  
Fonte: CCEE.

Os custos totais decorrentes destas restrições são determinados pela soma dos valores obtidos nos dois casos descritos acima.

O cálculo do  $ESS_{RO}$  incorpora, também, diferenças não previstas pelo despacho sem restrições, como alterações na configuração do sistema decorrentes de falhas em linhas e componentes da rede.

## CAPÍTULO 3 - AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DOS CUSTOS DE GERAÇÃO E RISCO DE SUPRIMENTO

### 3.1. Introdução

O aumento do porte e da complexidade dos sistemas de potência, aliado às necessidades de atender a demanda de forma econômica e confiável, tem exigido, cada vez mais, uma avaliação que inclua a natureza aleatória das falhas dos componentes da rede e dos estados de geração esperados.

Isso porque a ocorrência dessas falhas e/ou indisponibilidade de geração pode desencadear perturbações capazes de afetar um grande número de consumidores, podendo levar a interrupções no fornecimento de energia elétrica. Assim, a fim de reduzir os riscos associados a esses eventos, é necessário realizar investimentos financeiros com o intuito de aumentar a confiabilidade do sistema. No entanto, existem restrições econômicas que devem ser levadas em conta, de forma que o investimento não se torne inviável. Essas restrições fazem com que os sistemas operem mais perto dos seus limites, necessitando de análises mais precisas dos custos de geração e risco de suprimento [23].

Essa necessidade se tornou ainda mais importante com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, onde o estabelecimento de competição nas atividades de geração e comercialização para consumidores livres acabou evidenciando a figura do PIE e incentivando o aumento de geração próximo aos centros de carga. Outros fatores que contribuíram para esse processo foram: o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, os incentivos para fontes alternativas e a possibilidade de comercialização de energia diretamente entre a distribuidora e a GD.

Nesse novo cenário, a avaliação da confiabilidade do serviço prestado pelas empresas é de fundamental importância, principalmente para o fechamento de contratos com PIEs e grandes consumidores, além da determinação dos custos associados, tendo em vista as penalidades por violações de padrões de continuidade aplicadas pela ANEEL [3].

As incertezas envolvidas no planejamento e operação do sistema com a inclusão de GD tornaram-se maiores do que no passado. Uma dessas incertezas aparece com a utilização das fontes alternativas de energia, onde surgem unidades geradoras cuja fonte primária é de natureza intermitente, como por exemplo, a geração eólica.

Portanto, para o planejamento do acesso de unidades de PIEs, nos sistemas de distribuição, sob o ponto de vista da distribuidora, é necessária uma avaliação do impacto dessas unidades, que inclua os custos de geração e risco de suprimento, dentro de uma modelagem que leve em consideração o caráter probabilístico dos sistemas de potência e a influência da natureza intermitente de algumas fontes alternativas.

O conceito de avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento está baseado na teoria da confiabilidade que, em engenharia, pode ser definida como a probabilidade de um componente, sistema ou equipamento executar funções pré-definidas, durante um determinado período de tempo e sob certas condições operativas [59].

A Teoria da Confiabilidade, que ganhou impulso durante a II Guerra Mundial, estuda métodos que devem ser adotados nas fases de planejamento, projeto, fabricação, instalação e operação de componentes e sistemas, de modo a assegurar a máxima eficiência, segurança e economia. É baseada nas leis de falhas dos componentes e sistemas, representada através de suas distribuições de probabilidade de falha, e estabelece índices quantitativos de desempenho, os quais são chamados índices de confiabilidade. A Teoria da Confiabilidade também trata e modela fontes de incerteza no processo, tais como o tempo de ocorrência de falhas, o tempo de reparo de falhas, a entrada em serviço de novas obras, a frequência de ocorrência de eventos de falha, etc. Para tanto requer a utilização de técnicas probabilísticas.

A avaliação da confiabilidade pode se dar de modo qualitativo (subjetivo) ou quantitativo (objetivo). A medição quantitativa da confiabilidade se utiliza da Teoria da Probabilidade. Em geral, não é uma questão de ser ou não confiável, mas sim o quanto é confiável (grau de confiabilidade). Neste aspecto, a escala de valor difere da escala de custo, ou seja, o valor da confiabilidade não depende somente do custo dos equipamentos.

A melhoria da confiabilidade de um sistema implica maiores custos de investimento e menores custos de falhas, como podem ser observados na Figura 3.1. O custo de falha ou interrupção varia segundo a classe do consumidor (industrial, comercial ou residencial). O grau de confiabilidade ótimo a ser perseguido é aquele que corresponde ao menor custo total do sistema.



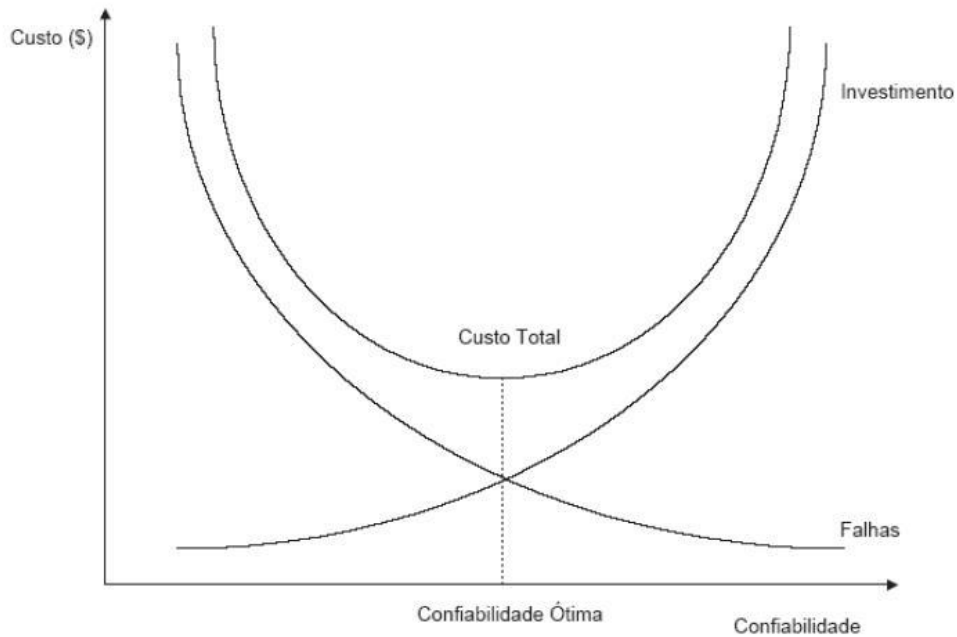


Figura 3.1. Curva de custo da confiabilidade.

### 3.2. Custo de Geração e Risco de Suprimento

O cálculo dos custos de geração e risco de suprimento pode ser obtido por meio de Simulação Monte Carlo (SMC) Não-Sequencial, combinada com um modelo de avaliação de custo de geração e corte de carga mínimos. O algoritmo desenvolvido, neste trabalho, para a avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento, no planejamento de sistemas de distribuição, considerando a conexão de unidades geradoras de PIEs, é composto pelas seguintes etapas.

- 1) A curva de carga do sistema é obtida a partir de registros horários de demanda, para um determinado ano. Para o modelo não cronológico em questão, a obtenção do nível no qual a carga se encontra é feito a partir da identificação de múltiplos patamares de carga.
- 2) Os estados do sistema, para cada nível de carga, são selecionados usando SMC. As unidades geradoras são, geralmente, representadas por modelos a múltiplos estados aleatórios (operação, reparo e estados degenerados). Os componentes da rede são representados a dois estados (operação e reparo). A rede em questão é um sistema composto de geração, transmissão e distribuição. A inclusão dos sistemas de

transmissão e distribuição é necessária, pois o efeito da adição de geração pode esbarrar nos limites da rede.

- 3) O modelo de minimização é resolvido considerando-se na função objetivo os custos de geração e de interrupção. As alocações de geração, custos de geração, corte de carga e custos de interrupção são, também, obtidos para cada barra.
- 4) As etapas 2 e 3 são repetidas até a avaliação de todos os níveis de carga.
- 5) Os resultados para todos os níveis de carga são ponderados por suas probabilidades para calcular os índices anuais.
- 6) As etapas 1 a 5 são repetidas para todos os anos de estudo.

O algoritmo de simulação é mostrado na Figura 3.2.

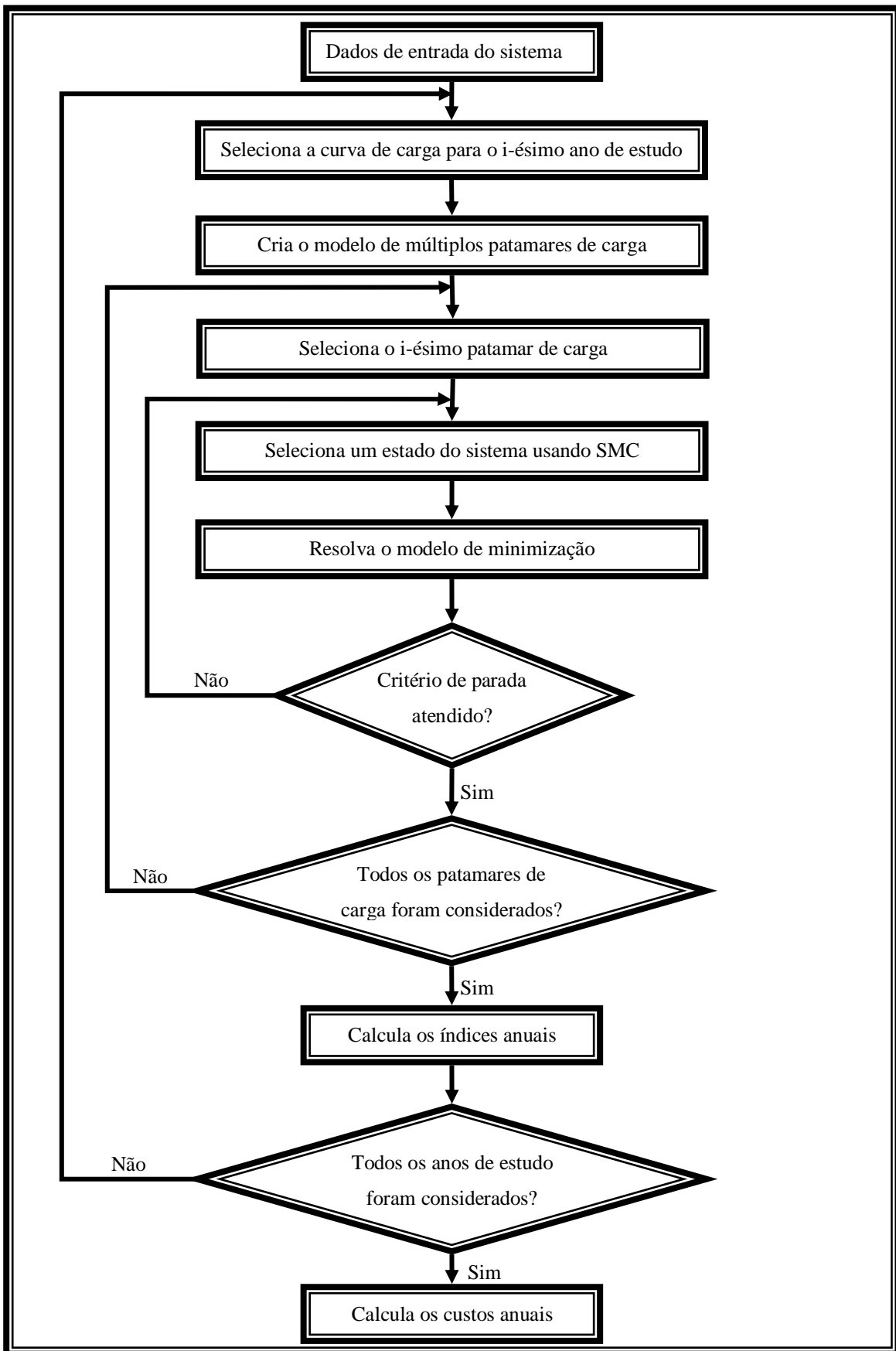


Figura 3.2. Algoritmo de avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento.

### 3.3. Modelos dos Geradores de Produtores Independentes

Neste trabalho, as unidades geradoras de produtores independentes consideradas são divididas em três categorias:

- Fazendas Eólicas
- Usinas Térmicas a Biomassa
- Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH

A representação desses geradores, no método apresentado neste capítulo, foi realizada através de modelos Markovianos a múltiplos estados. Os modelos utilizados tratam de forma diferenciada as fontes de energia não intermitentes, como geração a biomassa e PCH com reservatórios, das intermitentes, como a eólica e PCH a fio d'água. A seguir, serão apresentados os modelos de geração utilizados neste trabalho.

#### 3.3.1. Fazendas Eólicas

Para a representação de usinas eólicas foi considerado o modelo desenvolvido em [28][29], que leva em consideração, além de outros fatores, a influência da velocidade do vento na geração de energia elétrica.

A energia gerada em uma fazenda eólica está diretamente relacionada com a variação da velocidade do vento e com o estado operativo das turbinas, descrito pelas suas taxas de falha ( $\lambda$ ) e de reparo ( $\mu$ ), em função da curva de potência das unidades. Por isso, o modelo de geração eólica está baseado na combinação do modelo da turbina eólica com o modelo da velocidade do vento.

##### 3.3.1.1. Modelo da Turbina Eólica

A turbina eólica é modelada através de variáveis que representam dois estados aleatórios (operação e reparo). No estado operativo, a geração está limitada pela velocidade do vento e por sua característica de potência associada, como mostra a Figura 3.3.

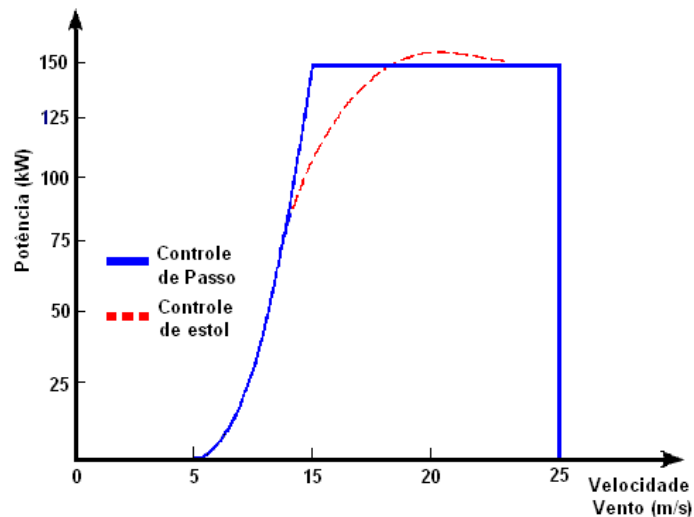


Figura 3.3. Curva da característica de potência de uma turbina eólica.

As informações necessárias para calcular o valor de geração em função da velocidade do vento estão contidas na curva de potência, fornecida pelo fabricante da turbina eólica. Para uma usina com  $N$  turbinas eólicas, o número de estados operativos possíveis passa de 2 para  $2^N$ . A Figura 3.4 mostra a representação dos diagramas de espaço de estados para uma e duas turbinas, com taxas de falha  $\lambda_1$  e  $\lambda_2$  e de reparo  $\mu_1$  e  $\mu_2$ , respectivamente.

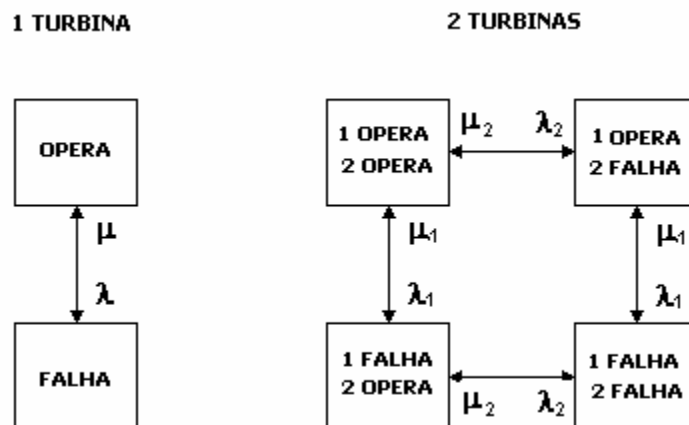


Figura 3.4. Diagramas de transição de estados de uma e duas turbinas eólicas.

### 3.3.1.2. Modelo da Velocidade do Vento

O comportamento da velocidade do vento é representado pelo diagrama de transição de estados apresentado na Figura 3.5, através de uma Cadeia de Markov a múltiplos estados.

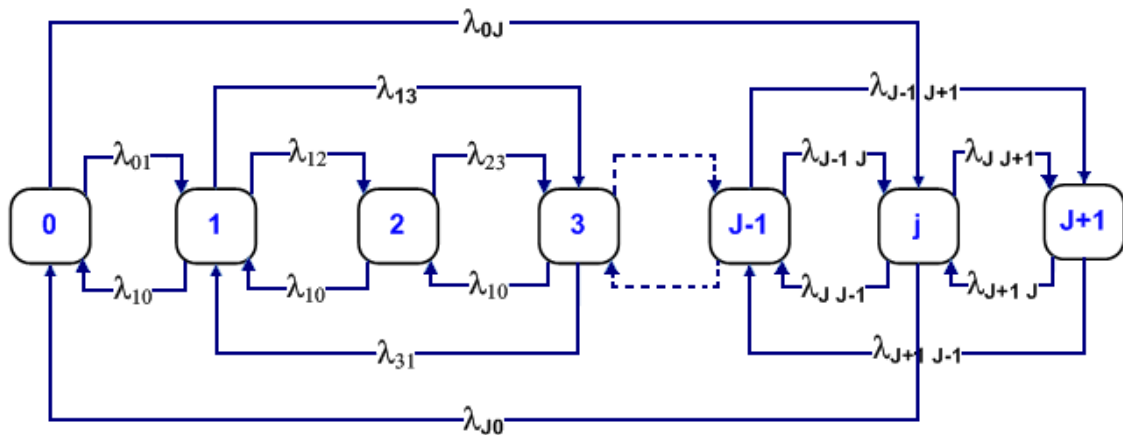


Figura 3.5. Cadeia de Markov para a representação do comportamento do vento.

A construção do modelo considera a velocidade do vento como uma variável aleatória discreta, representada por  $n$  estados, definidos a partir de sua série temporal e agrupada em classes, através da técnica de agrupamento estatística  $k$ -means.

A representação do vento através da Cadeia de Markov parte do princípio de que o mesmo pode ser caracterizado como um processo Markoviano homogêneo, com taxas de transição constantes. Os estados de vento estão representados em ordem crescente de velocidade e a transição do estado  $j-1$  para o estado  $j$  é quantificada pela taxa  $\lambda_{j-1,j}$ , considerada constante durante todo o processo. De acordo com a Figura 3.5, pode ser visualizado que o modelo permite a transição entre estados não adjacentes, representando grandes variações de velocidade em pequenos instantes.

### 3.3.1.3. Combinação dos modelos da Turbina e do Vento

A combinação dos estados operativos da turbina com o comportamento do vento pode ser representado pelo diagrama de transição de estados da usina eólica, mostrado na Figura 3.6.

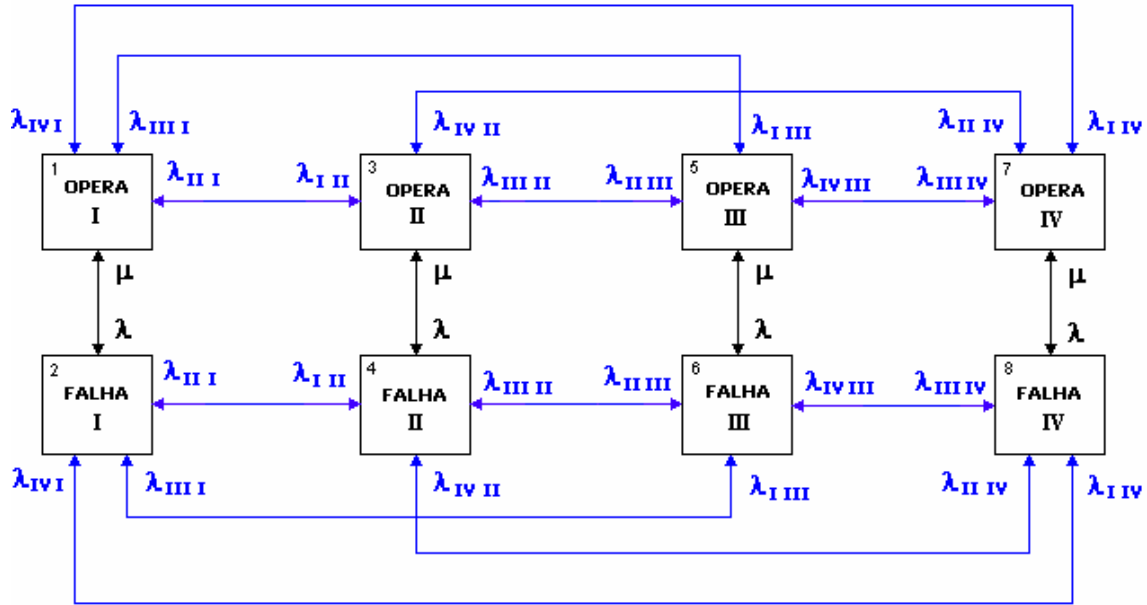


Figura 3.6. Diagrama de transição de estados da usina eólica.

As transições entre os estados de operação e de falha da turbina estão representadas pelas taxas de falha e de reparo  $\lambda$  e  $\mu$ , respectivamente. A velocidade do vento está agrupada nos estados I, II, III e IV e as transições entre eles estão representadas pelas taxas  $\lambda_{ij}$ , onde  $i$  representa o estado de vento inicial e  $j$  o estado final. Esta combinação cria 8 estados, numerados do canto superior esquerdo ao canto inferior direito. Para  $N$  turbinas e  $n$  estados de velocidade de vento, o número de estados resultantes é dado pela expressão:

$$\text{Estados da usina} = 2^N \cdot n \quad (3.1)$$

Para o caso de  $N$  turbinas eólicas, o espaço de estados deve ser representado por meio de um diagrama de múltiplas camadas, onde cada uma delas se refere a um estado de velocidade de vento, que incorpora todos os estados operativos das turbinas. Na Figura 3.7 está representado um trecho do diagrama de uma usina contendo duas turbinas.

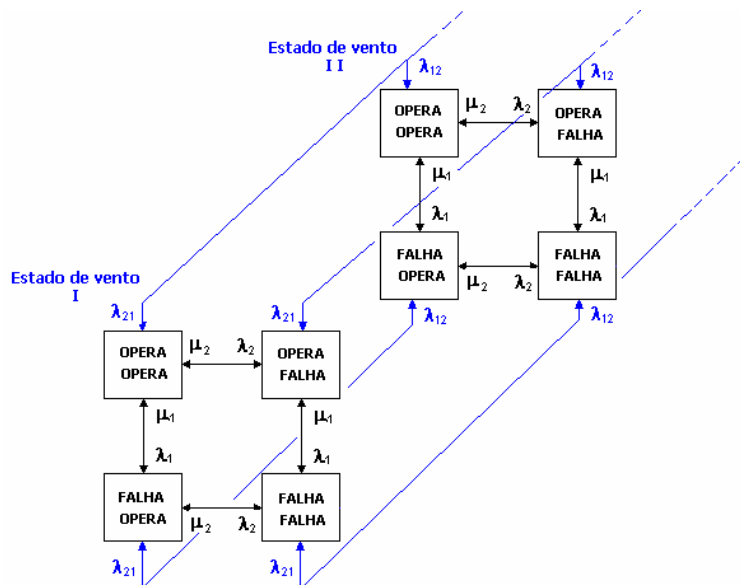


Figura 3.7. Diagrama de transição de estados de uma usina eólica com duas turbinas.

### 3.3.2. Usinas Térmicas a Biomassa

As usinas térmicas a biomassa foram representadas através de modelos a múltiplos estados aleatórios (operação, reparo e estados degenerados). Nesse modelo, as falhas de determinados componentes não acarretam a saída da unidade, mas implicam uma condição de operação com potência reduzida. Para uma unidade modelada a três estados, o diagrama de transição está mostrado na Figura 3.8.

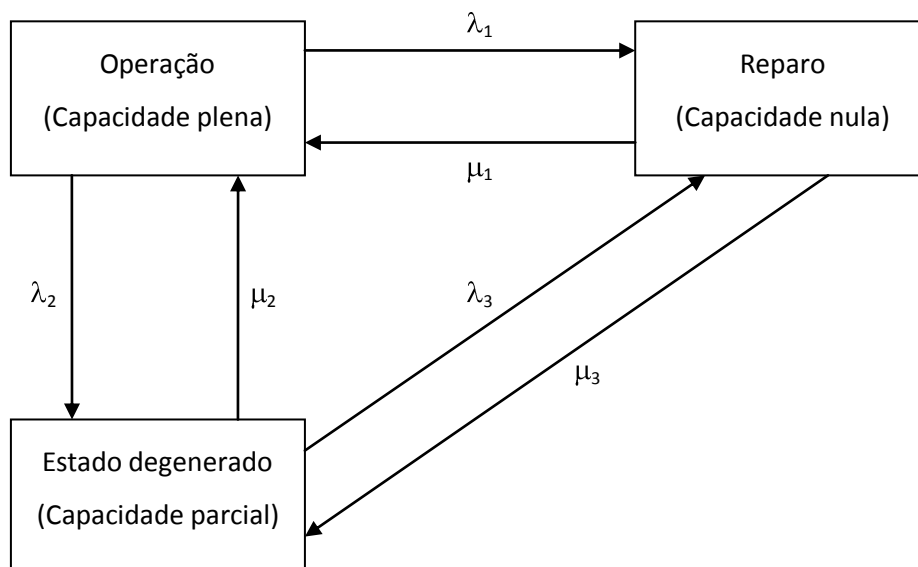


Figura 3.8. Diagrama de transição para unidades modeladas a três estados.



Em termos práticos, o reparo de unidades geradoras é quase sempre conduzido de forma a permitir que o mesmo retorne ao seu estado operativo (capacidade plena) e não a um estado de capacidade parcial. Assim, o modelo utilizado para representar o estado de unidades a biomassa de PIEs desconsidera as transições entre estados degenerados e de reparo. Com essa consideração, o diagrama da Figura 3.8 pode ser simplificado como ilustrado na Figura 3.9:

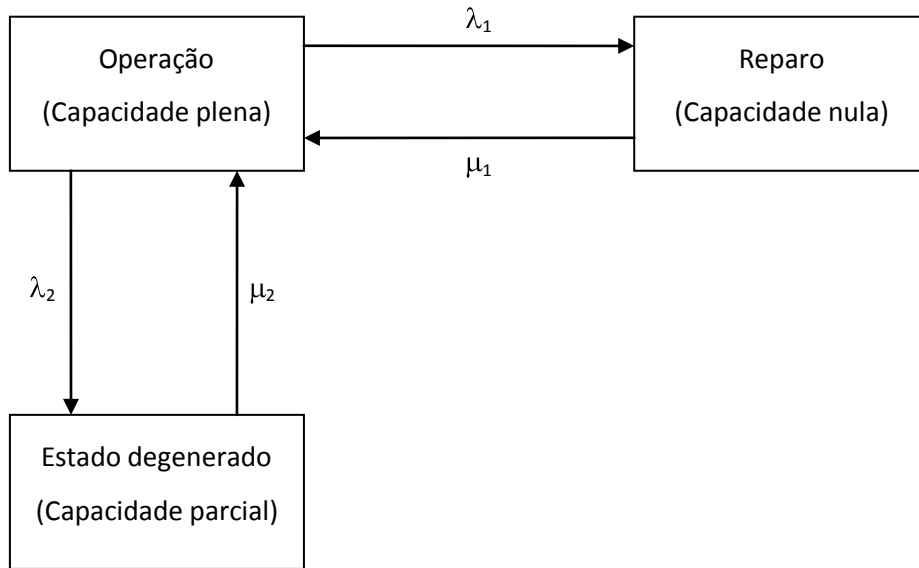


Figura 3.9. Diagrama de transição simplificado para unidades modeladas a três estados.

### 3.3.3. Pequenas Centrais Hidrelétricas

O modelo utilizado para representar a PCH foi desenvolvido em [30]. O modelo combina a vazão do rio com o modelo estocástico de operação do gerador, conforme descrito a seguir.

#### 3.3.3.1. Modelo da Vazão do Rio

A vazão do rio, considerada como variável aleatória, é modelada como um processo estocástico, tendo o tempo como índice do mesmo. As taxas de transição entre os estados de vazão são representadas como um modelo de Markov, mostrado na Figura 3.10. Nesse caso, a taxa  $\lambda_{ij}$  representa a transição do estado de vazão  $i$  para o estado de vazão  $j$ .

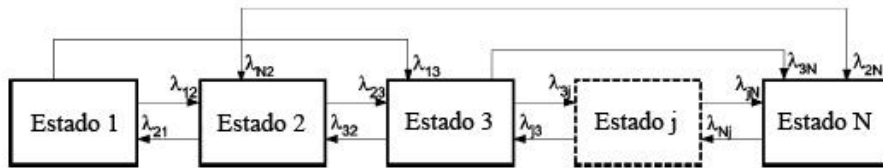


Figura 3.10. Modelo de Markov da vazão do rio.

Como no modelo da fazenda eólica, o uso da cadeia de Markov, para representar os estados de vazão da PCH, implica que o processo pode ser considerado estacionário, com comportamento constante durante todo o período, independente do ponto de partida. Por isso, as taxas de transição são consideradas sempre constantes.

Para garantir que o regime de vazões seja um processo estacionário de Markov, pequenas variações inesperadas são descartadas. Isso é possível se a série de vazão, usada no estudo, não seguir uma tendência específica de uma estação particular e a quantidade de informação disponível for grande o suficiente, representando um longo período de tempo. Assim, esses efeitos rápidos são pouco importantes quando são calculados valores de longo prazo, como é o caso dos índices obtidos em estudos de confiabilidade.

### 3.3.3.2. Modelo do gerador

O gerador elétrico é modelado por meio da cadeia de Markov a dois estados, como mostrada a Figura 3.11. Nesse caso,  $\lambda$  e  $\mu$  são, respectivamente, a taxa de falha e o tempo de reparo do gerador.

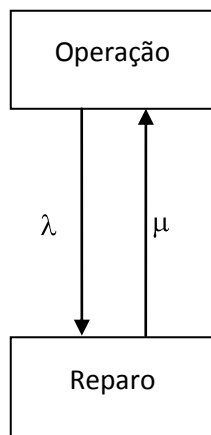


Figura 3.11. Modelo do gerador.

### 3.3.3.3. Modelo de Geração da PCH

O modelo de disponibilidade de geração da PCH combina o modelo da vazão do rio com o do gerador, de forma a incorporar os efeitos da variação da vazão, que afeta diretamente a geração de energia.

Os processos de transição dos dois modelos são considerados como eventos independentes. Isso significa que variações na vazão não são influenciadas por falhas no gerador e vice-versa.

O modelo utilizado está associado com a manipulação de séries temporais de vazões, que devido a grande quantidade de valores diferentes, requer o uso de técnicas de agrupamento, a fim de reduzir o número de estados a serem representados. A técnica usada para o modelo da PCH foi o agrupamento estatístico k-means. Assim, a PCH é representada por um modelo Markoviano de múltiplos estados individualizados, com suas respectivas taxas de transição e tempos médios de duração. Com isso, os modelos de vazão e do gerador são adequadamente combinados para produzir o modelo da PCH, como mostra a Figura 3.12.

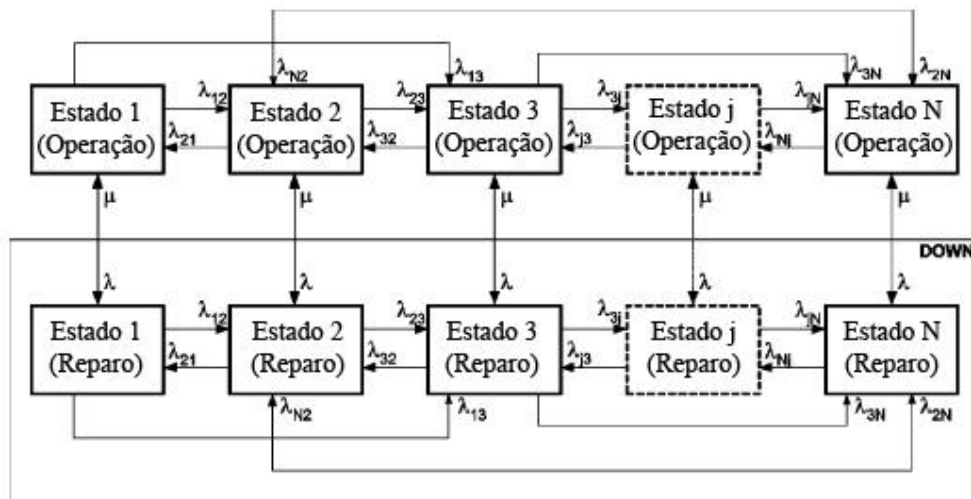


Figura 3.12. Modelo de geração da PCH.

Os agrupamentos de vazão são representados por estados de 1 a N e as transições entre eles por  $\lambda_{ij}$ . As transições entre estados de operação e reparo são representadas por  $\lambda$  e  $\mu$ . Os estados de falhas são, então, agrupados em apenas um,

produzindo o modelo da PCH, com  $N+1$  estados diferentes, sendo  $N$  operativos e um de falha.

#### 3.3.4. Modelo dos Componentes da Rede

Os componentes da rede (transformadores, linhas, etc) são representados por variáveis aleatórias a dois estados (operação e reparo) e descritas pelas suas taxas de falha ( $\lambda$ ) e de reparo ( $\mu$ ). A Figura 3.13 mostra o diagrama de espaço de estados utilizado.

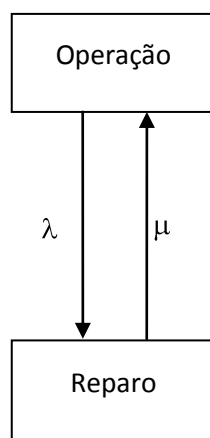


Figura 3.13. Modelo a dois estados adotado para componentes de rede.

#### 3.3.5. Modelo da Carga

O modelo da carga, adotado neste trabalho e comumente utilizado na SMC Não-Sequencial, está baseado na adoção de um único modelo Markoviano a múltiplos estados, para representar as variações horárias das demandas. Nessa abordagem, uma única curva de carga é considerada para o sistema e cada barra de carga corresponde a um percentual do total.

As etapas necessárias para a obtenção do modelo Markoviano agregado, a partir da curva cronológica da carga, são descritas a seguir [23]:

1. Agrupamento da curva de carga – nesta etapa é aplicada uma metodologia de agrupamento de dados, gerando-se  $n$  estados que representam  $n$  patamares de níveis de carga. A curva agrupada é reordenada de forma que os níveis de carga sejam decrescentes, resultando em uma curva final não cronológica.
2. Cálculo da duração dos estados – nesta etapa é calculado, baseado na curva agrupada, o tempo de duração de cada um dos  $n$  estados.
3. Cálculo do vetor de probabilidade – a probabilidade de ocorrência  $p_i$  associada a cada patamar de carga é obtida por:

$$p_i = \frac{d_i}{T} \quad (3.2)$$

onde  $d_i$  é a duração do  $i$ -ésimo estado e  $T$  o período total da curva.

4. Composição da Curva de Distribuição de Probabilidade Acumulada – CDF: nesta etapa, a CDF da carga é obtida considerando-se que a probabilidade acumulada  $P_i$ , associada a cada nível de carga, vale:

$$P_i = \sum_{j=1}^i p_j \quad (3.3)$$

A Figura 3.14 mostra o modelo de carga agregado não-cronológico, adotado neste trabalho.

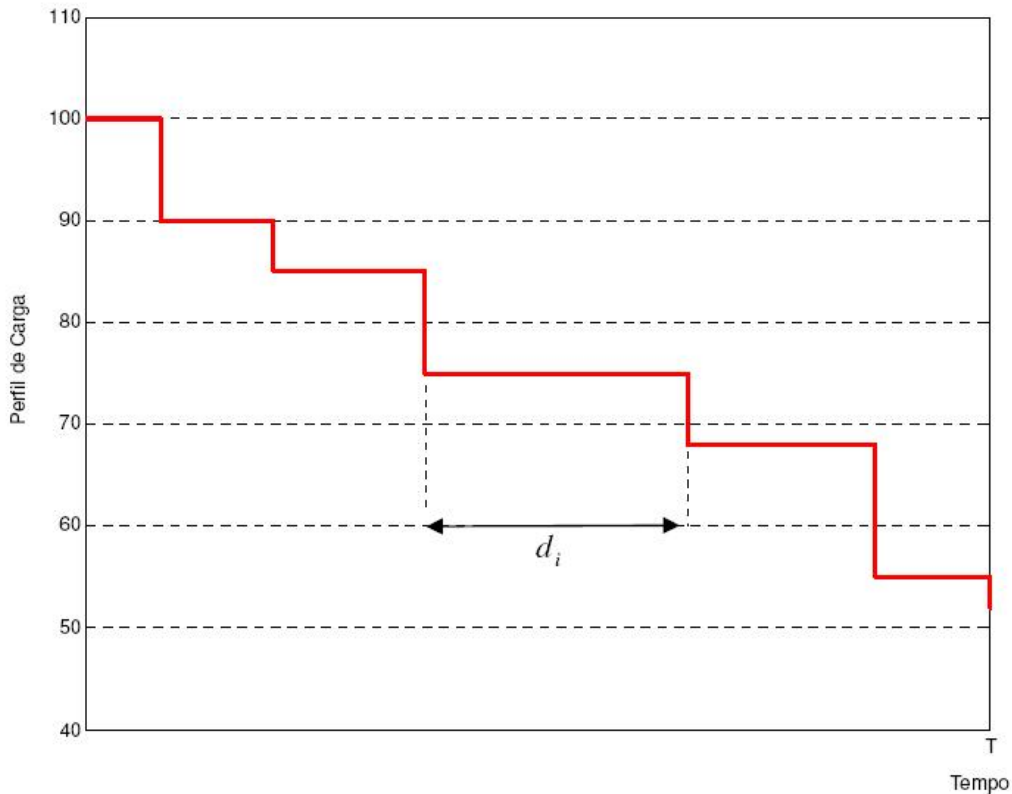


Figura 3.14. Modelo Não-Cronológico da Carga.

### 3.4. Simulação Monte Carlo Não-Sequencial

A Simulação Monte Carlo Não-Sequencial é muitas vezes denominada técnica de amostragem de estados, sendo amplamente utilizada em avaliação de risco de sistemas de potência. O conceito está baseado no fato de que o estado do sistema é uma combinação dos estados de todos os componentes. Por sua vez, os estados de cada componente são obtidos com base nos seus modelos estocásticos de falha, sem nenhuma preocupação com a cronologia do processo de operação do sistema.

O conjunto de todos os possíveis estados  $\underline{x}$ , obtido para todas as combinações de estados dos componentes, é chamado Espaço de Estados e denotado por  $X$ . O algoritmo conceitual da SMC Não-Sequencial é mostrado abaixo [59]:

- 1) Selecione um estado do sistema  $\underline{x} \in X$  corresponde a um nível de carga, disponibilidade de componentes, condições de operação, etc.

- 2) Calcule o valor de uma função de teste  $F(\underline{x})$ , a qual quantifica o efeito das violações nos limites operativos para o estado amostrado. O efeito de ações corretivas tais como redespacho de geração e minimização do corte, pode ser incluído.
- 3) Atualize a estimativa  $\bar{E}(F)$ , ou seja, atualize o valor esperado dos índices de confiabilidade baseado no resultado obtido no passo (2).
- 4) Se a precisão das estimativas é aceitável, o processo é dito convergido. Caso contrário, retorne ao passo (1).

Os índices calculados na SMC Não-Sequencial correspondem a estimativas da expectativa de diferentes funções de teste, obtidas para uma amostra cujo tamanho é o número de estados amostrados.

Considere, então, o caso de componentes modelados a 2 estados, operação e reparo, e que falhas de componentes são eventos independentes. O estado de cada componente pode ser obtido utilizando a distribuição de probabilidade acumulada (CDF) de falha do componente. Para isso, seja  $x_j$  o estado do  $j$ -ésimo componente e  $TIF_j$  sua probabilidade de falha. O estado  $x_j$  é obtido por meio do sorteio de um número aleatório  $U_j$  distribuído uniformemente entre  $[0,1]$ , de acordo com a Equação 3.4:

$$x_j = \begin{cases} 0 \text{ (sucesso) se } U_j > TIF_j \\ 1 \text{ (falha) se } 0 \leq U_j \leq TIF_j \end{cases} \quad (3.4)$$

No caso de componentes modelados a múltiplos estados, procedimento equivalente pode ser aplicado utilizando a sua função CDF.

Portanto, para um sistema com  $m$  componentes, o estado do sistema pode ser representado pelo vetor  $\underline{x}$ , com:

$$\underline{x} = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_m) \quad (3.5)$$

onde cada estado  $\underline{x} \in X$  possui uma probabilidade de ocorrência  $P(\underline{x})$ , calculada por:

$$P(\underline{x}) = \prod_{j=1}^m P(x_j) \quad (3.6)$$

Seja, agora,  $F(\underline{x})$  uma função teste para avaliação do estado, associada a um índice de confiabilidade. A expectância dessa função de avaliação, para todos os estados do sistema, é:

$$E(F) = \sum_{\underline{x} \in X} F(\underline{x}) \cdot P(\underline{x}) \quad (3.7)$$

Mas,

$$P(\underline{x}) = \frac{n(\underline{x})}{N} \quad (3.8)$$

onde  $N$  é o número de sorteios e  $n(\underline{x})$  o número de ocorrências do estado  $\underline{x}$ .

Logo, podemos reescrever a equação da expectância da função teste como:

$$E(F) = \sum_{\underline{x} \in X} F(\underline{x}) \cdot \frac{n(\underline{x})}{N} \quad (3.9)$$

Uma estimativa da expectância  $\bar{E}(F)$  pode ser obtida a partir de uma amostra aleatória de  $N$  estados do sistema, de acordo com a Equação 3.10, e representa um índice de confiabilidade  $\bar{Q}$ .

$$\bar{Q} = \bar{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(\underline{x}_i) \quad (3.10)$$

A incerteza em torno da estimativa pode ser medida pela variância da estimativa da expectância, conforme a Equação 3.11:



$$V(\bar{Q}) = \frac{1}{N} V(F) \quad (3.11)$$

sendo  $V(F)$  a variância da função teste  $F(\underline{x})$ . Essa variância, quando o tamanho da amostra é grande o suficiente, pode ser expressa por:

$$V(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F(\underline{x}_i) - \bar{Q})^2 \quad (3.12)$$

A precisão da SMC pode ser verificada pelo coeficiente de variação, que é definido como a relação entre o desvio-padrão e a média. O coeficiente de variação da estimativa é uma medida da incerteza relativa e vale:

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{Q})}}{\bar{Q}} \quad (3.13)$$

A Expectativa da Energia Não-Suprida – EENS é o índice mais utilizado em estudos de análise de risco de suprimento de energia. A EENS é obtida através da Expectativa da Potência Não-Suprida – EPNS, por meio da seguinte equação:

$$EENS = 8760 \cdot EPNS \quad (3.14)$$

onde 8760 é o número de horas no ano.

A função de teste associada ao índice EPNS pode ser definida como:

$$F(\underline{x}) = \begin{cases} \text{Corte de carga associado ao estado } \underline{x}, \text{ se } \underline{x} \text{ é um estado de falha} \\ 0 \text{ se } \underline{x} \text{ é um estado de sucesso} \end{cases} \quad (3.15)$$

O índice EPNS pode, então, ser calculado como:

$$EPNS_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N C_{ik} \quad (3.16)$$

onde:

- $C_{ik}$  é o corte de carga (MW) na  $i$ -ésima barra de carga, no  $k$ -ésimo estado do sistema.
- $EPNS_i$  é a Expectativa da Potência Não-Suprida na  $i$ -ésima barra de carga.

### 3.5. Modelo de Minimização do Custo

O processo de amostragem dos estados do sistema, na SMC Não-Sequencial, está associado com uma análise de adequação desses estados, que tem como objetivo identificar se o sistema, no estado amostrado, é capaz de atender a demanda de energia sem violar os limites operativos, do ponto de vista estático.

A análise de adequação dos estados do sistema, no processo de avaliação do impacto da adição de geradores de PIEs, na rede da distribuidora, está baseada na solução de um estudo de fluxo de potência, com modelagem não-linear. Em outras palavras, a análise de adequação consiste, basicamente, em verificar se as condições operativas estão sendo atendidas, ou se é necessário alguma medida corretiva, entre elas a aplicação de corte de carga, para o sistema retornar a um estado de operação válido.

No caso desta análise identificar a necessidade de corte de carga para atender às restrições da rede, medidas corretivas devem ser acionadas com o propósito de evitar, ou pelo menos, minimizar esse corte. Essas medidas corretivas requerem a solução de um problema de otimização, que tenha a capacidade de realizar um redespacho de geração, de forma a determinar um estado de corte de carga mínimo.

Além disso, para o processo de análise de risco em questão, é necessário, também, que o problema de otimização seja capaz de realizar essas medidas corretivas buscando, ao mesmo tempo, um custo de geração mínimo para o sistema, com o objetivo de estimar o custo do despacho econômico associado.

Dessa forma, esta etapa requer a solução de um fluxo de potência ótimo não-linear, com a capacidade de minimizar tanto o custo do corte de carga quanto o custo de geração do sistema. Para isso, o seguinte modelo de minimização do custo é solucionado para calcular os despachos de geração, possibilidade de corte de carga, custos de geração e custos de interrupção:

$$\text{Min} \sum_{i \in NG} B_i \cdot PG_i + \sum_{i \in ND} W_i \cdot C_i \quad (3.17)$$

Sujeito a:

$$PG_i - P_{Li} - V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \text{sen}(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.18)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{j \in \Omega_i} V_j \cdot [G_{ij} \cdot \text{sen}(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] = 0 \quad (3.19)$$

$$\sum_{i \in NG} PG_i + \sum_{i \in ND} C_i = \sum_{i \in ND} PD_i \quad (3.20)$$

$$P_{Li}^2 \cdot (1 - fp_{2i}) + Q_{Li}^2 = 0 \quad (3.21)$$

onde

$$fp_{2i} = \frac{P_{Di}^2}{P_{Di}^2 + Q_{Di}^2} \quad (3.22)$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.23)$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}, (i \in NG) \quad (3.24)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (3.25)$$

$$Tap_i^{\min} \leq Tap_i \leq Tap_i^{\max} \quad (3.26)$$

$$0 \leq C_i \leq PD_i, (i \in ND) \quad (3.27)$$

$$|T_n| \leq T_n^{\max}, (n = 1, \dots, L) \quad (3.28)$$

onde:

- $PG_i$  – é a potência ativa gerada na  $i$ -ésima barra de geração [MW]
- $Q_{Gi}$  – é a potência reativa gerada na  $i$ -ésima barra de geração [Mvar]
- $PD_i$  – é a demanda total na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $P_{Li}$  – é a potência ativa consumida na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $Q_{Li}$  – é a potência reativa consumida na  $i$ -ésima barra de carga [Mvar]
- $V_i$  – é a tensão na  $i$ -ésima barra [V]
- $\delta_i$  – é o ângulo de fase da tensão na  $i$ -ésima barra [rad]
- $G_{ij} + B_{ij}$  – elementos da matriz de admitâncias nodal da rede
- $f_{p_{2i}}$  – fator de potência da carga conectada na barra  $i$
- $Tap_i$  – tap do  $i$ -ésimo transformador
- $C_i$  – é o corte de carga na  $i$ -ésima barra de carga [MW]
- $T_n$  – é o fluxo no  $n$ -ésimo trecho [MW]
- $W_i$  – é o custo de interrupção na  $i$ -ésima barra de carga [R\$/MW]
- $B_i$  – é o custo de geração na  $i$ -ésima barra de geração [R\$/MW]
- $ND$  – é o número de barras de carga
- $NG$  – é o número de barras de geração
- $L$  – é o número de trechos
- $\Omega_i$  – conjunto das barras diretamente ligadas à barra  $i$ , incluindo a própria

Pode ser visto que o objetivo do modelo é minimizar a soma dos custos de geração e interrupção enquanto satisfaz o equilíbrio de potência, relação do fluxo, especificação dos trechos e limites das unidades geradoras. Como os custos de interrupção utilizados são maiores que os custos de geração, ou seja, o menor  $W_i$  é maior que o maior  $B_i$ , o modelo redespacha a geração antes de qualquer corte de carga na minimização do custo total. Os cortes somente ocorrem em último caso, a fim de satisfazer todos os limites. É evidente, então, que não só o custo da unidade geradora,  $B_i$  na função objetivo, mas também suas localizações, respeitando os limites, têm impacto nos custos de geração e risco de suprimento [60].

É importante destacar, ainda, que o modelo utilizado permite considerar alguns geradores como unidades não despachadas, onde toda a potência amostrada pela SMC, em um determinado estado do sistema, para a unidade em questão, é injetada na rede.

Assim, o gerador não participa do processo de otimização para minimizar os custos totais de geração e interrupção. Essa consideração é obtida com a adição da seguinte equação:

$$PG_{amostradaGi} - PG_i = 0 \quad (3.29)$$

onde  $PG_{amostradaGi}$  é a potência amostrada na barra  $i$  pela SMC Não-Sequencial.

O modelo de minimização do custo de geração e risco é resolvido através do Método de Newton para otimização, descrito no Apêndice C.

### 3.6. Custos de Geração e Risco de Suprimento

Os custos de geração e risco de suprimento são obtidos através do cálculo dos índices que representam, respectivamente, a Expectativa do Custo de Geração Anual – EAGC e a Expectativa do Custo de Interrupção Anual – EAIC, com base nas equações descritas a seguir [60]:

$$EAGC_i = \sum_{j=1}^{NL} \sum_{k \in S_j} B_i \cdot G_{ik} \cdot P_k \cdot T_j \quad (3.30)$$

$$EAGC = \sum_{i \in NG} EAGC_i \quad (3.31)$$

$$EAIC_i = \sum_{j=1}^{NL} \sum_{k \in S_j} \alpha_i \cdot C_{ik} \cdot P_k \cdot T_j \quad (3.32)$$

$$EAIC = \sum_{i \in ND} EAIC_i \quad (3.33)$$

onde:

- $EAIC_i$  e  $EAIC$  são, respectivamente, a Expectativa do Custo de Interrupção Anual para a  $i$ -ésima barra e para o sistema.
- $EAGC_i$  e  $EAGC$  são, respectivamente, a Expectativa do Custo de Geração Anual para a  $i$ -ésima barra e para o sistema.
- $P_k$  é a probabilidade do  $k$ -ésimo estado do sistema, determinado na simulação Monte Carlo.
- $C_{ik}$  é a variável corte de carga (MW) na  $i$ -ésima barra de carga, no  $k$ -ésimo estado do sistema.
- $\alpha_i$  é o custo de interrupção da unidade (R\$/MWh) na  $i$ -ésima barra de carga.
- $G_{ik}$  é a potência gerada (MW) na  $i$ -ésima barra de geração no  $k$ -ésimo estado do sistema.
- $B_i$  é o custo de geração (R\$/MWh) na  $i$ -ésima barra de geração.
- $S_j$  é o conjunto de configurações de estados do sistema amostrados no  $j$ -ésimo nível de carga do modelo de múltiplos níveis de carga.
- $T_j$  é o intervalo de tempo do  $j$ -ésimo nível de carga.
- $NL$  é o número de níveis de carga.

Note que  $\alpha_i$ , da Equação 3.32, pode, ou não, ser o mesmo que  $W_i$ , da Equação 3.17. Em muitos casos, as concessionárias podem não ser capazes de diferenciar o custo de interrupção da unidade em diferentes barras de carga e um  $\alpha_i$  idêntico pode ser usado para todas elas, enquanto  $W_i$ , em cada barra, precisa ser somente especificado em termos de sua magnitude relativa para refletir a importância da barra, na prioridade do corte de carga.

No processo da SMC Não-Sequencial, utilizado no algoritmo descrito anteriormente, os índices  $EAIC$  e  $EAGC$  são obtidos a partir das seguintes considerações:

$$P_k = \frac{n(\underline{k})}{N} \quad (3.34)$$

onde  $n(\underline{k})$  é o número de ocorrências do estado  $k$  e  $N$  é o número de sorteios obtidos na SMC.

Além disso, temos que:

$$P_j = \frac{T_j}{T} \quad (3.35)$$

Com  $P_j$  sendo a probabilidade de ocorrência do nível de carga  $j$  e  $T$  o número total de horas do período da curva de carga. No caso,  $T$  corresponde a 8760 valores horários da carga.

Dessa forma, podemos dizer que:

$$T_j = 8760 \cdot P_j \quad (3.36)$$

Assim, a equação do  $EAIC_i$  se torna:

$$EAIC_i = \sum_{j=1}^{NL} \sum_{k=1}^N \alpha_i \cdot C_{ik} \cdot \frac{n(k)}{N} \cdot 8760 \cdot P_j \quad (3.37)$$

Uma estimativa de  $EAIC_i$  é obtida na SMC Não-Sequencial a partir da Equação 3.38:

$$\overline{EAIC_i} = \sum_{j=1}^{NL} \sum_{k=1}^N \frac{1}{N} \cdot \alpha_i \cdot C_{ik} \cdot 8760 \cdot P_j \quad (3.38)$$

Mas,

$$\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N C_{ik} = EPNS_{ij} \quad (3.39)$$

onde  $EPNS_{ij}$  é a Expectativa da Potência Não-Suprida, em MW, na  $i$ -ésima barra de carga, para o  $j$ -ésimo nível de carga.

Substituindo  $EPNS_{ij}$  na equação da  $\overline{EAIC}_i$ , temos:

$$\overline{EAIC}_i = \sum_{j=1}^{NL} \alpha_i \cdot 8760 \cdot EPNS_{ij} \cdot P_j \quad (3.40)$$

Porém,

$$8760 \cdot EPNS_{ij} = EENS_{ij} \quad (3.41)$$

onde  $EENS_{ij}$  é a Expectativa da Energia Não-Suprida, em MWh, na  $i$ -ésima barra de carga, no  $j$ -ésimo nível de carga.

Logo, temos que:

$$\overline{EAIC}_i = \alpha_i \sum_{j=1}^{NL} EENS_{ij} \cdot P_j \quad (3.42)$$

Da mesma forma, uma estimativa dos custos anuais de geração,  $EAGC_i$ , podem ser obtidos através do cálculo da Expectativa da Energia Gerada – EEG, que é função da Expectativa da Potência Gerada – EPG, em cada barra de geração, como mostram as equações a seguir:

$$\overline{EPG}_i = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N G_{ik} \quad (3.43)$$

$$\overline{EEG}_i = 8760 \cdot EPG_i \quad (3.44)$$

$$\overline{EAGC}_i = B_i \cdot \sum_{j=1}^{NL} EEG_i \cdot P_j \quad (3.45)$$



## CAPÍTULO 4 - MODELO DE AVALIAÇÃO DE RISCO ECONÔMICO PARA CONEXÃO DE PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA

### 4.1. Introdução

O processo de avaliação do risco, associado com a conexão de centrais geradoras na rede de distribuição, tem como objetivo quantificar o impacto da adição dessas unidades e, com isso, gerenciar o risco envolvido, mantendo-o dentro de um nível aceitável, uma vez que o mesmo não pode ser eliminado devido ao comportamento probabilístico dos sistemas de energia.

Por isso, conforme descrito no Capítulo 2, a definição do ponto de conexão é, em princípio, realizada através de análises de alternativas de planejamento que buscam atender aos indicadores de desempenho e qualidade do serviço de distribuição, preservando a segurança, a eficiência e a confiabilidade do sistema e das conexões existentes, bem como o meio ambiente, além de minimizar os custos de expansão da rede [44].

Porém, a referência [40] destaca que num determinado processo de acesso, foi constatado que a alternativa menos onerosa para o PIE não atendia às exigências da concessionária, que exigia a alteração do caminho de conexão, alegando melhoria de qualidade para seus consumidores regionais como justificativa. A questão só foi resolvida após parecer final da ANEEL que acabou concedendo o direito de conexão no ponto mais conveniente à usina geradora.

Com isso, fica claro que o PIE vai tentar sempre minimizar seus custos de conexão, solicitando acesso no ponto mais próximo à sua central geradora. Portanto, a concessionária não tem tanto controle assim na determinação do ponto de conexão das unidades. Dessa forma, a mesma precisa buscar meios de analisar o risco ao qual está sujeita, já que o acesso de geradores causa impactos positivos e negativos à rede de distribuição.

Os aspectos negativos incluem problemas de operação, como aumento da corrente de curto-circuito e *flicker* de tensão, e problemas de controle e comunicação, além de possível instabilidade no sistema. Os benefícios incluem melhoria da confiabilidade, redução de perdas e, dependendo do caso, correção de desvios de demanda com a compra de energia, até 10% de seu mercado, diretamente dos produtores independentes, quando estes são caracterizados como GD. Nessa modalidade

de compra, a distribuidora pode garantir a contratação da totalidade de suas cargas sem precisar recorrer ao mercado de curto prazo e, com isso, evitar as oscilações de preços do PLD [6].

Até recentemente, a proposta básica das aplicações de avaliação de risco, para o planejamento da geração, era determinar a necessidade de aumentar a produção de energia de forma a compensar, com adequação aceitável, o crescimento da carga. Esse processo, geralmente, não considerava a rede elétrica e focava apenas no balanço entre carga e geração.

Com a inserção de geradores de produtores independentes no sistema da concessionária de distribuição, torna-se necessário avaliar o impacto dessas unidades sob o enfoque do benefício para a rede da distribuidora. Com isso, as conseqüências da conexão dessas unidades, no risco do sistema, não dependem somente do seu tamanho, mas, também, de sua localização, uma vez que a adição desses geradores pode esbarrar nos limites da rede [60].

O objetivo deste capítulo é, portanto, apresentar um modelo de risco para avaliar o impacto do acesso de unidades de produtores independentes na rede da distribuidora, associado, ou não, com alternativas de reforços ou ampliações, respeitando as regras do setor elétrico brasileiro.

#### 4.2. Modelo de Avaliação de Risco

No atual cenário do setor elétrico brasileiro, geração e distribuição pertencem a diferentes proprietários. Além disso, o livre acesso de produtores independentes, ao sistema da concessionária, traz tanto benefícios quanto custos para a mesma, embora os custos de investimentos e operação das centrais geradoras não sejam pagos pela distribuidora. Nesse caso, um possível critério de avaliação do impacto da adição de unidades produtoras, do ponto de vista da concessionária, pode estar baseado na maximização do benefício líquido da rede, conforme descrito pela Equação 4.1 [60]:

$$Max NB = B - C \quad (4.1)$$

onde B é o benefício devido à adição de geradores [R\$], C o custo [R\$] e NB o benefício líquido da rede [R\$] (Net Benefit). É importante destacar que, dependendo do estudo, B e C têm diferentes composições.

#### 4.2.1. Modelo de Máximo Benefício Líquido

Para o caso de acesso de unidades de produtores independentes, a proposta da análise econômica desenvolvida neste trabalho é maximizar o benefício da rede da distribuidora, a fim de quantificar o risco envolvido em diferentes processos de solicitação de conexão. As reduções nas perdas da rede, reduções do risco e os encargos de uso e conexão são os principais benefícios. O impacto mais negativo para a concessionária é devido à compra de energia de unidades de PIEs caracterizadas como GD. Isso acontece, pois o custo de aquisição é, geralmente, muito superior ao valor obtido nos leilões. Além disso, a concessionária só pode repassar o custo para a tarifa dos consumidores até o Valor Anual de Referência (VR). Porém, essa compra de energia diretamente da GD, em determinados casos, pode até ser interessante para suprir possíveis desvios na demanda prevista e, assim, garantir a contratação de 100% de suas cargas, como exigido por lei. Nesta proposta, considerando a legislação brasileira, a Equação 4.1 pode ser reescrita como:

$$Max NB = RCR + RCP + ECSD + E_g + RCUST + RCG - A - ESS_{RO} - CAE_{PIE} \quad (4.2)$$

onde

- RCR – Redução do Custo de Risco [R\$/ano]
- RCP – Redução do Custo das Perdas [R\$/ano]
- ECSD – Encargo de Conexão ao Sistema de Distribuição [R\$/ano]
- $E_g$  – Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/ano]
- RCUST – Redução no Custo do Uso dos Sistemas de Transmissão [R\$/ano]
- RCG – Redução do Custo de Geração [R\$/ano]
- A – Valor Anual do Custo Total de Investimento [R\$/ano]
- $ESS_{RO}$  – Encargo de Serviço do Sistema devido às Restrições de Operação [R\$/ano]
- $CAE_{PIE}$  – Custo de Aquisição da Energia de PIEs [R\$/ano]

O critério de máximo benefício líquido está associado a métodos de planejamento baseados em confiabilidade, que são fundamentais para a construção de um modelo de avaliação de risco relacionado à inserção de unidades de produtores

independentes, no sistema da concessionária de distribuição. As seguintes etapas compõem o modelo de avaliação do risco desenvolvido neste trabalho:

- 1) Selecionar os pedidos de solicitação de acesso para unidades de PIEs que atendam aos requisitos legais para obtenção do parecer de acesso. Possíveis esquemas de reforços ou ampliações devem também ser selecionados.
- 2) Determinar alternativas de planejamento associadas com cada pedido de acesso, por meio de análises técnicas e avaliação da sensibilidade do risco. Isso inclui a avaliação de caminhos alternativos de conexão para as unidades geradoras em questão. A avaliação de sensibilidade do risco é conduzida de forma a examinar os impactos no risco do sistema devido à adição de geração com variados tamanhos e localizações. Isso é feito através do modelo de avaliação de risco proposto neste trabalho. Vale destacar que o PIE irá tentar minimizar seus custos totais de conexão, solicitando acesso no ponto mais próximo de sua central geradora. Portanto, qualquer desvio do caminho de conexão, como forma de beneficiar a confiabilidade de todo o sistema, deve ser negociado entre a concessionária e o produtor independente. Nesse caso, a distribuidora deve subsidiar os custos adicionais ao qual o dono da geração estará sujeito [33].
- 3) Conduzir avaliações probabilísticas dos custos de geração e risco de suprimento para as alternativas selecionadas usando o modelo desenvolvido baseado em Simulação Monte Carlo – SMC, apresentado no Capítulo 3.
- 4) Executar uma análise econômica que inclua os benefícios e custos associados a cada alternativa, através do modelo de Máximo Benefício Líquido, desenvolvido neste trabalho. As análises requerem o cálculo dos fluxos de caixa e dos valores presentes de todas as parcelas, através do horizonte de planejamento considerado.

O algoritmo do Modelo de Avaliação de Risco Econômico pode ser visto na Figura 4.1 a seguir.

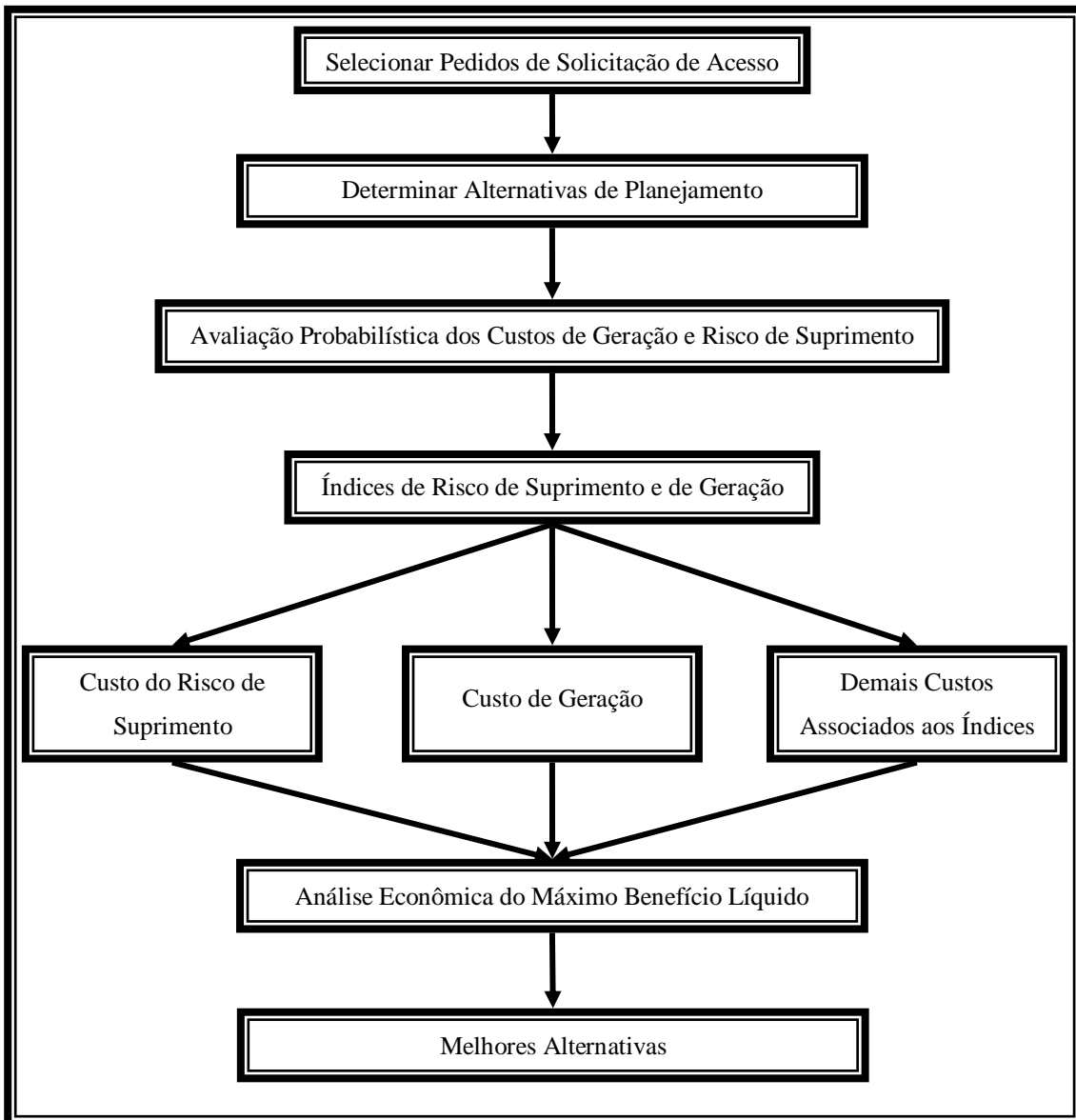


Figura 4.1. Modelo de Avaliação de Risco Econômico para Conexão de Produtores Independentes de Energia.

#### 4.2.2. Reforços e Ampliações

Para viabilizar a conexão de PIEs à rede de distribuição, a concessionária pode ser obrigada a realizar obras de reforços ou ampliações na sua rede. A seleção de alternativas de reforços ou ampliações é, geralmente, feita através de estudos de planejamento da expansão do sistema, cujo objetivo é expandir a rede ao menor custo possível, mantendo um nível aceitável de confiabilidade.

A referência [61] afirma que o princípio N-1 (critério de contingência simples) tem sido amplamente utilizado nas práticas de planejamento das concessionárias, por

muitos anos. Esse princípio determina que a saída de um único componente do sistema não cause nenhum dano ou corte de carga. Porém, esse critério analisa apenas eventos de falhas individuais que podem vir a ocorrer, mas despreza as suas probabilidades de ocorrência. Conseqüentemente, alternativas de planejamento baseadas nesse tipo de análise poderão resultar em um investimento elevado. Por outro lado, alternativas baseadas no princípio N-1, cujos eventos de falhas selecionados não sejam tão severos, mas possuam probabilidades elevadas de ocorrência, continuarão a resultar em um alto nível de risco para o sistema.

A idéia deste trabalho não é indicar as melhores alternativas de planejamento da expansão, mas avaliar o risco envolvido no acesso de unidades de PIEs que podem exigir a implantação de alternativas de reforços ou ampliações. Por isso, a proposta aqui é incluir, no modelo de Máximo Benefício Líquido, alternativas de expansão da rede através de análise de risco probabilística, de forma a adicionar uma dimensão a mais no planejamento do sistema, sem, com isso, impedir o uso do princípio N-1, que tem sido aceito há anos pelas concessionárias.

De modo geral, a seleção de alternativas de reforços ou ampliações é efetuada com base no critério de mínimo custo para a concessionária. Nesse caso, os esquemas selecionados no planejamento da expansão podem ser obtidos através da Equação 4.3.

$$\text{Min Custo} = I + O + R \quad (4.3)$$

onde:

- I – custo de investimento em reforços ou ampliações [R\$]
- O – custo de operação [R\$]
- R – custo do risco [R\$]

Os custos de operação podem incluir os custos com a compra de energia ou valores obtidos com o despacho ótimo das unidades do sistema, além de despesas com manutenção e administração do serviço de distribuição. Os custos de geração e risco, por sua vez, são obtidos através da simulação realizada na etapa 3, do algoritmo descrito anteriormente.

As alternativas de reforços ou ampliações, relacionadas com a entrada de centrais produtoras, em muitos casos, podem estar ligadas a pequenas modificações na

configuração da rede. De uma forma geral, nesse tipo de situação, o custo de operação não precisa ser, necessariamente, incluído na análise. Porém, o acesso de PIEs está relacionado, muitas vezes, com a conexão de unidades não despachadas de forma centralizada, além de possuírem custo mais elevado, quando comparadas com geração convencional de grande porte. Nesse caso, torna-se importante avaliar o custo de operação do sistema e sua consequência para a concessionária, sob a forma de Encargos de Serviços do Sistema devido às restrições da rede -  $ESS_{RO}$  e, também, o respectivo impacto no custo de aquisição de energia, devido ao acesso dos novos geradores.

Nesse contexto, os custos relacionados com a implantação de reforços ou ampliações, presentes na Equação 4.3, podem ser inseridos nas respectivas parcelas do Máximo Benefício Líquido, descritas na Equação 4.2. Em outras palavras, o custo do risco associado com a expansão da rede, por exemplo, pode ser inserido no custo do risco devido a adição de unidades geradoras, através de uma avaliação em conjunto. Essa avaliação é possível, pois a expansão do sistema, aqui considerada, está diretamente relacionada com o acesso de PIEs na rede da distribuidora. Assim, o objetivo passa a ser a maximização da diferença entre o custo do risco anteriormente a adição das unidades (case base) e o custo do risco após a conexão das mesmas, incluindo os reforços ou ampliações associados. O mesmo vale para o custo de operação.

Essas questões serão descritas em maiores detalhes a seguir.

### 4.3. Parcelas Componentes do Modelo de Avaliação de Risco

#### 4.3.1. Redução no Custo do Risco – RCR

A primeira parcela do Máximo Benefício Líquido da rede da concessionária se refere à Redução no Custo do Risco – RCR. O custo do risco está relacionado ao custo causado por interrupções devido às saídas aleatórias de componentes do sistema. Conceitualmente, o custo do risco é igual ao produto do custo de interrupção da unidade (R\$/MWh) e o índice de risco que corresponde à Expectativa da Energia Não-Suprida - EENS (MWh/ano).

As reduções nos custos anuais de risco tentam medir o impacto da adição de geração no risco de suprimento do sistema e entram como benefício na Equação 4.2. O

processo de simulação, nesse caso, é executado duas vezes, uma sem e outra com as unidades de PIEs. A Redução no Custo do Risco é obtida com base na Equação 4.4.

$$RCR = EAIC_{Caso\ Base} - EAIC_{PIEs} \quad (4.4)$$

onde:

- RCR – Redução no Custo do Risco devido à entrada de unidades produtoras [R\$/ano]
- $EAIC_{Caso\ Base}$  – custo do risco para o caso base, sem unidades de produtores independentes [R\$/ano]
- $EAIC_{PIEs}$  – custo do risco para o caso com unidades de PIEs e relacionadas, ou não, com reforços ou ampliações no sistema [R\$/ano]

O índice EAIC é obtido com base na Equação 3.33, conforme visto no Capítulo 3.

#### 4.3.2. Redução no Custo das Perdas – RCP

Outra parcela a ser avaliada é o custo das perdas, que está associado, também, com a questão da operação do sistema. Assim, a mesma deve ser analisada em conjunto com a entrada de geradores. Em outras palavras, a variação das perdas, devido à entrada de geração, associada ou não com reforços ou ampliações, pode ser considerada como benefício para a rede da distribuidora, caso o despacho produzido esteja associado com uma redução desse custo. A avaliação da parcela RCP é feita, portanto, de acordo com a Equação 4.5.

$$RCP = Custo\_Perdas_{Caso\ Base} - Custo\_Perdas_{PIEs} \quad (4.5)$$



onde:

- RCP – Redução no Custo das Perdas [R\$/ano]
- $Custo\_Perdas_{Caso\ Base}$  – custo associado com as perdas no caso base [R\$/ano], obtida para o sistema sem os geradores de PIEs
- $Custo\_Perdas_{PIEs}$  é o custo associado com as perdas após a conexão de unidades de PIEs e relacionadas ou não com reforços ou ampliações no sistema [R\$/ano].

Vale destacar que, conceitualmente, o custo das perdas é obtido multiplicando-se o custo da energia pela energia perdida. Assim, dentro do modelo de avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento, o custo das perdas pode ser calculado através da Equação 4.6.

$$Custo\_Perdas = 8760 \cdot (EPG - EPS) \cdot Custo\ Médio\ da\ Energia \quad (4.6)$$

onde

- EPG é a Expectativa da Potência Gerada [MW]
- EPS é a Expectativa da Potência Suprida [MW]

Por sua vez, a EPS pode ser estimada através da seguinte formulação:

$$EPS = Carga\ do\ Sistema - EPNS \quad (4.7)$$

Adicionalmente, o custo médio da energia pode ser obtido através da Equação 4.8.

$$Custo\ Médio\ da\ Energia = \frac{\sum_{i=1}^{NG} 8760 \cdot EPG_i \cdot Custo\ de\ Geração_i}{\sum_{i=1}^{NG} 8760 \cdot EPG_i} \quad (4.8)$$

onde

- $EPG_i$  é a Expectativa da Potência gerada pelo gerador conectado na  $i$ -ésima barra de geração [MW]
- Custo de Geração $_i$  é o valor da tarifa de aquisição de energia do gerador conectado na  $i$ -ésima barra de geração [R\$/MWh]

Com isso, o custo médio da energia do sistema é obtido de acordo com o despacho produzido pelo FPO, do modelo de mínimo custo, na Simulação Monte Carlo.

A entrada de unidades de PIEs, por sua vez, pode contribuir para uma melhoria no despacho econômico do sistema, incluindo uma possível redução das perdas de energia. Embora essa redução não faça parte do objetivo a ser minimizado na Equação 3.17, o acesso desses geradores pode estar associado com um menor carregamento das linhas. Dessa forma, um benefício em termos de perdas pode ser alcançado.

Por outro lado, o custo de geração mais elevado de algumas fontes de produtores independentes, frente aos praticados por unidades convencionais de grande porte, pode ser responsável por um aumento no custo médio da energia do sistema, principalmente se o novo gerador adicionado não for despachável. Nesse caso, mesmo contribuindo para uma menor perda de energia, o acesso do PIE pode ocasionar uma elevação do custo da mesma, gerando, assim, um aumento dessa parcela em relação ao caso base.

#### 4.3.4. Encargo de Conexão ao Sistema de Distribuição - ECSD

Adicionalmente, existem os custos associados com a conexão de unidades de PIEs no sistema da concessionária. Os encargos de conexão aos sistemas de distribuição, de acordo com a Resolução nº. 281, serão objeto de negociação entre as partes e deverão cobrir os custos incorridos com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção do ponto de conexão. O Encargo de Conexão ao Sistema de Distribuição – ECSD, em R\$/ano, a ser pago pelo PIE à distribuidora, será adicionado ao benefício líquido da rede.

#### 4.3.5. Encargo de Uso do Sistema de Distribuição - Eg

O acesso de unidades de PIEs está associado, também, com o pagamento dos Encargos de Uso dos Sistemas de Distribuição, baseados na TUSDg e no Montante de Uso dos Sistemas de Distribuição – MUSD, conforme visto no Capítulo 2.

O MUSD é calculado em função da máxima potência injetada no sistema, no período de um mês. Porém, sob a ótica do planejamento do acesso de unidades geradoras, com enfoque no Máximo Benefício Líquido, podemos considerar o MUSD como sendo a Expectativa da Potência Gerada pelo PIE, obtida na SMC, em base anual. Assim, temos que:

$$E_g = TUSD_g \cdot EPG_i^{PIE} \quad (4.9)$$

onde  $EPG_i^{PIE}$  é a Expectativa da Potência Gerada pela unidade do PIE conectada na *i*-ésima barra.

#### 4.3.6. Redução no Custo do Uso dos Sistemas de Transmissão – RCUST

A injeção de potência na rede de distribuição, proveniente da Rede Básica ou de instalações de fronteira, chamado de importação da transmissão, para atendimento ao mercado da concessionária, está associada com o pagamento de Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão, que causa impacto na Tarifa de Energia – TE e na componente FIO\_A da TUSD da distribuidora. Assim, a entrada de unidades geradoras de PIEs, na rede da distribuidora, pode, além de proporcionar uma redução no nível de risco, contribuir para uma diminuição no montante de uso dos sistemas de transmissão, gerando um benefício para a concessionária.

A Expectativa do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – EMUST pode ser obtida através da utilização do índice  $EPG_{RD}$ , que representa a Expectativa da Potência Gerada pelas unidades conectadas na Rede de Distribuição, calculada de acordo com a Equação 3.43. Assim, podemos quantificar a EMUST, em MW, pela Equação 4.10.

$$EMUST = EPS_{RD} + Perdas_{RD} - EPG_{RD} \quad (4.10)$$

onde  $EPS_{RD}$  é a Expectativa da Potência Suprida na Rede de Distribuição [MW], calculada pela Equação 4.7, apenas para as cargas pertencentes à distribuidora. Dessa forma, a Equação 4.7 pode ser reescrita como:

$$EPS_{RD} = \text{Carga da Distribuidora} - EPNS_{RD} \quad (4.11)$$

com  $EPNS_{RD}$  sendo a Expectativa da Potência Não-Suprida nas barras de carga da Rede de Distribuição.

Assim, a Redução no Custo do Uso dos Sistemas de Transmissão – RCUST pode ser calculada da seguinte forma:

$$RCUST = (EMUST_{\text{Caso Base}} - EMUST_{\text{PIE}}) \cdot TUST \quad (4.12)$$

onde

- TUST é a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, em R\$/MW.
- $EMUST_{\text{Caso Base}}$  e  $EMUST_{\text{PIE}}$  são, respectivamente, a Expectativa do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão para os casos com e sem os geradores de PIEs

#### 4.3.3. Custo de Investimento – A

Os custos de investimentos fazem parte da parcela Custo, no cálculo do benefício líquido da rede. O fluxo de caixa do custo de investimento anual da concessionária, devido à necessidade de reforços ou ampliações em seu sistema, como consequência do acesso de geradores de PIEs, é estimado através dos termos econômicos descritos a seguir.

O fluxo de caixa do custo de investimento anual é estimado usando o Fator de Recuperação do Capital - FRC:

$$A = I \cdot FRC \quad (4.13)$$

$$FRC = \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (4.14)$$

onde:

- A – Valor Anual do Custo Total de Investimento [R\$]
- I – Investimento [R\$]
- i – Taxa de desconto
- n – vida útil do investimento [anos]

O FRC é um coeficiente que permite, a partir do valor do investimento, calcular o custo fixo anual equivalente necessário para recuperar o capital aplicado, levando em conta a vida útil das instalações e a taxa de juros associada.

Dois métodos são usados para calcular o custo total sobre um fluxo de caixa. O primeiro é simplesmente a soma direta dos custos anuais para todos os anos do fluxo de caixa, no intervalo de tempo do planejamento. Este procedimento não diferencia os valores dos custos em diferentes períodos. O segundo é o método do valor presente, o qual consegue capturar os valores atuais dos custos. Em princípio, os dois métodos são aceitáveis se a idéia é somente uma comparação entre as alternativas de planejamento. Porém, o método do Valor Presente será utilizado, neste trabalho, para o cálculo do Máximo Benefício Líquido da rede, no horizonte de estudo considerado.

O custo total de um fluxo de caixa pode ser obtido através do método do valor presente ou atual. O valor presente de um custo de investimento, operação e risco é calculado usando a seguinte fórmula:

$$VP = \sum_{j=1}^m \frac{A_j}{(1+i)^{j-1}} \quad (4.15)$$

onde:

- VP – Valor presente
- $A_j$  – Custo anual no ano j
- i – Taxa de desconto
- m – Número de anos considerado no planejamento do sistema

#### 4.3.7. Custo das Restrições de Operação – $ESS_{RO}$

Os custos das restrições de operação, para o processo de avaliação do risco, baseado no Máximo Benefício Líquido da rede da distribuidora, podem ser estimados através da utilização de dois índices de custos de geração. O objetivo da utilização desses índices é tentar quantificar, por meio do modelo de minimização proposto, o custo das restrições de operação e comparar os mesmos com o valor obtido no despacho sem restrições. Conforme descrito no Capítulo 2, o valor do  $ESS_{RO}$  corresponde ao ressarcimento aos geradores cuja produção tenha sido afetada por restrições de operação. A idéia é, portanto, medir o impacto que a adição de unidades de PIEs proporciona para o sistema da distribuidora, no que diz respeito ao despacho econômico. Assim, os índices considerados nesse processo são [34] [60]:

- AGCP (Annual Generation Cost in the Potential optimal loading schedule) – Representa o custo anual de geração [R\$/ano] para o despacho sem restrições, ou seja, o custo de geração do sistema quando os limites de transmissão e/ou distribuição e as saídas de geradores e de linhas não são consideradas. Dessa forma, os geradores são carregados apenas com base nos seus custos de geração. Unidades não despacháveis, entretanto, têm prioridade no fornecimento de energia, independentemente do seu custo.
- AEGC (Annual Economic Generation Cost) – Representa o custo anual de geração [R\$/ano] do sistema quando os limites de transmissão e/ou distribuição são incorporados, mas as saídas de geradores e de linhas não são consideradas. Este custo corresponde ao despacho econômico do sistema no seu estado normal de operação.

Os índices AGCP e AEGC podem ser usados para estimar os valores dos Encargos de Serviços do Sistema devido às Restrições de Operação –  $ESS_{RO}$ , que impactam diretamente as Tarifas de Energia – TE das concessionárias de distribuição.

A parcela dos  $ESS_{RO}$ , de responsabilidade da distribuidora, está diretamente relacionada com a diferença nos custos de geração provenientes dos despachos com e sem restrições, na proporção da energia consumida pelo seu mercado cativo, conforme discutido no Capítulo 2. Assim, o custo das restrições de operação pode ser obtido por meio da Equação 4.16.

$$ESS_{RO} = (AEGC - AGCP) \cdot \frac{\text{Consumo da Distribuidora}_{MC}}{\text{Consumo Total}} \quad (4.16)$$

onde

- Consumo da Distribuidora<sub>MC</sub> é a energia total consumida na rede da concessionária referente ao mercado cativo da distribuidora
- Consumo Total é a energia total consumida pelo sistema

Por sua vez, o Consumo Total da Distribuidora pode ser obtido através da seguinte formulação:

$$\text{Consumo Total} = 8760 \cdot \text{Carga do Sistema} \quad (4.17)$$

Dessa forma, se a adição de unidades de PIEs, associadas ou não com reforços ou ampliações, contribuir para que o custo do despacho com restrições se aproxime do valor daquele sem restrições, será um benefício para a distribuidora. No entanto, no caso dos ESS<sub>RO</sub>, o benefício de uma possível redução no encargo continua sendo um custo para a concessionária e dessa forma contribuirá para a parcela “Custo” do modelo de Máximo Benefício Líquido.

#### 4.3.8. Custo de Aquisição de Energia de PIE – CAE<sub>PIE</sub>

A entrada de unidades geradoras de produtores independentes, na rede da concessionária de distribuição, pode estar relacionada, também, com a questão da comercialização de energia. O custo de aquisição de energia, por sua vez, está associado com repasses às tarifas dos consumidores, como forma de compensar pequenos erros na previsão de demanda. Esses repasses, conforme visto em detalhes no Capítulo 2, são regulados pela ANEEL através do VR. Portanto, de uma forma geral, o custo com a compra de energia pode ser adicionado ao cálculo do máximo benefício líquido através da Equação 4.18:

$$CAE_{PIE} = (TC_{PIE} - R) \cdot EA_{PIE} \quad (4.18)$$

onde:

- $CAE_{PIE}$  – é o Custo de Aquisição da Energia proveniente de unidades de produtores independentes, por parte da distribuidora, em R\$/ano
- $TC_{PIE}$  – é a tarifa de compra da energia de PIEs, em R\$/MWh
- $R$  – é o valor, em R\$/MWh, do repasse às tarifas dos consumidores finais associado com a compra de energia de PIEs. As regras de repasse variam de acordo com o meio de contratação (leilões, GD, etc.)
- $EA_{PIE}$  – é a energia adquirida de unidades de PIE, em MWh/ano

Dependendo do caso sob estudo e das políticas de compra de cada distribuidora, a energia adquirida pode ser igual a:

$$EA_{PIE} = \begin{cases} \text{Expectativa da Energia Total Produzida pelo PIE} \\ \text{ou} \\ \% \text{ da Expectativa da Energia Total Produzida pelo PIE} \end{cases} \quad (4.19)$$

A Expectativa da Energia Total Produzida – EETP pelos geradores de produtores independentes pode ser obtida a partir da Equação 3.44. Com isso, temos que:

$$EETP_{PIE} = EEG_{PIE}^i \quad (4.20)$$

onde:

- $EETP_{PIE}$  – é a Expectativa da Energia Total Produzida pela unidade do PIE, em MWh/ano
- $EEG_{PIE}^i$  – é a Expectativa da Energia Gerada pelo gerador do PIE conectado na  $i$ -ésima barra de geração, obtido na SMC

A inclusão do custo de compra da energia de PIEs, na análise do máximo benefício líquido, por meio de uma avaliação probabilística, pode fornecer informações importantes sobre o risco que a distribuidora está sujeita ao considerar a energia produzida, por esses geradores, no processo de contabilização da contratação de 100%



de suas cargas. Isso ocorre porque as centrais geradoras de PIEs não possuem a mesma disponibilidade que aquelas oferecidas por geração convencional de grande porte, principalmente, quando as usinas são baseadas em fontes alternativas altamente variáveis, como a energia eólica.

#### 4.3.9. Redução do Custo de Geração – RCG

A aquisição de energia diretamente de unidades de PIEs, caracterizadas como GD, pode contribuir para uma redução no custo de compra de energia proveniente dos leilões. Em outras palavras, a concessionária ao comprar energia da GD, por meio de contratos de longo prazo, pode reduzir sua contratação no ACR. Uma estimativa desse benefício pode ser obtida considerando-se o índice EAGC, através da seguinte formulação:

$$RCG = EAGC_{Caso\ Base} - (EAGC_{PIE} - EA_{PIE} \cdot TC_{PIE}) \quad (4.21)$$

onde

- RCG é a Redução no Custo de Geração proveniente do ACR devido à entrada de unidades produtoras
- $EAGC_{Caso\ Base}$  é o custo de geração para o caso base, sem unidades de produtores independentes
- $EAGC_{PIE}$  é o custo de geração para o caso após a conexão de PIEs

Para o cálculo do RCG, é descontada do  $EAGC_{PIE}$  a parcela referente a energia adquirida da GD, que entra na equação do máximo benefício líquido da rede da distribuidora como  $CAE_{PIE}$ . Assim, é possível comparar o efeito do custo de compra da energia proveniente de geração distribuída com o benefício obtido através da redução do custo de aquisição ao preço do leilão.

## CAPÍTULO 5 - RESULTADOS

### 5.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é apresentar a aplicação do modelo de avaliação de risco baseado no Máximo Benefício Líquido da rede da distribuidora. Dessa forma, o acesso de unidades de PIEs será avaliada através de três estudos.

No primeiro estudo, o objetivo da concessionária é avaliar a capacidade de diferentes pontos de conexão em absorver a adição de unidades geradoras, através de um processo de análise de risco. Para isso, centrais produtoras de diversas tecnologias e capacidades são inseridas em variados pontos, sem preocupação com a localização física das mesmas, uma vez que o ponto de conexão não está definido a priori. O nível de risco associado com cada alternativa é, então, obtido por meio da metodologia apresentada nos capítulos anteriores. Este estudo pode ser entendido como uma análise de sensibilidade do risco, que tem como objetivo permitir que a concessionária faça uma avaliação prévia do seu sistema, para conhecer os melhores pontos de acesso de unidades de PIEs. Assim, em um processo de solicitação de acesso, a concessionária poderá indicar potenciais pontos de conexão de acordo com a capacidade e o tipo de geração do produtor independente. Em outras palavras, esse estudo serve para que a distribuidora conheça o nível de risco ao qual está sujeita, para cada tipo de pedido de adição de unidades geradoras.

O segundo estudo tem como objetivo avaliar o impacto da adição de múltiplas unidades de produtores independentes, decorrentes de processos de solicitação de acessos simultâneos. O impacto, em termos de benefício para a concessionária, será avaliado através da conexão de PIEs nos pontos de acesso que forneceram, no primeiro estudo, os melhores e os piores resultados, para cada tipo de geração. Em seguida, será feita uma comparação entre os dois casos para verificar o ganho, em termos de avaliação de risco econômico, que a concessionária pode alcançar ao considerar a metodologia proposta.

Finalmente, o terceiro estudo avalia o impacto da adição de geração de PIE na rede de distribuição, associada com reforços ou ampliações. Na rede de distribuição ou nas DITs de uso exclusivo da distribuidora podem ser encontrados problemas de capacidade de transferência de potência, quando centrais produtoras são conectadas em determinados pontos. Nesse estudo, será considerado que o produtor independente

tentará minimizar seus custos de conexão solicitando acesso no ponto mais próximo de sua central geradora. Neste caso, a localização física das unidades e o ponto de conexão solicitado são definidos a priori. As alternativas de reforços ou ampliações são de inteira responsabilidade da distribuidora. Por isso, algumas alternativas consideram a possibilidade da concessionária negociar com o produtor independente a alteração do caminho de conexão, de forma a beneficiar a confiabilidade do sistema. Nesse caso, a concessionária deve subsidiar uma parte dos custos de conexão do PIE.

## 5.2. Dados do Estudo

Os estudos foram conduzidos através da inserção de unidades de PIEs, caracterizadas como GD, de diferentes tecnologias e capacidades. Para isso, foram consideradas, inicialmente, a adição de fazendas eólicas e usinas térmicas a biomassa com capacidades de 30, 50, 100 e 200 MW. Adicionalmente, uma Pequena Central Hidrelétrica – PCH de 30 MW foi utilizada nos estudos. Vale destacar que cada unidade eólica possui potência nominal de 2 MW e a capacidade da fazenda eólica é, portanto, função do número de geradores existentes.

As simulações foram conduzidas adicionando-se essas unidades geradoras em diferentes barras de 138 kV do sistema de teste IEEE-RTS [62]. Estas novas gerações são consideradas, neste trabalho, como produtores independentes conectados à rede AT (rede de sub-transmissão) de uma distribuidora, de forma semelhante à abordagem de [22]. Assim, sob o ponto de vista da legislação atual do setor elétrico brasileiro, esse sistema de 138 kV foi considerado aqui como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo de uma distribuidora, onde qualquer pedido de solicitação de conexão está associado com a celebração de Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição – CUSD e Contratos de Conexão à Distribuição – CCD, remunerando a concessionária por meio dos Encargos de uso, baseados na TUSDg, e encargos de conexão.

Por sua vez, o IEEE-RTS é um sistema com 24 barras contendo 10 barras geradoras, 17 barras de carga, 33 linhas de transmissão, 5 transformadores e 32 unidades geradoras. O pico de carga do sistema é de 2850 MW e a capacidade de geração total é de 3405 MW. O diagrama unifilar do RTS é mostrado na Figura 5.1.

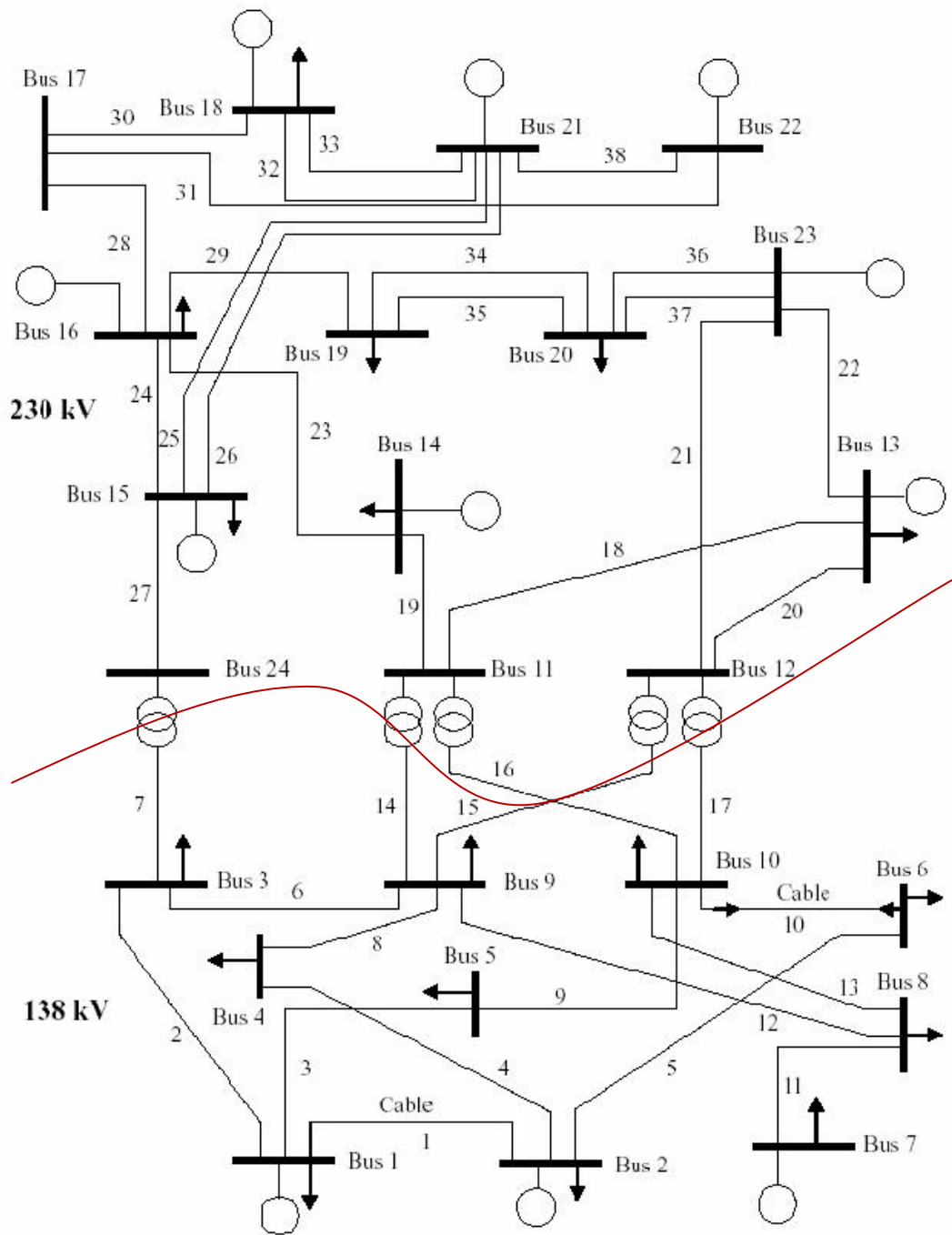


Figura 5.1. Sistema de Teste IEEE-RTS.

As informações adicionais utilizadas nas simulações são descritas, em detalhes, nos itens a seguir.

## A. Custos de Interrupção e Tipos de Consumidores

O objetivo do modelo de mínimo custo apresentado é, conforme descrito no capítulo 3, minimizar o corte de carga ao menor custo de geração possível. O redespacho de geração, na busca pelo ponto ótimo de operação, em estados de corte ou não, está relacionado com os custos de interrupção ( $W_i$ ) e de geração ( $B_i$ ), na função objetivo da Equação 3.17. A especificação de custos de interrupção distintos reflete a importância relativa entre cada barra de carga. Assim, aquelas com menor importância (custo) são selecionadas em caso de necessidade de corte.

A metodologia utilizada para definir a importância relativa de cada barra de carga está baseada no fato de que o custo de interrupção é sensível ao tipo de consumidor, como demonstrado em [63] e [64]. Portanto, a variação dos custos de interrupção entre as barras é obtida considerando-se que cada carga é formada por diferentes classes consumidoras, em porcentagens distintas.

A referência [34] apresenta diferentes alocações de tipos de consumidores, por barra de carga, para o RTS. A Tabela 5.1 mostra a porcentagem de cada consumidor no sistema em estudo.

Tabela 5.1. Composição da carga do RTS por tipo de consumidor.

Barra Nº	Patamar de Carga		Porcentagem da Carga por Tipo de Consumidor						
	100%		Agrícola	Grande Usuário	Residencial	Governo	Industrial	Comercial	Escritório
	P (MW)	Q (Mvar)							
1	108	22	0,0000	0,0000	0,3403	0,1583	0,3694	0,1320	0,0000
2	97	20	0,0000	0,0000	0,5005	0,3526	0,0000	0,1469	0,0000
3	180	37	0,0633	0,0000	0,5250	0,0000	0,3325	0,0792	0,0000
4	74	15	0,0000	0,0000	0,3452	0,4622	0,0000	0,1926	0,0000
5	71	14	0,0000	0,0000	0,5183	0,0000	0,2810	0,2007	0,0000
6	136	28	0,0838	0,0000	0,4970	0,0000	0,2934	0,1048	0,0210
7	125	25	0,1824	0,0000	0,3844	0,0000	0,3192	0,1140	0,0000
8	171	35	0,0000	0,0000	0,5500	0,1500	0,1167	0,1666	0,0167
9	175	36	0,1954	0,4886	0,2346	0,0000	0,0000	0,0487	0,0327
10	195	40	0,0877	0,2192	0,4154	0,0000	0,2046	0,0731	0,0000
13	265	54	0,0645	0,1613	0,3009	0,0969	0,2259	0,1075	0,0430
14	194	39	0,0000	0,4407	0,3242	0,0000	0,2057	0,0294	0,0000
15	317	64	0,0000	0,6743	0,1729	0,0000	0,0000	0,1078	0,0450
16	100	20	0,0000	0,4275	0,2590	0,1710	0,0000	0,1425	0,0000
18	333	68	0,0000	0,5649	0,1869	0,0000	0,1198	0,0685	0,0599
19	181	37	0,0000	0,6141	0,3072	0,0000	0,0000	0,0787	0,0000
20	128	26	0,0000	0,3348	0,4202	0,1336	0,0000	0,1114	0,0000

Os estudos referentes à análise do mercado de energia brasileiro, obtidos em [65], classificam os consumidores em quatro categorias principais. A Tabela 5.2 fornece informações sobre as categorias de consumo e suas respectivas participações no mercado de energia.

Tabela 5.2. Mercado consumidor brasileiro.

Tipos de Consumidores	% do Total
Residencial	24,15
Industrial	45,95
Comercial	15,57
Outros	14,33
Total	100

No segmento “Outros” estão incluídos, de acordo com a Tabela 5.3, os seguintes tipos de consumidores:

Tabela 5.3. Composição do segmento Outros.

Tipos de Consumidores	% do Total
Rural	31,91
Poder Público	20,69
Iluminação Pública	20,63
Serviço Público	23,27
Consumo Próprio	3,50
Total	100

Por outro lado, as referências que tentam estimar os custos de interrupção, aplicado ao sistema brasileiro, como em [64], consideram apenas as classes residencial, comercial e industrial. Os valores médios de interrupção associados a essas classes podem ser visualizados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4. Custo médio de interrupção por classe consumidora.

Tipos de Consumidores	Custo de Interrupção (R\$/MWh)
Residencial	3328,60
Industrial	9523,00
Comercial	4645,80

Dessa forma, todos os tipos de consumidores, apresentados na Tabela 5.1, foram agrupados nessas três classes, mantendo a proporção do mercado de energia brasileiro. Assim, foram feitos os seguintes ajustes de forma a alocar os sete grupos em questão naqueles encontrados na Tabela 5.4, considerando a interpretação da referência [66]:

- A classe grande usuário foi adicionada à classe consumidores industriais.
- A classe escritórios foi adicionada à classe comercial.
- A classe governo, incluída na classe comercial, reúne os seguimentos Poder Público, Iluminação Pública, Serviço Público e Consumo Próprio.
- A classe Rural foi incluída no segmento residencial.

A proporção final de cada classe no consumo total de energia é apresentada pela Tabela 5.5.

Tabela 5.5. Composição do consumo de energia por tipo de consumidor.

Tipos de Consumidores	% do Total
Residencial	28,72
Industrial	45,95
Comercial	25,33
Total	100

A Tabela 5.6 apresenta, então, os valores dos custos de interrupção por barra de carga, obtidos através das porcentagens de cada classe consumidora. A potência total do sistema dividida entre as classes industrial, comercial e residencial também é mostrada, assim como a porcentagem de cada uma delas em relação à demanda do RTS. A participação de cada tipo de consumidor na carga total corresponde à porcentagem do mercado brasileiro.

Tabela 5.6. Custos de interrupção por barra de carga do RTS.

Barra Nº	Patamar de Carga		Composição da Carga por Tipo de Consumidor (MW)			Percentual por Tipo de Consumidor			Custo de Interrupção (R\$/MWh)
	100%		Industrial	Comercial	Residencial	Industrial	Comercial	Residencial	
	P (MW)	Q (Mvar)							
1	108	22	39	43	26	0,36	0,40	0,24	6.105,07
2	97	20	0	64	33	0,00	0,66	0,34	4.208,97
3	180	37	69	23	88	0,39	0,13	0,49	5.880,86
4	74	15	0	58	16	0,00	0,79	0,21	4.378,15
5	71	14	21	21	28	0,30	0,30	0,40	5.595,55
6	136	28	45	27	64	0,33	0,20	0,47	5.646,10
7	125	25	45	23	57	0,36	0,18	0,46	5.803,67
8	171	35	20	82	69	0,12	0,48	0,40	4.704,87
9	175	36	94	22	59	0,54	0,13	0,34	6.817,62
10	195	40	93	23	79	0,48	0,12	0,41	6.442,69
13	265	54	103	92	70	0,39	0,35	0,26	6.202,81
14	194	39	136	9	49	0,70	0,04	0,25	7.736,69
15	317	64	211	67	39	0,67	0,21	0,12	7.734,14
16	100	20	41	42	18	0,41	0,42	0,18	6.402,95
18	333	68	228	60	45	0,69	0,18	0,13	7.813,17
19	181	37	118	21	42	0,65	0,12	0,23	7.508,93
20	128	26	44	45	39	0,34	0,35	0,31	5.915,21

Total (MW)	Potência Total (MW)	
	2850	580
	1.310	722
Total (MW)	Porcentagem do Total (RTS)	
	0,4595	0,2533
	0,2872	

Custo de Interrupção Médio (R\$/MWh)	6.170,44
--------------------------------------	----------



## B. Custos de Geração

Os custos de geração utilizados no modelo de minimização e no cálculo dos índices associados correspondem aos preços de compra de energia pela concessionária. Esses valores variam de acordo com a origem da energia gerada e com o tipo de tecnologia empregada. A Tabela 5.7 mostra os valores médios de aquisição de energia utilizados neste trabalho, para cada tipo de geração.

Tabela 5.7. Valores médios dos custos de geração.

Origem da Energia Gerada	Tipo de Geração	Valores Médios (R\$/MWh)
Fontes Convencionais	Hidráulica	106,95
	Térmica	132,26
	Nuclear	120,35
Fontes Alternativas	PCH	136,27
	Eólica	232,81
	Biomassa	109,40

Os valores correspondentes às fontes térmicas e hidráulicas convencionais foram obtidos em [54] e se referem aos preços médios do 1º leilão de energia nova (2005), com início de suprimento para janeiro de 2008.

A tarifa de compra da energia proveniente de usinas nucleares foi obtida na Resolução Homologatória nº. 570, da ANEEL, para o período de dezembro de 2007 a dezembro de 2008 [67].

Os custos de aquisição da energia produzida por fontes alternativas foram apuradas em [68] e correspondem aos valores médios de cada tecnologia considerada, com base nas tarifas do PROINFA.

## C. Outros Custos

O valor da TUSDg, usado no cálculo dos encargos de uso dos sistemas de distribuição, é de 2.420,00 R\$/MW/mês e refere-se a uma distribuidora do sudeste do Brasil [69].

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST, a ser usada no cálculo do custo do uso dos sistemas de transmissão, referente à potência importada da Rede Básica, vale 4.777,00 R\$/MW/mês [70].

Finalmente, o Valor Anual de Referência – VR utilizado no estudo é de 77,70 R\$/MWh [71]. Esse valor serve para regular o repasse máximo do custo de aquisição de energia, proveniente de unidades de geração distribuída, para as tarifas dos consumidores.

#### D. Curva de Carga e Variação da Demanda

Para a análise do Máximo Benefício Líquido da rede da concessionária, em um determinado horizonte de planejamento, é necessário incluir informações sobre a curva de carga e o crescimento da demanda. O nível de carga inicial corresponde ao perfil original do RTS (2.850 MW). Além disso, as curvas anuais de carga, para os diferentes anos, são consideradas como tendo o mesmo formato. Isso significa que os patamares de carga aumentam na mesma proporção que o pico de carga de cada período considerado.

Neste trabalho, as informações referentes ao crescimento da carga foram obtidas em [65], com divisão por classe consumidora. Assim, assume-se aqui que esse crescimento é constante no horizonte de planejamento considerado. A Tabela 5.8 apresenta a variação no consumo referente ao sistema brasileiro.

Tabela 5.8. Crescimento do consumo brasileiro por classe consumidora.

Tipo de Consumidor	Consumo (GWh)		Crescimento no Consumo (%)
	Jan-Out (2006)	Jan-Out (2007)	
Residencial	70.978	75.321	6,1
Industrial	136.722	143.321	4,8
Comercial	45.526	48.562	6,7
Rural	13.372	14.261	6,6
Poder Público	8.772	9.247	5,4
Iluminação Pública	9.166	9.222	0,6
Serviço Público	10.111	10.400	2,9
Consumo Próprio	1.632	1.565	-4,1
Total	296.279	311.899	5,3

A Tabela 5.9 mostra a variação no consumo utilizada para representar o crescimento na demanda do sistema em estudo, reunindo apenas as classes industrial, comercial e residencial, de acordo com o critério anteriormente mencionado e baseado no mercado nacional.

Tabela 5.9. Variação do consumo, por classe consumidora, utilizada nos estudos.

Tipo de Consumidor	Consumo (GWh)		Crescimento no Consumo (% a.a.)
	Jan-Out (2006)	Jan-Out (2007)	
Residencial	84.350	89.582	6,2
Industrial	136.722	143.321	4,8
Comercial	75.207	78.996	5,0
Total	296.279	311.899	5,3

Em relação ao horizonte de estudo, foram consideradas as informações encontradas no Módulo 2 do PRODIST, para o planejamento de sistemas de distribuição de AT [44]. Esse planejamento contempla dois horizontes discretizados anualmente:

- Planejamento de curto e médio prazo (5 anos)
- Planejamento de longo prazo (10 anos)

Assim, para o acesso de PIEs será considerado um horizonte de 5 anos, dentro da ótica do planejamento de curto e médio prazo.

Nesse contexto, aplicando-se o crescimento de carga mostrado na Tabela 5.9, obtém-se para a variação da demanda do RTS, os valores apresentados na Tabela 5.10.

Tabela 5.10. Variação da carga do sistema IEEE-RTS.

SISTEMA IEEE-RTS										
Barra Nº	ANO 1		ANO 2		ANO 3		ANO 4		ANO 5	
	Patamar de Carga		Patamar de Carga		Patamar de Carga		Patamar de Carga		Patamar de Carga	
	100%		100%		100%		100%		100%	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
1	108	22	113,7	23,2	119,7	24,4	126,1	25,7	132,7	27,0
2	97	20	102,5	21,1	108,2	22,3	114,3	23,6	120,7	24,9
3	180	37	189,8	39,0	200,2	41,1	211,1	43,4	222,6	45,8
4	74	15	78,1	15,8	82,4	16,7	87,0	17,6	91,8	18,6
5	71	14	74,9	14,8	78,9	15,6	83,2	16,4	87,8	17,3
6	136	28	143,5	29,5	151,3	31,2	159,6	32,9	168,3	34,7
7	125	25	131,8	26,4	139,0	27,8	146,6	29,3	154,6	30,9
8	171	35	180,6	37,0	190,6	39,0	201,3	41,2	212,5	43,5
9	175	36	184,2	37,9	193,8	39,9	203,9	42,0	214,6	44,1
10	195	40	205,4	42,1	216,3	44,4	227,8	46,7	240,0	49,2
13	265	54	279,0	56,9	293,8	59,9	309,3	63,0	325,6	66,4
14	194	39	203,8	41,0	214,1	43,0	224,9	45,2	236,3	47,5
15	317	64	332,8	67,2	349,4	70,5	366,8	74,0	385,0	77,7
16	100	20	105,2	21,0	110,7	22,1	116,5	23,3	122,5	24,5
18	333	68	349,6	71,4	367,0	74,9	385,2	78,7	404,4	82,6
19	181	37	190,2	38,9	199,8	40,8	210,0	42,9	220,6	45,1
20	128	26	134,9	27,4	142,1	28,9	149,7	30,4	157,7	32,0
Total	2.850,0	580,0	2.999,7	610,5	3.157,3	642,5	3.323,2	676,3	3.497,8	711,8

É possível observar que com esse crescimento, a capacidade de geração do RTS (3.405 MW) não consegue atender o patamar de carga do Ano 5 (3.497,8 MW). Entretanto, dentro da metodologia do Máximo Benefício Líquido, é necessário a comparação entre o caso base do sistema e aquele após a adição de PIEs. Para conseguir atender a esse requisito e manter um crescimento que permita sobrecarregar os circuitos do sistema de teste, de forma a poder avaliar a influência de todas as parcelas da Equação 4.2, incluindo as necessidades de reforços ou ampliações, serão considerados nas simulações apenas os patamares de carga dos Anos 1 e 4. Ou seja, o patamar inicial e o patamar de carga máximo que o sistema do caso base consegue atender. Com isso, é possível reduzir o número de simulações e, ainda, avaliar o benefício que a conexão de unidades de PIEs proporcionam para o sistema da concessionária.

### 5.3. Estudo 1 – Análise de Sensibilidade

O Estudo 1 está baseado, conforme mencionado anteriormente, em uma análise de sensibilidade do risco, que tem como objetivo indicar os melhores pontos de conexão para centrais geradoras de diferentes tecnologias e capacidades. Para isso, as simulações foram conduzidas considerando-se a adição de unidades de geração distribuída em diferentes pontos do sistema. Como a inserção de GD ocorre geralmente próxima aos centros de carga, foram previamente selecionados como potenciais pontos de conexão as barras de cargas de números 3, 4, 5, 6, 8, 9 e 10, do sistema IEEE-RTS.

As simulações foram executadas considerando-se o pico de carga do sistema. Os índices obtidos dessa forma, em base anual, são aceitáveis para efeito comparativo, pois se caracteriza como o cenário mais pessimista.

No cálculo dos índices de risco e custos de geração foi considerado que fazendas eólicas não são despachadas de forma centralizada. Isso significa que o FPO, do modelo de minimização do custo, não atua sobre elas. Ou seja, toda potência amostrada é injetada no sistema. Da mesma forma, usinas a biomassa de 30 MW e a PCH também não são despachadas centralmente. Assim, apenas usinas a biomassa com capacidades a partir de 50 MW podem ter sua geração reduzida, a fim de se obter um ponto de operação mais econômico para o sistema. Todas as outras unidades do RTS são passíveis de despacho pelo FPO. Como critério de parada da SMC, foi utilizado um coeficiente de variação igual a 5%.

#### 5.3.1. Fazendas Eólicas

##### 5.3.1.1. Ano 1

###### A. RCR

A conexão de fazendas eólicas foi avaliada, em termos de risco, com o intuito de quantificar o benefício por elas oferecido. Para isso, a EENS do sistema foi calculada no nível de carga do Ano 1. A Tabela 5.11 mostra os valores obtidos da EENS para cada uma das alternativas, no caso de conexão de fazendas eólicas de diferentes capacidades.

Tabela 5.11. Variação da EENS – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	EENS (MWh/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	149.883	149.883	149.883	149.883
Barra 3	139.667	122.643	133.223	130.668
Barra 4	147.841	131.337	138.650	134.462
Barra 5	149.186	133.350	123.473	130.325
Barra 6	144.880	126.175	123.620	134.589
Barra 8	122.603	121.556	111.892	129.994
Barra 9	138.903	138.949	127.828	124.070
Barra 10	139.844	142.825	134.174	129.236

É possível ver, a partir dos resultados, que geração eólica na Barra 8 proporciona, na maioria dos casos, desempenho superior em relação aos outros pontos de conexão, principalmente quando 30 MW são adicionados. Para o acesso de 50 MW, as Barras 3 e 6 também contribuem para uma redução considerável no índice de risco.

O aumento da capacidade de geração para 100 MW permite uma redução adicional na EENS do sistema, quando associado com os pontos de conexão referentes às Barras 8, 5 e 6, que apresentam os melhores resultados, respectivamente.

A injeção de 200 MW, por sua vez, foi responsável por um aumento na EENS, para a conexão nas Barras 5, 6 e 8, em relação a adição de 100 MW. Essa elevação no risco de suprimento ocorreu, também, para o acesso de 100 MW nas Barras 3 e 4, comparativamente ao caso de 50 MW. O aumento no nível de risco pode ocorrer, em princípio, por dois motivos:

- O primeiro se refere ao fato de que a geração eólica não é despachável. Conforme foi dito, o FPO não atua sobre essas unidades. Assim, toda a potência amostrada pela SMC é injetada no sistema de acordo com o modelo utilizado, que associa a velocidade do vento com a potência das turbinas. Dessa forma, pode não ser possível encontrar um ponto de operação que resulte em um estado de menor corte de carga, mantendo a injeção de potência da fazenda eólica e despachando apenas as outras unidades do sistema.
- Adicionalmente, essa elevação na EENS está relacionada, também, com o fato do modelo de geração eólica utilizado não possuir controle de tensão. Com isso, em determinados pontos de conexão e, principalmente, quando relacionado com unidades de maior capacidade, o FPO pode não ser capaz de encontrar uma solução

que minimize ainda mais o corte de carga, em relação ao caso da adição de uma unidade de menor capacidade. Portanto, isso está associado com violações de tensões que esbarram nas restrições impostas pelas equações de fluxo de potência (Equações 3.18, 3.19 e 3.23).

Com base nesses motivos é possível concluir, a partir dos resultados obtidos, que a injeção de 30 MW, na Barra 8, proporciona uma melhoria significativa na EENS, cuja redução supera o desempenho obtido com geração eólica de 200 MW, em todos os pontos de conexão. Isso mostra que o risco está diretamente relacionado com a localização e com a capacidade das unidades adicionadas. Assim, é possível afirmar, também, que o sistema IEEE-RTS não absorve bem unidades baseadas em fontes altamente variáveis, não despacháveis, sem controle de tensão e de grande capacidade, no que se refere à variação da EENS.

Apesar da variação obtida para a energia não-suprida, o valor da EENS do sistema, em todas as situações, apresentou uma redução, quando comparado com o resultado encontrado na simulação do Caso Base.

O Custo do Risco, calculado com base nos resultados acima, e relacionado com o índice EAIC, é utilizado no cálculo da Redução no Custo do Risco - RCR. Vale destacar que a EAIC é obtida a partir da Equação 3.42, em função da EENS e dos custos de interrupção, por barra de carga, apresentados na Tabela 5.6. A RCR, referente a primeira parcela do modelo de Máximo Benefício Líquido da rede da concessionária, é mostrado, então, na Tabela 5.12, calculada por meio da Equação 4.4.

Tabela 5.12. Redução no Custo de Risco – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	RCR (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	59.841.511,84	160.824.611,75	97.585.960,80	112.406.108,95
Barra 4	5.899.448,99	104.949.651,22	61.982.853,26	87.566.608,51
Barra 5	2.699.744,69	96.775.552,52	155.436.098,11	114.331.523,27
Barra 6	28.225.347,47	139.693.325,52	154.224.130,31	70.833.690,24
Barra 8	159.439.257,96	165.716.583,36	223.426.554,86	115.443.978,00
Barra 9	66.200.917,61	65.817.957,98	131.111.395,55	152.519.686,20
Barra 10	60.188.663,34	42.319.795,14	93.006.025,95	105.571.028,00

## B. RCP

A conexão de unidades geradoras pode, em determinados casos, aliviar o carregamento das linhas e, com isso, proporcionar uma redução nas perdas do sistema. Porém, em algumas situações pode ocorrer justamente o contrário. O aumento da capacidade de geração, em uma localização específica, pode ser responsável por uma elevação no custo das perdas de energia.

A variação das perdas está relacionada com a diferença entre os índices que representam a EPG e a EPS do sistema, ponderada pelo custo médio da energia obtida no respectivo despacho econômico, de acordo com a Equação 4.6. As Tabelas 5.13 e 5.14 mostram, respectivamente, os valores obtidos para esses índices, em cada caso simulado.

Tabela 5.13. Expectativa da Potência Gerada – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	EPG (MW/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	2.870,51	2.870,51	2.870,51	2.870,51
Barra 3	2.870,90	2.872,72	2.871,35	2.872,35
Barra 4	2.870,72	2.871,26	2.870,50	2.871,85
Barra 5	2.870,23	2.870,78	2.872,22	2.872,10
Barra 6	2.870,15	2.867,14	2.866,97	2.869,99
Barra 8	2.874,21	2.868,99	2.874,13	2.868,54
Barra 9	2.871,56	2.870,82	2.871,91	2.872,01
Barra 10	2.870,81	2.871,09	2.871,03	2.869,29

É possível observar, por exemplo, que o acesso de 30 MW de geração eólica proporciona uma pequena variação na EPG do sistema, na grande maioria dos casos. Essa variação na potência gerada ocorre mais significativamente quando associado com o ponto de conexão referente à Barra 8. O aumento em questão ocasiona, também, a maior elevação na EPS, dentre todos os casos de adição de 30 MW de eólica. Isso foi responsável pelo maior benefício obtido por essa alternativa, na parcela RCR.



Tabela 5.14. Expectativa da Potência Suprida – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	EPS (MW/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	2.832,89	2.832,89	2.832,89	2.832,89
Barra 3	2.834,06	2.836,00	2.834,79	2.835,08
Barra 4	2.833,12	2.835,01	2.834,17	2.834,65
Barra 5	2.832,97	2.834,78	2.835,90	2.835,12
Barra 6	2.833,46	2.835,60	2.835,89	2.834,64
Barra 8	2.836,00	2.836,12	2.837,23	2.835,16
Barra 9	2.834,14	2.834,14	2.835,41	2.835,84
Barra 10	2.834,04	2.833,70	2.834,68	2.835,25

No que diz respeito às perdas do sistema, porém, a conexão na Barra 8 obteve o pior desempenho, estando relacionado, inclusive, com um aumento dessa parcela quando comparada ao caso base. Esse resultado é responsável por uma RCP negativa, como pode ser vista na Tabela 5.15.

Tabela 5.15. Redução no Custo de Perdas – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	RCP (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	759.171,75	820.575,50	834.449,83	-316.898,21
Barra 4	-81.199,91	1.349.330,00	1.094.979,49	-231.909,05
Barra 5	297.148,13	1.623.010,03	1.111.382,45	18.546,51
Barra 6	905.440,91	6.379.758,56	6.688.715,37	1.543.387,89
Barra 8	-766.396,97	5.127.996,61	438.158,92	3.977.956,39
Barra 9	118.699,69	870.164,10	899.017,12	921.892,63
Barra 10	840.355,90	78.176,22	1.068.654,39	3.041.509,45

À medida que a capacidade das unidades cresce, observa-se que a EPG não varia tanto. Isso ocorre, pois a carga do sistema permanece constante para a análise em questão. Por outro lado, a EPS do sistema se beneficia, na maioria dos casos, da disponibilidade de potência de unidades maiores e, conseqüentemente, de energia proveniente das mesmas, como pôde ser visto na avaliação da EENS, anteriormente.

A pequena variação da EPG se refere, também, ao modelo de mínimo custo utilizado na SMC, cujo objetivo é reduzir ao máximo o corte de carga e ao mesmo tempo despachar as unidades geradoras de forma ótima. Com isso, é possível que alternativas, como a conexão de 30 MW na Barra 8, estejam associadas com maiores

perdas, já que as mesmas não fazem parte do objetivo a ser minimizado. Da mesma forma, alternativas que proporcionam um maior benefício para as perdas do sistema, podem não ser aquelas que possuem a RCR mais alta.

Portanto, é possível afirmar que a maior RCP está relacionada com a capacidade do sistema em absorver melhor a injeção de potência em um determinado ponto e, ao mesmo tempo, proporcionar um aumento na EPS, sem que com isso seja necessário elevar muito o despacho das unidades. Quando isso ocorre, pode-se observar uma redução no carregamento das linhas, devido ao melhor despacho, e, conseqüentemente, uma redução nas perdas.

Assim, com base nos resultados da Tabela 5.15, é possível visualizar que os custos das perdas variam bastante de uma alternativa para a outra e, também, quando se compara uma mesma opção de conexão, para distintas capacidades de geração. Essa variação está relacionada, conforme explicado anteriormente, com o despacho das unidades obtido por meio do modelo de mínimo custo utilizado na SMC.

Para exemplificar o que foi dito acima, considere o caso da adição de 50 MW de geração eólica nas barras 6, 8 e 9 e os valores obtidos para a EPG, EPS e perdas, como mostra a Tabela 5.16.

Tabela 5.16. Variação das perdas em função da EPG e EPS – Eólica – Ano 1 – 50 MW.

Alternativas	Ano 1 - Eólica - 50 MW		
	EPG (MW)	EPS (MW)	Perdas
Barra 6	2.867,14	2.835,60	31,55
Barra 8	2.868,99	2.836,12	32,86
Barra 9	2.870,82	2.834,14	36,68

O aumento na EPG do sistema devido à conexão de geração na Barra 8, em relação à Barra 6, proporciona uma elevação na EPS. Porém, o aumento na EPG é maior que o incremento na respectiva EPS, o que resulta numa perda superior. O menor despacho obtido com a conexão na Barra 6 não foi suficiente para proporcionar uma melhor EPS, porém foi responsável por reduzir a diferença entre EPG e EPS, ocasionando uma menor perda para o sistema.

Por outro lado, o despacho obtido com a Barra 6 foi superior que aquele encontrado com a utilização da Barra 9, como ponto de acesso. O menor despacho,

nesse caso, está associado com uma melhoria na potência suprida. Assim, um benefício é obtido, também, em termos de perdas.

Outro ponto a ser destacado, é que uma alternativa pode proporcionar uma redução nas perdas do sistema, mas, ao mesmo tempo, estar relacionada com uma elevação no custo médio da energia. Isso é responsável, também, por uma elevação no custo das perdas, como pode ser visto comparando-se a adição de 30 MW na Barra 4 com o caso base. A diferença entre a EPG e a EPS vale 37,5960 MW e 37,6242 MW, respectivamente. Porém, o custo médio da energia aumentou de 126,73 R\$/MWh, no caso base, para 127,07 R\$/MWh, quando a conexão da fazenda eólica ocorre na Barra 4. Isso foi responsável pela RCP negativa mostrada na Tabela 5.15.

O custo das perdas está, portanto, diretamente relacionado com o despacho obtido na SMC, para a minimização do custo total de geração e de corte de carga. Por isso, o fato da geração eólica não ser despachável, de não possuir controle de tensão e de ser altamente variável influencia, também, o custo das perdas de energia.

### C. RCUST

A entrada de unidades geradoras, na rede da distribuidora, pode contribuir para uma redução no Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST, diminuindo o custo com encargos de uso, baseados na Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST. Em outras palavras, o acesso de unidades de geração distribuída pode contribuir para uma menor importação de potência proveniente da rede básica ou de instalações de fronteira, gerando um benefício para a distribuidora.

A Expectativa do Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão – EMUST foi estimada por meio da SMC, com base na Equação 4.10, e pode ser vista na Tabela 5.17. As perdas no sistema de 138 kV foram obtidas através de análises de fluxo de potência e valem, aproximadamente, 26% das perdas totais do sistema IEEE-RTS.

Tabela 5.17. Variação da EMUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	EMUST (MW/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	691,84	691,84	691,84	691,84
Barra 3	682,69	679,12	660,83	627,72
Barra 4	684,36	681,00	676,59	683,17
Barra 5	684,94	680,28	683,89	689,84
Barra 6	682,38	663,26	645,41	600,76
Barra 8	694,94	693,72	702,28	682,52
Barra 9	684,22	677,72	663,34	632,92
Barra 10	683,09	678,48	663,88	601,45

O aumento na EMUST, em relação ao caso base, para conexão de fazendas eólicas de 30, 50 e 100 MW, na Barra 8, se deve ao despacho realizado pelo FPO, na busca pelo ponto de operação de menor custo total de geração e de corte de carga. Como foi dito anteriormente, o modelo de minimização despacha as unidades geradoras antes de qualquer corte de carga, pois os custos de interrupção são maiores que os de geração, na função objetivo. Assim, nos casos em questão, que forneceram os melhores desempenhos em termos de RCR, o ponto de operação encontrado está associado com uma redução na EPG da Barra 7, em decorrência de uma elevação nos valores de geração das unidades conectadas nas barras 13, 15, 16 e 18. Isso foi responsável por um aumento na importação da transmissão e, também, por uma elevação nos custos de geração do sistema, como veremos na análise da parcela RCG adiante.

Os valores da parcela RCUST, por sua vez, podem ser vistos na Tabela 5.18, calculados a partir da Equação 4.12.

Tabela 5.18. Variação da RCUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	RCUST (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	524.137,41	728.979,67	1.777.189,80	3.675.288,55
Barra 4	428.780,40	620.937,56	873.844,14	496.917,76
Barra 5	395.040,38	662.376,31	455.423,84	114.349,53
Barra 6	542.179,40	1.638.116,85	2.661.294,32	5.220.915,49
Barra 8	-177.968,67	-108.220,44	-598.474,78	533.813,60
Barra 9	436.796,74	809.128,13	1.633.482,87	3.377.484,77
Barra 10	501.589,88	765.366,06	1.602.503,96	5.181.197,12

#### D. RCG

A parcela RCG procura estimar a variação no custo de geração do sistema referente à energia adquirida no ACR, antes e após a conexão de unidades de PIEs, considerando que a distribuidora pretende incluir essa nova energia no processo de contabilização da contratação de 100% de suas cargas. O custo de geração anual, obtido por meio do índice EAGC, para cada caso em estudo, é mostrado na Tabela 5.19.

Tabela 5.19. Variação da EAGC – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	EAGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.186.725.090,81	3.186.725.090,81	3.186.725.090,81	3.186.725.090,81
Barra 3	3.197.277.456,11	3.206.167.415,64	3.221.080.146,56	3.255.442.726,56
Barra 4	3.197.312.385,39	3.204.428.297,30	3.219.927.985,23	3.254.064.891,63
Barra 5	3.196.646.777,87	3.203.843.504,44	3.221.533.931,75	3.254.561.985,24
Barra 6	3.198.206.960,40	3.219.425.566,12	3.241.846.416,92	3.277.399.942,24
Barra 8	3.201.380.224,00	3.201.836.214,00	3.224.481.276,00	3.259.728.300,78
Barra 9	3.197.993.704,09	3.203.679.390,75	3.221.440.591,78	3.254.623.314,16
Barra 10	3.196.985.935,96	3.203.745.730,47	3.220.372.332,94	3.275.376.280,66

A entrada de fazendas eólicas é responsável por uma elevação nos custos anuais de geração, que está relacionada com o seu alto custo e com o fato da mesma não ser despachável. Isso ocorre, pois a energia proveniente da geração eólica passa a suprir a demanda do sistema com prioridade em relação às demais unidades de menor custo. Essa elevação nos custos é mais significativa à medida que a capacidade das unidades aumenta.

O benefício em termos de redução no custo de compra no ACR, devido a aquisição de energia do produtor independente, é mostrada na Tabela 5.20, calculado com base na Equação 4.21.

Tabela 5.20. Redução no Custo de Geração – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	RCG (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	12.569.639,11	19.091.808,58	42.553.202,08	84.950.158,53
Barra 4	11.937.353,78	19.888.105,76	42.041.470,31	83.368.572,56
Barra 5	12.637.726,25	20.484.705,37	39.971.199,14	82.860.750,71
Barra 6	11.565.085,59	5.236.800,31	21.623.873,23	63.021.123,81
Barra 8	8.065.685,37	22.850.081,94	38.525.793,06	86.207.085,26
Barra 9	11.665.757,56	21.251.527,99	41.405.346,85	84.573.615,23
Barra 10	12.419.789,67	20.660.900,60	41.706.681,25	61.934.036,42

A entrada de fazendas eólicas na rede da distribuidora proporciona um benefício em termos de aquisição de energia nos leilões, para todas as alternativas consideradas.

Vale destacar, com base nas tabelas acima, que a variação nos custos de geração, no caso de conexão de unidades eólicas nas Barras 6 e 8, apresentam um comportamento distinto. O índice EAGC é significativamente maior quando a adição de 30 MW ocorre, por exemplo, na Barra 8 e, também, para o acesso de 50 MW na Barra 6, comparativamente às demais alternativas relacionadas com unidades de mesma capacidade. Isso está relacionado com o despacho obtido no processo de minimização do custo do risco de suprimento. Para melhor visualizar essa questão, considere a Tabela 5.21, que apresenta uma comparação entre o caso base e as alternativas citadas, através de índices de geração e risco de suprimento.

Tabela 5.21. Custos de geração e risco de suprimento – Eólica – Ano 1.

Eólica - Ano 1						
		EAGC (R\$)	RCG (R\$)	EA <sub>PIE</sub> (MWh)	EENS (MWh)	Perdas (MW)
Caso Base		3.186.725.091	-	-	149.883	37,6242
Barra 6	30 MW	3.198.206.960	11.565.086	98.994,70	144.880	36,6926
	50 MW	3.219.425.566	5.236.800	162.953,81	126.175	31,5455
Barra 8	30 MW	3.201.380.224	8.065.685	97.593,83	122.603	38,2096
	50 MW	3.201.836.214	22.850.082	163.056,59	121.556	32,8623

Com base nos dados da Tabela 5.21, é possível observar que a adição de 30 MW, na Barra 8, acarreta um custo de geração (EAGC) mais elevado que aquele obtido com conexão na Barra 6. Porém, a adição de geração eólica na Barra 8 se mostra mais

eficiente em termos de risco de suprimento. Em outras palavras, a EENS apresenta uma redução mais significativa, quando comparada com o valor encontrado para o caso base. Portanto, a adição de 30 MW, na Barra 8, está associada com uma redução no custo do risco que resultou em uma elevação no custo de geração do sistema. Além disso, avaliando-se os resultados do índice  $EA_{PIE}$ , vemos que o mesmo, para uma adição de 30 MW, na Barra 8, é um pouco inferior ao obtido com a conexão na Barra 6. Com isso, podemos afirmar que o aumento na EAGC se refere à elevação na expectativa da potência gerada pelas unidades convencionais do RTS, o que acarreta uma RCG inferior, na Barra 8. O aumento no despacho, por sua vez, está relacionado, também, com uma elevação das perdas do sistema.

A influência da adição de unidades de geração eólica, nos custos de geração, pode implicar em um resultado diferente. Isso ocorre no caso de conexão de 50 MW na Barra 6, que é responsável por uma grande elevação na EAGC. Esse aumento nos custos de geração, porém, não está associado com o melhor desempenho em termos de redução na EENS, que tem o resultado mais satisfatório quando a adição das unidades acontece na Barra 8. Por outro lado, as perdas do sistema são menores para o acesso na Barra 6, em relação à Barra 8. Adicionalmente, a  $EA_{PIE}$  apresenta, também, resultado ligeiramente inferior, quando associado com a Barra 6. Assim, podemos concluir que mesmo a Expectativa da Energia Gerada pelas unidades originais do RTS sendo maior no caso de acesso na Barra 8, em relação à Barra 6, o custo de geração foi menor que nesta última, devido ao despacho mais elevado das unidades de menor custo.

Portanto, o ponto de conexão que fornece a maior confiabilidade para o sistema pode ser responsável por contribuir para um aumento no custo de geração. Em outras situações, uma alternativa pode permitir um melhor despacho, sem resultar no melhor nível de risco. Assim, podemos concluir que a melhor alternativa é aquela que fornece a melhor relação custo versus benefício para o sistema e, também, que o custo de geração pode ter uma grande influência na determinação do ponto de conexão mais apropriado, no caso de acesso de unidades de geração distribuída nos sistemas das concessionárias de distribuição.

## E. CAE<sub>PIE</sub>

A comercialização direta com unidades de GD permite uma maior flexibilidade, por parte da distribuidora, na contratação da totalidade de suas cargas. Vale observar que os casos em estudo respeitam o limite de compra correspondente ao teto de 10% da carga da concessionária, como estabelecido por lei [46]. A Tabela 5.22 mostra os valores do custo de aquisição de energia das unidades de PIEs, com o valor do repasse às tarifas dos consumidores já descontado, conforme descrito pela Equação 4.18.

Tabela 5.22. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	CAE <sub>PIE</sub> (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	15.405.068,96	25.673.422,25	51.240.238,27	102.381.390,71
Barra 4	15.007.079,63	25.045.266,28	50.131.667,08	100.409.672,24
Barra 5	15.030.241,82	25.053.132,55	49.822.310,11	100.402.524,54
Barra 6	15.355.067,30	25.275.764,88	51.131.600,31	102.400.166,32
Barra 8	15.137.778,30	25.291.707,95	50.822.978,59	106.074.090,01
Barra 9	15.280.057,82	25.454.688,24	50.715.625,21	101.584.583,50
Barra 10	15.111.005,83	25.105.380,82	50.204.660,70	100.327.625,30

Comparando-se os resultados da tabela acima, com aqueles encontrados na Tabela 5.20, vemos que o custo de aquisição de energia proveniente de fazendas eólicas supera o benefício obtido com a redução no custo de geração, baseado nos valores referentes à compra no preço do leilão. Isso ocorre, pois o custo da energia supera, em muito, o valor do VR. Porém, a idéia de corrigir possíveis desvios na demanda prevista, e assim garantir a contratação de todo o mercado da distribuidora, pode ser bastante interessante. No entanto, para os casos onde o CAE<sub>PIE</sub> seja muito superior à parcela RCG, a opção da concessionária seria adotar uma política de compra numa porcentagem inferior. Assim, o custo da energia de uma determinada central geradora seria inferior ao benefício que ela proporciona, em termos de redução no custo de geração no ACR.



## F. ESS<sub>RO</sub>

O cálculo do custo das restrições de operação, para o processo de avaliação do risco baseado no Máximo Benefício Líquido da rede da distribuidora, tem como objetivo determinar a diferença entre os custos de geração do sistema nos despachos com e sem restrições, respectivamente. Os valores obtidos para o despacho sem restrições são mostrados na Tabela 5.23, para o caso base e para as quatro capacidades consideradas, através da utilização do índice AGCP.

Tabela 5.23. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Eólica – Ano 1.

Ano 1 - Eólica	
Capacidade das unidades (MW)	AGCP (R\$/ano)
Caso Base	3.152.023.200,00
30	3.178.447.740,00
50	3.196.064.100,00
100	3.240.105.000,00
200	3.328.186.800,00

O fato da geração eólica não ser despachável e possuir um alto custo é responsável por uma elevação no índice AGCP do sistema, tendo em vista que as unidades não despacháveis, como a eólica, entram em operação, independentemente do seu custo. À medida que a capacidade da fazenda eólica aumenta, o impacto se torna mais significativo, conforme é possível visualizar na Tabela 5.23.

Por sua vez, os custos de geração, para o despacho com restrições (AEGC), em todas as alternativas em estudo, são mostrados na Tabela 5.24.

Tabela 5.24. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	AEGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.197.634.768,00	3.197.634.768,00	3.197.634.768,00	3.197.634.768,00
Barra 3	3.223.008.984,00	3.240.038.424,00	3.283.036.008,00	3.370.754.268,00
Barra 4	3.222.664.716,00	3.239.622.324,00	3.282.825.768,00	3.372.110.316,00
Barra 5	3.222.888.096,00	3.239.947.320,00	3.283.185.804,00	3.371.770.428,00
Barra 6	3.222.482.508,00	3.239.228.124,00	3.281.737.776,00	3.370.883.040,00
Barra 8	3.222.489.516,00	3.239.182.572,00	3.281.349.708,00	3.367.507.812,00
Barra 9	3.222.995.844,00	3.239.965.716,00	3.282.609.396,00	3.368.760.492,00
Barra 10	3.222.911.748,00	3.239.822.928,00	3.282.321.192,00	3.368.144.664,00

A elevação nos valores do índice AEGC, em relação ao caso base, está relacionada, também, com a entrada de unidades não despacháveis e de alto custo, que fornecem, para o sistema, toda a energia produzida, independentemente do seu custo. Nesse caso, porém, o custo de geração varia de acordo com o ponto de conexão escolhido, devido aos limites da rede. O maior benefício, no que diz respeito às restrições de operação, é alcançado por meio da alternativa que fornece o valor para o AEGC mais próximo que aquele encontrado para o AGCP.

A diferença entre os custos de geração, obtida para os despachos com e sem restrições, é paga pela distribuidora na forma de Encargos de Serviços do Sistema - ESS<sub>RO</sub>, de acordo com a Equação 4.16. Os resultados encontrados para essa parcela são apresentados na Tabela 5.25.

Tabela 5.25. Variação do ESS<sub>RO</sub> – Eólica – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	ESS <sub>RO</sub> (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	21.261.529,60	21.261.529,60	21.261.529,60	21.261.529,60
Barra 3	20.778.440,51	20.511.085,20	20.021.254,68	19.853.143,51
Barra 4	20.615.291,41	20.313.933,14	19.921.604,65	20.484.401,00
Barra 5	20.718.392,17	20.464.597,83	20.094.124,07	20.327.019,53
Barra 6	20.531.330,64	20.131.732,55	19.418.783,40	19.908.416,53
Barra 8	20.544.257,73	20.113.879,59	19.242.775,79	18.340.198,32
Barra 9	20.772.408,44	20.471.011,43	19.823.765,17	18.925.200,72
Barra 10	20.732.711,92	20.403.025,50	19.687.269,83	18.633.022,55

O resultados indicam que o ponto de conexão referente à Barra 6 está associado com o menor custo de restrições de operação, no caso de unidades de 30 MW. Por outro lado, para fazendas eólicas a partir de 50 MW, o melhor desempenho na redução da parcela ESS<sub>RO</sub> é obtido com a adição das unidades na Barra 8. Embora os custos de geração tenham aumentado após a adição da geração eólica, o acesso da mesma proporciona uma melhoria nos custos das restrições de operação, quando comparados com o caso base.

## G. Eg

O acesso de fazendas eólicas, no sistema da distribuidora, remunera a concessionária por meio dos Encargos de Uso – Eg, de acordo com a Equação 4.9. Os resultados obtidos com base na EPG do PIE, já considerando o desconto de 50% na TUSDg, para unidades até 30 MW, é mostrado na Tabela 5.26.

Tabela 5.26. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 1 – Eólica.

Alternativas	Ano 1 - Eólica			
	Eg (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	164.621,43	548.701,91	1.095.125,39	2.188.133,08
Barra 4	160.368,44	535.276,73	1.071.432,60	2.145.992,78
Barra 5	160.615,95	535.444,85	1.064.820,90	2.145.840,02
Barra 6	164.087,10	540.203,03	1.092.803,54	2.188.534,36
Barra 8	161.765,11	540.543,77	1.086.207,56	2.267.054,82
Barra 9	163.285,53	544.027,05	1.083.913,17	2.171.103,42
Barra 10	161.479,01	536.561,52	1.072.992,64	2.144.239,25

A conexão na Barra 3, de acordo com os resultados acima, proporciona a maior injeção de potência no sistema, por parte do produtor independente, no caso de unidades até 100 MW. Por outro lado, o acesso de 200 MW está melhor relacionado com a Barra 8.

### 5.3.1.2. Ano 4

#### A. RCR

Para verificar a influência do aumento da demanda do sistema nas alternativas em questão, as mesmas simulações descritas anteriormente foram feitas levando-se em conta o crescimento da carga do RTS. Esse crescimento está baseado nos dados mencionados na Tabela 5.10. Portanto, a EENS do sistema, para a demanda do Ano 4, foi obtida e pode ser vista na Tabela 5.27.

Tabela 5.27. Variação da EENS – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	EENS (MWh/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	1.341.414	1.341.414	1.341.414	1.341.414
Barra 3	1.148.308	1.156.232	1.145.220	1.137.856
Barra 4	1.270.243	1.064.603	1.062.474	1.176.879
Barra 5	1.278.926	1.239.745	1.200.002	1.162.911
Barra 6	1.440.442	1.304.997	1.205.147	1.263.023
Barra 8	1.170.394	1.247.437	1.277.736	1.259.738
Barra 9	1.291.432	1.224.296	1.253.548	1.189.268
Barra 10	1.299.509	1.270.854	1.272.505	1.369.507

Os resultados mostram que o crescimento da demanda impacta, consideravelmente, o índice EENS. Mesmo assim, a entrada de fazendas eólicas proporciona, de forma geral, uma redução no risco do sistema, para o perfil de carga do Ano 4.

É possível verificar, a partir dos dados acima, que a adição de 30 MW de geração eólica contribui com os melhores desempenhos, em termos de risco, quando associada com os pontos de conexão referentes às Barras 3 e 8.

Por outro lado, o acesso na Barra 6 é responsável por um aumento na EENS, em relação ao caso base. A piora na EENS pode estar relacionada ao baixo fator de capacidade proporcionado por esse tipo de geração. Numa proporção pequena em relação ao total, a energia gerada por essa fonte pode não ser suficiente para cobrir os períodos em que ela não está disponível. Porém, à medida que o porte das unidades aumenta, pode-se observar uma redução na EENS do sistema.

A utilização de unidades de maior capacidade proporciona um benefício adicional na EENS, em praticamente todos os pontos de conexão. O acesso de 50 MW e de 100 MW combina melhor com o ponto de conexão referente à Barra 4. Para o acesso de 200 MW, a Barra 3 se apresenta, novamente, como a melhor opção de conexão.

A utilização de fazendas eólicas de 200 MW, que não se mostrou interessante, no perfil de carga do Ano 1, apresenta o mesmo comportamento, em algumas alternativas de acesso. A conexão na Barra 10, por exemplo, é responsável por um aumento na EENS, em relação ao caso base. No caso da Barra 6, o efeito na EENS é pior para o acesso de 200 MW, que no caso de conexão de 100 MW. Entretanto, em outras alternativas, o aumento da capacidade de geração eólica proporciona um benefício para o sistema, como no caso de 200 MW na Barra 5. Assim, o fato de a geração eólica possuir um baixo fator de capacidade, por depender da disponibilidade

de vento, e, também, por não ser despachável, não acarretou, nesse caso, um aumento da EENS, como ocorreu para o perfil de carga do Ano 1. Isso está relacionado com a grande deficiência do sistema, em termos de geração, para atender o alto nível de demanda do Ano 4. Portanto, mesmo uma geração altamente variável e sem controle de tensão é capaz de proporcionar uma melhora no índice EENS, para sistemas com deficiências de geração, onde qualquer injeção adicional de potência é absorvida com facilidade pela rede.

A Tabela 5.28 mostra os resultados obtidos para a parcela RCR.

Tabela 5.28. Redução no Custo de Risco – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	RCR (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	1.133.910.786,21	1.085.319.842,90	1.150.690.127,83	1.193.347.243,99
Barra 4	357.283.505,60	1.598.972.647,07	1.613.876.499,76	926.117.088,96
Barra 5	361.484.131,46	591.618.902,69	825.399.310,12	1.043.781.847,05
Barra 6	-595.679.596,33	208.164.873,15	791.737.677,07	455.311.787,58
Barra 8	978.170.405,29	515.893.218,07	334.696.764,77	441.755.882,07
Barra 9	319.791.449,84	710.530.378,05	534.245.740,15	901.883.355,05
Barra 10	263.560.664,54	427.999.655,07	414.976.484,98	-288.824.880,78

## B. RCP

O crescimento da carga implica em um aumento na EPG do sistema, necessário para atender a esse incremento na demanda. Conseqüentemente, essa variação afeta, também, as perdas do sistema, devido ao maior carregamento das linhas. O Custo das Perdas, obtido por meio da Equação 4.6, é mostrado na Tabela 5.29.

Tabela 5.29. Variação no Custo das Perdas – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	Custo das Perdas (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	52.492.213,93	52.492.213,93	52.492.213,93	52.492.213,93
Barra 3	53.264.573,83	52.659.505,86	52.009.002,70	52.283.775,13
Barra 4	48.885.807,05	51.234.258,13	51.549.578,89	57.826.471,75
Barra 5	49.703.375,07	52.395.871,19	51.766.560,69	53.374.710,87
Barra 6	49.196.926,82	49.214.169,58	50.267.714,28	63.186.878,19
Barra 8	51.008.703,18	51.275.641,87	55.928.935,89	65.784.671,07
Barra 9	50.546.823,38	55.933.233,60	52.161.254,07	53.026.801,52
Barra 10	50.733.388,23	51.483.216,39	53.663.446,79	71.004.958,15

Apesar do aumento, no Ano 4, do custo das perdas, decorrente do maior despacho alcançado na minimização do custo de corte de carga, a entrada de fazendas eólicas proporciona uma redução nessa parcela, para a maioria das alternativas, quando comparada com o caso base. A Tabela 5.30 apresenta, então, os resultados obtidos para a RCP.

Tabela 5.30. Redução no Custo de Perdas – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	RCP (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	-772.359,90	-167.291,93	483.211,23	208.438,80
Barra 4	3.606.406,88	1.257.955,80	942.635,04	-5.334.257,82
Barra 5	2.788.838,86	96.342,74	725.653,24	-882.496,94
Barra 6	3.295.287,11	3.278.044,35	2.224.499,65	-10.694.664,26
Barra 8	1.483.510,76	1.216.572,06	-3.436.721,96	-13.292.457,14
Barra 9	1.945.390,55	-3.441.019,67	330.959,86	-534.587,59
Barra 10	1.758.825,70	1.008.997,54	-1.171.232,86	-18.512.744,22

Vale destacar o bom desempenho, em termos de perdas, proporcionado pela conexão de 30 MW, nas Barras 4 e 6. No caso de acesso na Barra 4, o benefício na parcela RCP está associada com uma elevação na potência suprida, obtida a partir de um incremento na potência gerada do sistema. Esse incremento, porém, é inferior ao aumento na EPS, o que gera uma menor perda na rede.

A conexão na Barra 6, entretanto, está relacionada com um maior nível de risco, decorrente de uma redução na EPS. Esse menor suprimento é, no entanto, consequência de um ponto de operação que resultou em um menor despacho das

unidades. Com isso, vemos, mais uma vez, que um benefício em termos de redução nas perdas pode ou não estar relacionado com uma melhora no risco do sistema.

### C. RCUST

A Tabela 5.31 apresenta os resultados obtidos para a parcela RCUST, no perfil de carga do Ano 4.

Tabela 5.31. Variação da RCUST em relação ao caso base – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	RCUST (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	-324.354,67	54.045,74	1.000.039,50	3.096.456,76
Barra 4	64.838,89	-435.451,87	436.631,11	2.891.167,50
Barra 5	77.748,80	384.852,47	1.159.716,52	3.254.508,09
Barra 6	1.522.846,53	1.665.175,49	1.876.779,68	4.247.229,63
Barra 8	-756.064,52	1.063.478,64	1.419.426,81	2.076.307,37
Barra 9	304.208,27	619.381,07	1.406.791,38	3.252.396,56
Barra 10	352.741,35	665.884,78	1.506.577,82	5.190.385,45

O bom desempenho obtido na RCR, proporcionado pelo acesso de 30 MW, nas Barras 3 e 8, por exemplo, foi alcançado por meio de um aumento na EPG. Essa elevação, porém, está relacionada com um maior despacho de unidades conectadas no sistema de 230 kV. Isso ocorreu mesmo com o aumento da capacidade instalada do sistema de 138 kV, devido à adição da fazenda eólica. O ponto de operação de menor custo de geração e de corte de carga encontrado é resultante de uma redução na potência gerada pela unidade 7, em decorrência de uma elevação mais significativa na geração da unidade conectada na Barra 23. Conseqüentemente, essa variação está relacionada com um aumento na EMUST, que implicou em uma RCUST negativa, nesses casos.

### D. RCG

O despacho obtido no modelo de minimização do custo, no perfil de carga do Ano 4, é responsável por uma elevação no índice EAGC, devido ao aumento na EPG das unidades e, principalmente, pela influência do acesso de geração eólica de alto custo

e não despachável. O custo de geração anual encontrado, em cada caso, é mostrado na Tabela 5.32.

Tabela 5.32. Variação da EAGC – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	EAGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62
Barra 3	3.625.801.468,81	3.630.931.484,02	3.648.334.103,02	3.682.874.552,26
Barra 4	3.605.739.048,22	3.641.849.294,00	3.658.319.304,13	3.681.691.267,22
Barra 5	3.605.615.419,09	3.620.019.766,81	3.640.971.325,62	3.680.464.737,23
Barra 6	3.581.483.719,63	3.606.070.252,79	3.636.132.596,00	3.674.183.202,71
Barra 8	3.621.767.071,89	3.618.103.743,80	3.634.898.174,56	3.679.566.438,78
Barra 9	3.604.935.678,29	3.626.118.247,77	3.635.324.721,69	3.678.867.606,48
Barra 10	3.603.859.367,38	3.615.155.623,00	3.633.432.472,24	3.671.413.891,91

A única exceção se refere à conexão de 30 MW na Barra 6. O aumento da EENS, em relação ao caso base, decorrente de um ponto de operação que resultou em um maior corte de carga, está associado com uma EPG inferior, conforme foi dito anteriormente. Essa menor geração está relacionada, então, com uma redução na EAGC, quando comparada com o caso base.

Os resultados encontrados para a parcela RCG são mostrados na Tabela 5.33, calculado com base na Equação 4.21.

Tabela 5.33. Redução no Custo de Geração – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	RCG (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	-12.541.920,14	-2.446.466,16	17.975.328,16	59.984.482,71
Barra 4	6.944.638,20	-14.279.267,37	6.442.393,03	57.489.647,37
Barra 5	7.680.111,33	8.546.526,28	25.754.212,62	62.727.547,04
Barra 6	29.050.167,52	21.736.727,73	28.988.070,60	65.547.861,72
Barra 8	-9.186.398,55	9.459.278,08	30.103.279,22	62.396.959,77
Barra 9	8.919.203,56	3.410.619,02	33.535.127,27	68.887.193,03
Barra 10	9.689.734,32	13.625.691,73	34.009.067,91	76.901.684,71

O aumento no custo de compra da energia proveniente de unidades convencionais, quando comparada com o caso base, para algumas alternativas



associadas com geração eólica de 30 e de 50 MW, está relacionado com um ponto de operação que permite uma maior injeção de potência pelos geradores do sistema. Em outras palavras, o acesso de fazendas eólicas, nesses locais de conexão, proporciona um melhor despacho das unidades, o que possibilita um maior fornecimento de energia por parte dos geradores convencionais do sistema. Isso é responsável pelo bom desempenho em termos de EENS, porém acarreta um maior custo de geração, devido ao incremento na EPG.

Por outro lado, a menor disponibilidade de potência gerada, decorrente do acesso de 30 MW na Barra 6, que ocasiona uma elevação da EENS do sistema, é responsável por um benefício nos custos de compra de energia. Nesse caso, o benefício obtido com redução do custo de compra no ACR é proveniente de um menor suprimento.

À medida que a capacidade das unidades adicionadas aumenta, um maior volume de energia do PIE é comercializado diretamente com a distribuidora, reduzindo progressivamente o custo de aquisição da energia no valor do leilão. Isso não ocorre apenas em alguns casos de adição de 50 MW, como, por exemplo, na Barra 4, pelos motivos descritos acima.

#### E. CAE<sub>PIE</sub>

Adicionalmente, a variação na RCG está relacionada com a parcela CAE<sub>PIE</sub>, cujos valores podem ser vistos na Tabela 5.34.

Tabela 5.34. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	CAE <sub>PIE</sub> (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	15.242.003,68	25.385.994,60	50.586.564,80	101.587.849,30
Barra 4	14.858.334,62	24.776.380,36	49.555.384,77	99.137.296,26
Barra 5	15.265.976,57	25.440.144,34	50.863.796,74	101.809.877,13
Barra 6	13.426.027,73	24.934.251,23	49.794.548,68	99.503.834,40
Barra 8	14.789.702,00	24.771.713,44	49.715.122,97	100.991.130,24
Barra 9	15.638.645,27	26.081.460,46	52.285.784,35	104.849.659,52
Barra 10	15.434.918,80	25.583.402,82	51.340.834,05	105.223.278,08

De uma forma geral, o custo de aquisição de energia do PIE é superior ao benefício obtido com a RCG, devido ao maior valor da tarifa da geração eólica em relação ao VR, conforme discutido na análise do perfil de carga do Ano 1.

#### F. ESS<sub>RO</sub>

As restrições de operação foram, também, avaliadas para a carga do Ano 4. Os valores do despacho sem restrições são apresentados a seguir.

Tabela 5.35. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Eólica – Ano 4.

Ano 4 - Eólica	
Capacidade das unidades (MW)	AGCP (R\$/ano)
Caso Base	3.700.271.584,32
30	3.726.696.124,32
50	3.744.312.484,32
100	3.788.353.384,32
200	3.876.435.184,32

Da mesma forma, a influência no custo de geração, devido ao despacho com restrições, é mostrada na Tabela 5.36.

Tabela 5.36. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	AEGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00
Barra 3	3.783.233.760,00	3.799.840.092,00	3.841.953.792,00	3.928.075.104,00
Barra 4	3.782.441.856,00	3.798.650.484,00	3.840.196.536,00	3.927.310.356,00
Barra 5	3.782.663.484,00	3.798.973.728,00	3.840.615.264,00	3.927.346.272,00
Barra 6	3.782.326.224,00	3.798.373.668,00	3.839.213.664,00	3.924.381.888,00
Barra 8	3.782.422.584,00	3.798.660.120,00	3.840.045.864,00	3.924.666.588,00
Barra 9	3.783.185.580,00	3.799.670.148,00	3.841.171.524,00	3.925.355.124,00
Barra 10	3.783.027.900,00	3.799.406.472,00	3.840.641.544,00	3.924.245.232,00

O crescimento da carga foi responsável por uma elevação nos custos de geração, em ambos os casos, conforme esperado. Mais uma vez, o alto valor da tarifa de compra da energia proveniente de fazendas eólicas, combinado com o fato da mesma

não ser despachável, contribui para um custo de operação mais elevado que aquele obtido no caso base.

A diferença entre os dois despachos pode ser vista na Tabela 5.37 e se refere ao custo de geração devido às restrições de operação.

Tabela 5.37. Variação do  $ESS_{RO}$  – Eólica – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	$ESS_{RO}$ (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	26.823.049,82	26.823.049,82	26.823.049,82	26.823.049,82
Barra 3	26.121.178,41	25.651.142,28	24.766.656,32	23.863.526,55
Barra 4	25.694.344,46	25.133.795,09	23.984.105,83	23.493.320,23
Barra 5	25.786.804,64	25.205.405,22	24.119.008,00	23.514.016,23
Barra 6	25.558.722,20	24.895.556,20	23.467.362,13	22.099.021,61
Barra 8	25.732.414,02	25.064.487,11	23.830.252,37	22.243.584,46
Barra 9	26.020.973,46	25.532.102,56	24.352.025,26	22.587.955,95
Barra 10	25.944.271,88	25.391.756,47	24.100.596,30	21.970.010,58

A adição de unidades de PIEs está relacionada com uma redução na  $ESS_{RO}$ , quando os valores são comparados com aqueles obtidos para o caso base. Para unidades até 100 MW, a conexão na Barra 6 se apresenta como melhor opção, por proporcionar o maior benefício na parcela em questão. No entanto, no caso de adição de 200 MW, a Barra 10 oferece um melhor desempenho, no que diz respeito às restrições de operação.

#### G. Eg

Os valores do Encargo de Uso dos Sistemas de distribuição, em cada caso, são mostrados na Tabela 5.38. O Eg varia em função da TUSDg e da respectiva EPG injetada na rede.

Tabela 5.38. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 4 – Eólica.

Alternativas	Ano 4 - Eólica			
	Eg (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	162.878,88	542.558,90	1.081.154,84	2.171.173,22
Barra 4	158.778,92	529.530,00	1.059.116,08	2.118.799,09
Barra 5	163.135,06	543.716,21	1.087.079,94	2.175.918,48
Barra 6	143.473,02	532.904,07	1.064.227,58	2.126.632,88
Barra 8	158.045,50	529.430,25	1.062.530,06	2.158.419,92
Barra 9	167.117,47	557.422,65	1.117.471,19	2.240.885,84
Barra 10	164.940,41	546.777,98	1.097.275,36	2.248.870,96

As variações na EPG são responsáveis pelas diferenças nos custos dos encargos de uso, que podem ser observadas na Tabela 5.38, quando se compara as diversas alternativas em questão, para uma mesma capacidade de geração eólica. Em alguns casos, o valor da injeção de potência da unidade do PIEs diminuiu em relação ao obtido no estudo do Ano 1. Isso se deve às diferenças nos estados amostrados, que variam um pouco quando a carga aumenta, além do caráter probabilístico dos estados de geração. Porém, em outras situações, ocorreu justamente o contrário, como é o caso da adição de 30 MW na Barra 9, por exemplo, que resultou em um aumento dessa parcela em relação ao Ano 1. Portanto, a variação na demanda do sistema contribui, também, com uma variação no custo dos encargos de uso dos sistemas de distribuição, a serem pagos pelo PIE.

#### 5.3.1.3. Análise do Máximo Benefício Líquido

O resultado final do Máximo Benefício Líquido, referente ao acesso de fazendas eólicas, na rede da distribuidora, é obtido através da utilização da Equação 4.2, a partir dos valores encontrados na análise de cada uma das parcelas descritas acima. O cálculo do custo total, combinando os resultados nos dois perfis de carga, é avaliado através do método do valor presente, para cada alternativa em estudo, e podem ser vistos na Tabela 5.39.

Tabela 5.39. Máximo Benefício Líquido – Eólica.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica			
	Máximo Benefício Líquido (R\$)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	805.737.599,64	870.576.400,78	852.607.781,65	887.368.969,91
Barra 4	215.834.319,08	1.175.374.822,34	1.139.713.926,57	665.047.081,17
Barra 5	216.141.395,63	466.430.266,35	682.701.207,24	780.367.051,32
Barra 6	-422.016.894,08	240.150.049,46	651.447.133,88	301.606.706,89
Barra 8	792.531.416,95	489.184.237,47	399.442.222,54	348.698.485,48
Barra 9	248.570.418,38	513.187.066,54	457.211.983,51	726.851.222,83
Barra 10	204.929.879,11	298.490.814,40	335.465.966,61	-190.346.943,06

A análise da tabela acima permite concluir que os melhores pontos de conexão, no caso de acesso de geração eólica, variam com a capacidade das unidades adicionadas. Além disso, a avaliação dos resultados apresentados mostra que a parcela mais significativa, no cálculo do Máximo Benefício Líquido, se refere à Redução no Custo do Risco, que varia bastante com o ponto de conexão e, principalmente, com o crescimento da carga. A Tabela 5.40 apresenta uma comparação entre o valor obtido para a RCR e para os outros benefícios e custos associados com as demais parcelas da Equação 4.2, no caso de fazendas eólicas de 30 MW.

Tabela 5.40. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 30 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 30 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	866.936.812,24	4.425.792,87	65.625.005,47	-61.199.212,60
Barra 4	260.206.791,14	20.114.494,94	64.486.967,00	-44.372.472,06
Barra 5	259.997.009,36	21.113.579,05	64.969.192,77	-43.855.613,72
Barra 6	-395.767.623,22	37.385.702,06	63.634.972,91	-26.249.270,86
Barra 8	855.681.631,44	1.374.663,32	64.524.877,81	-63.150.214,49
Barra 9	293.822.155,03	20.453.223,36	65.704.960,01	-45.251.736,64
Barra 10	247.785.938,46	22.440.549,00	65.296.608,36	-42.856.059,35

Vale destacar que a coluna Outros Benefícios, da tabela acima, inclui as parcelas RCP, Eg, RCUST e RCG. Da mesma forma, os Custos estão associados com a soma das parcelas  $ESS_{RO}$  e  $CAE_{PIE}$ .

O alto valor do custo de interrupção, frente aos respectivos custos de geração, é responsável pela grande diferença nos resultados da RCR, comparativamente às demais parcelas. Porém, ao contrário da RCR, que procura medir o quanto o sistema é confiável, os outros valores se referem a receitas e despesas diretas da concessionária. Assim, essas outras parcelas podem ter um peso maior na determinação dos melhores pontos de conexão, do ponto de vista financeiro da distribuidora.

A conexão de geração eólica de 30 MW, por exemplo, apresenta os melhores resultados quando estão relacionadas com as Barras 3 e 8. No caso da Barra 3, o acesso proporciona, além do melhor desempenho em termos de risco, um menor custo direto que aquele obtido com a Barra 8, como pode ser visto na última coluna da Tabela 5.40. Por outro lado, a conexão na Barra 6, embora associada com um menor prejuízo, proporciona uma elevação no nível de risco do sistema. Dessa forma, a decisão da distribuidora pode estar relacionada com as alternativas que resultam em um prejuízo intermediário, porém com uma RCR positiva, como ocorre no caso de acesso nas Barras 5 e 10. A conexão na Barra 10, por exemplo, está associada com um maior Benefício e com um menor Custo, quando comparada com a Barra 3, embora essa última tenha proporcionado uma RCR bem superior. Portanto, a escolha da distribuidora, entre duas alternativas que proporcionam melhoria na confiabilidade, pode recair sobre aquela que esteja associada com menores despesas diretas, como a conexão na Barra 10. Com isso, se a distribuidora estiver disposta a absorver um maior custo direto, em prol de uma melhoria considerável no nível de risco do sistema, a indicação dos dois pontos de acesso, para o PIE, deve estar relacionada com as Barras 3 e 8. Por outro lado, os pontos de conexão referentes às Barras 5 e 10, podem ser escolhidos por proporcionarem uma redução no risco da rede, porém com menores custos diretos.

É importante observar que, em um processo de solicitação de conexão, a concessionária deve indicar no mínimo dois pontos de acesso para o produtor independente, com as devidas justificativas, conforme mencionado no Capítulo 2, com base no PRODIST.

A mesma análise acima pode ser usada para escolher os melhores pontos de acesso relacionados com unidades de maior capacidade. As Tabelas 5.41, 5.42 e 5.43 a seguir apresentam as mesmas informações da Tabela 5.40, no caso de conexão de fazendas eólicas de 50, 100 e 200 MW, respectivamente. Finalmente, Tabela 5.44 mostra um resumo das melhores alternativas.

Tabela 5.41. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 50 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 50 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	933.333.838,48	19.754.295,68	82.511.733,38	-62.757.437,70
Barra 4	1.243.066.798,19	13.192.300,62	80.884.276,47	-67.691.975,85
Barra 5	517.878.201,68	30.118.296,87	81.566.232,19	-51.447.935,33
Barra 6	287.860.970,52	33.164.449,05	80.875.370,11	-47.710.921,06
Barra 8	532.919.185,96	37.143.062,23	80.878.010,71	-43.734.948,49
Barra 9	571.559.446,54	24.290.834,34	82.663.214,35	-58.372.380,01
Barra 10	346.961.495,69	33.320.836,55	81.791.517,83	-48.470.681,28

Tabela 5.42. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 100 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	916.624.465,14	60.879.743,87	124.896.427,35	-64.016.683,49
Barra 4	1.210.708.268,20	51.402.886,95	122.397.228,57	-70.994.341,63
Barra 5	742.939.023,60	63.049.897,16	123.287.713,53	-60.237.816,37
Barra 6	717.767.370,30	56.376.528,32	122.696.764,74	-66.320.236,42
Barra 8	461.657.101,03	60.199.021,38	122.413.899,87	-62.214.878,49
Barra 9	511.376.960,87	70.923.692,13	125.088.669,50	-54.164.977,37
Barra 10	388.378.091,26	70.677.525,87	123.589.650,51	-52.912.124,65

Tabela 5.43. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 200 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 200 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	961.807.106,00	137.090.209,51	211.528.345,61	-74.438.136,10
Barra 4	746.758.459,59	126.468.745,42	208.180.123,85	-81.711.378,42
Barra 5	857.274.825,03	133.024.842,23	209.932.615,94	-76.907.773,71
Barra 6	394.915.627,24	115.554.173,48	208.863.093,83	-93.308.920,35
Barra 8	429.877.089,21	130.951.720,37	212.130.324,10	-81.178.603,73
Barra 9	794.462.444,16	143.606.140,41	211.217.361,73	-67.611.221,33
Barra 10	-100.008.817,21	119.156.192,53	209.494.318,37	-90.338.125,85

Tabela 5.44. Melhores pontos de acesso – Eólica.

Alternativas	Melhores Alternativas de Conexão - Eólica	
	Maior Benefício Líquido	Maior Diferença (Outros Benefícios - Custos)
30	3 e 8	6 e 10
50	4 e 3	8 e 6
100	4 e 3	10 e 9
200	3 e 5	9 e 3

## 5.3.2. Usinas Térmicas a Biomassa

Os mesmos procedimentos descritos anteriormente foram repetidos considerando-se, agora, a conexão de usinas térmicas a biomassa. Esse tipo de geração possui um fator de capacidade bem mais elevado, por depender, essencialmente, da disponibilidade de combustível. Além disso, usinas com capacidade instalada a partir de 50 MW são despachadas pelo otimizador. Dessa forma, o FPO tem um maior controle sobre a potência gerada pelas unidades, o que permite minimizar ainda mais os cortes de carga e ao mesmo tempo manter um custo ótimo de geração para o sistema. A Tabela 5.45 mostra os valores da EENS, obtidos com a adição de usinas a biomassa, para as quatro capacidades consideradas, no perfil de carga do Ano 1.

Tabela 5.45. Variação da EENS – Biomassa – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Biomassa			
	EENS (MWh/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	149.883	149.883	149.883	149.883
Barra 3	112.774	104.774	83.068	53.947
Barra 4	134.652	121.811	95.499	65.425
Barra 5	131.772	118.646	97.809	63.089
Barra 6	138.989	125.842	95.863	64.774
Barra 8	108.902	98.907	86.758	49.890
Barra 9	125.021	121.335	98.316	63.197
Barra 10	125.439	119.432	98.727	65.052

A adição de usinas a biomassa é responsável por uma variação no índice de risco mais significativa que aquela obtida com a conexão de fazendas eólicas. Com isso, podemos afirmar que o tipo de tecnologia empregada na geração de energia influencia, também, o nível de risco do sistema. É possível visualizar, com base nas informações da



Tabela 5.45, que o aumento da capacidade de geração proporciona, em todas as alternativas, uma redução progressiva na EENS. Essa redução se deve, além dos motivos descritos acima, ao fato das unidades possuírem controle de tensão, principalmente aquelas de maior capacidade. Além disso, podemos observar, também, que a conexão de geração de 30, 50 e 200 MW, na Barra 8, está associada com o maior desempenho em termos de risco de suprimento. Por outro lado, o acesso de 100 MW tem o melhor resultado quando combinado com a Barra 3.

Conforme descrito nos estudos relativos ao acesso de fazendas eólicas, os resultados encontrados para o nível de carga do Ano 4 têm uma influência bastante significativa na avaliação do Máximo Benefício Líquido. Assim, como forma de simplificar a apresentação dos resultados, serão mostrados a seguir, o impacto do acesso de usinas a biomassa, nas diversas parcelas da Equação 4.2, apenas para o estudo referente ao perfil de carga do Ano 4. A análise final, entretanto, incluirá, também, os custos relacionados à adição das usinas no Ano 1.

#### 5.3.2.1. Ano 4

##### A. RCR

A variação no índice EENS, obtida com a adição de usinas a biomassa, para a carga do Ano 4, é mostrada na Tabela 5.46.

Tabela 5.46. Variação da EENS – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	EENS (MWh/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	1.341.414	1.341.414	1.341.414	1.341.414
Barra 3	1.103.634	1.079.939	969.768	706.384
Barra 4	1.229.474	1.169.518	1.045.493	772.960
Barra 5	1.239.298	1.172.283	1.050.035	775.360
Barra 6	1.228.669	1.177.383	1.069.633	866.860
Barra 8	1.169.550	1.134.592	1.041.062	771.199
Barra 9	1.195.632	1.114.596	1.029.626	766.115
Barra 10	1.236.569	1.165.681	1.032.559	781.801

O crescimento da carga do RTS é responsável por uma grande elevação na EENS do sistema, da mesma forma que ocorreu no caso de adição de fazendas eólicas.

Porém, a alta disponibilidade da geração a biomassa é responsável por permitir melhores índices de risco para o sistema.

O benefício em termos de risco, por sua vez, em todas as capacidades avaliadas, tem o seu melhor desempenho quando combinado com o ponto de conexão referente à Barra 3.

Adicionalmente, a RCR, associada com os valores da EENS acima, pode ser vista na Tabela 47, em cada alternativa de conexão considerada.

Tabela 5.47. Redução no Custo de Risco – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	RCR (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	1.399.711.014,06	1.541.848.095,83	2.200.724.862,39	3.769.261.017,21
Barra 4	600.286.607,21	960.310.013,76	1.704.729.500,68	3.340.528.066,97
Barra 5	595.958.410,22	994.040.460,24	1.721.924.009,13	3.356.002.211,35
Barra 6	660.691.620,89	963.784.254,83	1.612.054.833,28	2.816.738.821,07
Barra 8	980.390.390,72	1.188.455.084,58	1.748.124.443,37	3.361.482.060,68
Barra 9	886.709.977,64	1.362.253.055,74	1.871.834.217,22	3.428.320.097,56
Barra 10	636.453.968,38	1.056.787.871,33	1.846.537.154,48	3.333.606.673,02

## B. RCP

A entrada de usinas a biomassa proporciona, de uma forma geral, um benefício em termos de redução no custo das perdas de energia. A adição de geração a biomassa contribui, em todos os casos, para uma redução no custo médio da energia do sistema, principalmente, quando unidades de maior porte são inseridas na rede. Isso está relacionado com o fato desse tipo de usina possuir, comparativamente, um baixo custo de geração, o que leva ao despacho dessas unidades com prioridade em relação aos demais geradores de maior tarifa, na grande maioria das vezes.

Adicionalmente, na maioria dos casos em estudo, o ponto de operação obtido pelo modelo de mínimo custo está associado, também, com uma redução na diferença entre os índices EPG e EPS, em relação aquele encontrado para o caso base. Conseqüentemente, um benefício é alcançado em termos de redução no custo das perdas, como pode ser visto na Tabela 5.48.

Tabela 5.48. Redução no Custo de Perdas – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	RCP (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	207.379,81	678.734,74	2.694.005,64	4.946.297,69
Barra 4	3.187.432,14	3.418.312,00	4.856.177,46	3.702.407,41
Barra 5	1.721.868,42	3.585.794,31	4.787.744,76	6.087.348,35
Barra 6	1.238.447,25	4.392.676,23	5.928.999,39	8.855.608,00
Barra 8	997.554,75	-10.235.966,66	-12.798.163,38	-13.599.542,44
Barra 9	1.835.682,81	2.249.449,55	3.764.728,21	5.838.982,11
Barra 10	2.327.711,42	2.621.480,75	4.648.810,83	7.745.959,03

O acesso de unidades acima de 30 MW, na Barra 8, entretanto, foi responsável por uma elevação nas perdas do sistema. Nesse caso, o despacho produzido para se obter um menor custo do risco está relacionado com um ponto de operação que resultou em um aumento na EPG do sistema, ocasionando assim um maior custo com perdas de energia.

### C. RCUST

A entrada de usinas a biomassa, no sistema de 138 kV, é responsável por uma redução na EMUST, em todos os casos avaliados. Conseqüentemente, um benefício em termos de redução no custo do uso dos sistemas de transmissão é obtido. A Tabela 5.49 apresenta, então, os valores dessa parcela, nas alternativas de conexão consideradas.

Tabela 5.49. Variação da RCUST em relação ao caso base – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	RCUST (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	312.893,37	1.004.524,29	2.925.831,61	6.342.486,78
Barra 4	596.796,43	1.238.931,50	2.938.007,82	6.527.224,78
Barra 5	722.032,32	1.435.326,99	3.027.168,47	6.551.871,92
Barra 6	584.603,04	1.400.673,42	3.586.071,32	7.315.292,53
Barra 8	523.399,69	1.589.805,98	3.461.502,33	5.696.665,91
Barra 9	631.618,92	1.196.831,64	3.192.338,39	6.535.969,05
Barra 10	754.829,54	1.304.394,65	3.121.462,53	6.460.673,77

A adição de 30 MW proporciona os maiores benefícios na RCUST, quando associada, respectivamente, com o acesso nas Barras 10 e 5.

À medida que a capacidade das unidades aumenta, é possível observar uma melhoria adicional no valor da importação de potência do sistema de 230 kV. A possibilidade do FPO atuar sobre as unidades a biomassa, com capacidades a partir de 50 MW, aliado ao seu baixo custo de geração e, também, ao seu alto fator de capacidade, permite a obtenção de um ponto de operação que está associado com uma elevação na EPG das unidades conectadas no sistema de 138 kV. Portanto, a biomassa é responsável por suprir uma parte da potência que antes era proveniente do sistema de transmissão. Além disso, foi responsável por proporcionar a obtenção de um ponto de operação de menor custo total de geração e de corte de carga e, ao mesmo tempo, reduzir a importação de potência do sistema de transmissão, ao contrário do que ocorreu no caso da adição de fazendas eólicas, em algumas alternativas.

#### D. RCG

A influência da conexão de usinas a biomassa, nos custos anuais de geração do sistema, obtidos por meio do modelo de mínimo custo pode ser vista na Tabela 5.50, através do índice EAGC.

Tabela 5.50. Variação da EAGC – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	EAGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62	3.590.382.294,62
Barra 3	3.616.447.185,25	3.615.974.690,75	3.620.738.507,82	3.637.573.621,23
Barra 4	3.597.634.038,75	3.602.136.373,66	3.609.144.712,55	3.630.572.921,11
Barra 5	3.597.898.780,68	3.601.670.757,18	3.608.670.394,39	3.627.923.528,80
Barra 6	3.599.543.747,49	3.599.576.856,23	3.604.808.016,53	3.612.442.695,00
Barra 8	3.607.337.576,36	3.620.137.887,46	3.627.119.010,14	3.648.598.892,30
Barra 9	3.602.757.266,81	3.609.831.854,97	3.611.917.020,42	3.628.703.162,94
Barra 10	3.597.104.388,04	3.602.604.142,09	3.610.495.126,10	3.624.636.526,64

É possível visualizar que, apesar do custo de geração da biomassa ser mais baixo que o da eólica, a adição da mesma é responsável, também, por uma elevação do índice EAGC, em relação ao caso base. Isso ocorre para todas as alternativas, no perfil

do Ano 4, e não apenas para a unidade de 30 MW, que não é passível de despacho pelo FPO.

O acesso de geradores despacháveis e de maior capacidade contribui, também, para um incremento no valor desse índice. O aumento em questão está relacionado, então, com o fato da adição das unidades ter proporcionado uma elevação na EPS, que está associada com um maior despacho de geração, para atender o alto nível de demanda do sistema, no Ano 4. Em outras palavras, o maior suprimento foi obtido por meio de um ponto de operação que está relacionado com um aumento na EPG do sistema, quando comparado com o caso base. Com isso, podemos concluir que a entrada de usinas a biomassa contribui para suprir a deficiência de geração do Ano 4 e não apenas para substituir, parcialmente, o fornecimento de unidades mais caras, como ocorre para a carga do Ano 1.

Apesar do aumento na EAGC, o acesso de usinas a biomassa, por sua vez, proporciona um benefício em termos de redução no custo de compra de energia no ACR, como pode ser visto na Tabela 5.51.

Tabela 5.51. Redução no Custo de Geração – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	RCG (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	-3.577.345,39	11.885.801,83	44.561.223,08	102.536.130,32
Barra 4	15.089.991,58	25.485.766,78	55.662.683,99	109.175.437,66
Barra 5	14.889.171,59	26.071.143,83	55.837.463,28	111.329.987,02
Barra 6	13.230.280,21	28.133.308,91	60.586.127,69	127.869.864,72
Barra 8	5.513.974,38	7.700.058,88	38.137.797,68	90.920.566,14
Barra 9	10.023.483,17	17.883.171,75	53.198.728,89	111.312.494,38
Barra 10	15.922.095,15	25.523.969,86	54.940.894,54	115.978.062,52

A única exceção ocorre para o acesso de 30 MW, na barra 3. Isso está relacionado, mais uma vez, com o despacho obtido pelo FPO, na busca pelo ponto de operação de mínimo custo total de geração e de interrupção. Nesse caso, a entrada da nova usina permite um despacho que está associado com um aumento da EPG das unidades convencionais do RTS, em relação ao caso base. Isso ocorre mesmo com a injeção de potência da biomassa sendo mantida. Portanto, o benefício em termos de redução no risco, proporcionado por um aumento da disponibilidade de geração, está

relacionado com uma maior compra de energia proveniente das unidades convencionais do sistema, além daquela fornecida pela biomassa.

Nas outras alternativas, entretanto, o acesso do PIE contribui para uma redução no custo de compra da energia no preço do leilão.

#### E. CAE<sub>PIE</sub>

O benefício na parcela RCG, descrita acima, é consequência do processo de comercialização de energia entre o PIE e a distribuidora, que está relacionada com o índice CAE<sub>PIE</sub>, cujos valores podem ser vistos na Tabela 5.52.

Tabela 5.52. Custo de Aquisição de Energia do PIE – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	CAE <sub>PIE</sub> (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	6.516.043,73	10.859.770,34	21.708.251,65	43.385.378,29
Barra 4	6.473.793,62	10.790.704,87	21.565.591,69	43.280.660,27
Barra 5	6.492.315,79	10.825.406,97	21.478.796,61	43.137.273,42
Barra 6	6.488.280,97	10.816.211,11	21.735.609,07	43.444.144,46
Barra 8	6.510.744,23	10.853.237,29	21.695.814,15	43.214.333,57
Barra 9	6.490.228,84	10.817.619,81	21.654.940,71	43.358.113,32
Barra 10	6.561.433,07	10.937.316,36	21.747.743,28	43.531.661,22

#### F. ESS<sub>RO</sub>

A variação nos custos de geração do sistema, devido à adição de usinas térmicas a biomassa, para os despachos com e sem restrições, pode ser vista nas Tabelas 5.53 e 5.54.

Tabela 5.53. Custo de geração do despacho sem restrições (AGCP) – Biomassa – Ano 4.

Ano 4 - Biomassa	
Capacidade das unidades (MW)	AGCP (R\$/ano)
Caso Base	3.700.271.584,32
30	3.694.263.976,32
50	3.690.258.904,32
100	3.680.246.224,32
200	3.660.220.864,32

A redução progressiva do índice AGCP, no caso de acesso de unidades a biomassa, é decorrente do baixo valor do custo de geração desse tipo de tecnologia. Assim, a energia gerada por esta fonte é despachada com prioridade em relação às demais unidades de maior tarifa. Com isso, mesmo os geradores de 30 MW, que não são despachados pelo FPO, proporcionam uma redução no custo anual de geração.

Tabela 5.54. Custo de geração do despacho com restrições (AEGC) – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	AEGC (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00	3.758.589.252,00
Barra 3	3.750.554.580,00	3.745.564.008,00	3.733.553.172,00	3.711.671.568,00
Barra 4	3.749.943.132,00	3.744.542.592,00	3.732.049.080,00	3.711.019.824,00
Barra 5	3.750.212.940,00	3.744.894.744,00	3.732.470.436,00	3.711.114.432,00
Barra 6	3.749.176.632,00	3.743.577.240,00	3.729.577.008,00	3.704.435.808,00
Barra 8	3.749.884.440,00	3.744.507.552,00	3.731.837.088,00	3.708.378.684,00
Barra 9	3.750.727.152,00	3.745.594.668,00	3.733.058.232,00	3.709.140.804,00
Barra 10	3.750.443.328,00	3.745.192.584,00	3.732.200.628,00	3.707.380.044,00

Os despachos com restrições, obtidos após a conexão das unidades do PIE, estão associados, também, com um custo de geração inferior, quando esses valores são comparados com aqueles obtidos no caso base. Dessa forma, analisando-se os resultados, podemos ver que a conexão na Barra 6 proporciona o menor AEGC, em todas as capacidades consideradas. Portanto, a influência do acesso de geração a biomassa, no custo das restrições de operação, pode ser vista na Tabela 5.55.

Tabela 5.55. Variação do  $ESS_{RO}$  – Biomassa – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	$ESS_{RO}$ (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Caso Base	26.823.049,82	26.823.049,82	26.823.049,82	26.823.049,82
Barra 3	26.024.179,54	25.575.376,97	24.688.843,77	23.922.521,40
Barra 4	25.679.596,01	25.060.151,68	23.960.845,86	23.596.036,02
Barra 5	25.794.903,03	25.217.323,46	24.150.507,22	23.636.697,19
Barra 6	25.326.208,34	24.613.304,60	22.804.244,65	20.500.841,88
Barra 8	25.681.502,94	25.060.271,75	23.865.965,07	22.369.876,86
Barra 9	26.050.781,41	25.566.605,07	24.428.874,92	22.722.858,61
Barra 10	25.900.688,80	25.355.666,35	24.030.083,87	21.897.917,10

A comparação entre os valores da  $ESS_{RO}$ , da Tabela 5.55, com os resultados obtidos no caso de adição de fazendas eólicas, permite concluir que o maior benefício dessa parcela, alcançado com a conexão da biomassa, está relacionado com o fato dessa última possuir controle de tensão e, também, pela possibilidade do FPO atuar sobre as unidades a partir de 50 MW.

#### G. Eg

A Tabela 5.56 apresenta os resultados da parcela Eg, que varia de acordo com a expectativa da potência gerada pela usina em questão. A remuneração do uso dos sistemas de distribuição, por parte do PIE, proprietário da usina a biomassa, é calculado considerando-se o desconto de 100% na  $TUSD_g$ , para unidades até 30 MW.

Tabela 5.56. Encargo de Uso dos Sistemas de Distribuição – Ano 4 – Biomassa.

Alternativas	Ano 4 - Biomassa			
	Eg (R\$/ano)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	0,00	1.135.674,53	2.270.168,49	4.537.082,04
Barra 4	0,00	1.128.451,92	2.255.249,64	4.526.131,02
Barra 5	0,00	1.132.080,93	2.246.172,93	4.511.136,15
Barra 6	0,00	1.131.119,26	2.273.029,43	4.543.227,59
Barra 8	0,00	1.134.991,32	2.268.867,82	4.519.194,82
Barra 9	0,00	1.131.266,58	2.264.593,43	4.534.230,77
Barra 10	0,00	1.143.784,00	2.274.298,38	4.552.379,76

A variação no valor do encargo, quando se compara unidades de mesma capacidade, em diferentes pontos de conexão, se deve, basicamente, ao caráter probabilístico dos estados de geração capturados na SMC, caracterizando valores praticamente equivalentes. No caso da biomassa, porém, a atuação do FPO, sobre a potência gerada pela usina, contribui, também, para pequenas variações na potência injetada na rede, uma vez que elas são despacháveis. Dessa forma, a adição de unidades de 50, de 100 e de 200 MW proporciona o maior benefício, em termos de Eg, quando a conexão ocorre na Barra 10.



### 5.3.2.2. Análise do Máximo Benefício Líquido

O resultado final do Máximo Benefício Líquido, referente ao acesso de usinas térmicas a biomassa, na rede da distribuidora, é mostrado na Tabela 5.57, considerando tanto o Ano 4 quanto a Ano 1.

Tabela 5.57. Máximo Benefício Líquido – Biomassa.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Biomassa			
	Máximo Benefício Líquido (R\$)			
Capacidade das unidades (MW)	30	50	100	200
Barra 3	1.184.480.819,64	1.361.374.408,03	2.014.544.954,35	3.406.406.760,32
Barra 4	502.898.488,85	855.660.751,78	1.595.118.496,57	3.030.742.111,98
Barra 5	520.407.172,56	903.464.514,95	1.597.257.069,16	3.061.688.733,35
Barra 6	524.165.919,95	843.587.570,36	1.539.351.764,70	2.694.512.270,61
Barra 8	917.190.900,94	1.130.118.660,84	1.659.183.054,63	3.120.225.200,87
Barra 9	764.348.213,56	1.144.985.063,04	1.701.520.731,97	3.122.074.364,10
Barra 10	588.375.914,10	945.130.233,23	1.682.608.614,80	3.048.853.467,06

Ao contrário do que ocorreu para o acesso de fazendas eólicas, onde a Barra 4 apresentou um maior Benefício Líquido para a rede, no caso de unidades de 50 e de 100 MW, a adição de usinas a biomassa combina melhor com a Barra 3, em todas as capacidades.

Adicionalmente, a Barra 8 se apresenta como uma segunda opção para unidades de 30. Da mesma forma, a Barra 9 se mostra como uma alternativa à Barra 3, no caso de geradores a partir de 50 MW. A avaliação das parcelas da equação do Máximo Benefício Líquido, descontando-se aquela que corresponde à RCR, produz resultados distintos, no que se refere a escolha das melhores opções de conexão. Assim, as Tabelas 5.58, 5.59, 5.60 e 5.61 apresentam uma comparação entre os valores obtidos para a RCR, para os outros benefícios e, também, para os custos associados com o acesso de geradores a biomassa, nas quatro capacidades em estudo.

Tabela 5.58. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 30 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Biomassa - 30 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	1.216.084.274,71	17.492.322,65	50.394.656,22	-32.902.333,57
Barra 4	511.215.181,92	40.254.401,03	49.990.871,14	-9.736.470,11
Barra 5	530.770.018,02	38.297.043,90	50.161.955,36	-11.864.911,46
Barra 6	534.015.557,53	37.975.971,35	49.340.178,95	-11.364.207,60
Barra 8	939.079.979,05	27.107.469,59	49.944.865,07	-22.837.395,49
Barra 9	780.476.511,72	32.781.214,02	50.439.945,22	-17.658.731,20
Barra 10	599.367.868,07	37.644.687,42	50.275.650,80	-12.630.963,37

Tabela 5.59. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 50 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Biomassa - 50 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	1.364.960.164,21	53.015.886,09	57.247.026,24	-4.231.140,15
Barra 4	844.325.335,93	67.371.588,31	56.647.081,28	10.724.507,03
Barra 5	892.414.816,51	67.201.120,29	56.913.967,48	10.287.152,81
Barra 6	828.239.341,70	70.352.659,24	55.829.582,87	14.523.076,37
Barra 8	1.146.797.693,65	39.787.392,38	56.496.594,19	-16.709.201,81
Barra 9	1.141.220.590,89	60.348.267,41	57.218.228,74	3.130.038,67
Barra 10	934.493.035,29	66.946.794,88	57.021.305,59	9.925.489,29

Tabela 5.60. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 100 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Biomassa - 100 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	1.963.089.090,81	124.386.857,50	74.705.691,09	49.681.166,40
Barra 4	1.532.047.499,40	135.990.119,58	73.992.025,27	61.998.094,30
Barra 5	1.534.354.142,70	136.276.139,21	74.218.303,56	62.057.835,65
Barra 6	1.468.111.365,14	141.363.062,38	72.064.856,01	69.298.206,37
Barra 8	1.617.595.249,65	114.650.514,03	73.322.943,78	41.327.570,25
Barra 9	1.640.162.350,83	133.835.710,02	74.276.642,01	59.559.068,01
Barra 10	1.619.199.133,70	135.492.520,17	73.797.348,73	61.695.171,45

Tabela 5.61. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Biomassa – 200 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Biomassa - 200 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	3.253.024.641,29	260.480.362,61	111.121.618,70	149.358.743,91
Barra 4	2.876.405.527,16	264.312.389,95	111.448.285,48	152.864.104,48
Barra 5	2.904.356.560,10	267.511.979,81	111.226.129,68	156.285.850,12
Barra 6	2.510.621.943,39	287.096.185,20	106.337.369,43	180.758.815,77
Barra 8	2.986.148.548,32	242.900.970,64	108.352.149,50	134.548.821,14
Barra 9	2.956.790.054,27	270.626.295,07	109.299.260,19	161.327.034,88
Barra 10	2.877.920.310,81	275.510.044,82	108.187.893,58	167.322.151,24

Finalmente, um resumo dos melhores pontos de conexão é mostrado na Tabela 5.62, incluindo aquelas que proporcionam o maior benefício líquido e, também, as que estão relacionadas com a maior diferença nas parcelas Outros Benefícios e Custos.

Tabela 5.62. Melhores pontos de acesso – Biomassa.

Alternativas	Biomassa	
	Maior Benefício Líquido	Maior Diferença (Outros Benefícios - Custos)
30	3 e 8	4 e 6
50	3 e 9	6 e 4
100	3 e 9	6 e 5
200	3 e 9	6 e 10

### 5.3.3. Pequena Central Hidrelétrica

A conexão de uma PCH com capacidade de 30 MW foi considerada nas simulações. Os resultados obtidos para cada parcela da Equação 4.2, nos dois patamares de carga (Anos 1 e 4), podem ser vistos na Tabela 5.63.

Tabela 5.63. Benefícios e custos – PCH – Anos 1 e 4.

Alternativas	Benefícios e Custos (R\$) - Anos 1 e 4 - PCH						
	RCR	RCP	Eg	RCUST	ESS <sub>RO</sub>	RCG	CAE <sub>PIE</sub>
Barra 3	978.734.497	246.120	898.631	79.326	42.528.843	12.780.444	15.154.688
Barra 4	211.440.220	1.552.808	884.721	97.729	42.159.566	28.626.697	15.031.368
Barra 5	349.481.982	1.787.406	893.586	107.690	42.339.972	26.789.473	15.011.779
Barra 6	467.304.677	3.052.954	848.309	95.834	41.508.111	25.710.839	15.016.494
Barra 8	604.104.957	-1.101.169	886.504	51.643	42.080.460	18.533.339	15.173.927
Barra 9	604.549.029	1.558.869	908.261	112.481	42.589.438	23.029.703	15.084.520
Barra 10	514.575.555	2.984.256	903.331	101.038	42.364.162	26.398.731	15.200.390

A PCH apresenta, de acordo com os resultados acima, um desempenho superior à eólica e inferior a biomassa, em termos de risco de suprimento, conforme era esperado. O maior benefício obtido na parcela RCR, quando comparado com o acesso de 30 MW de geração eólica, se deve ao seu fator de capacidade mais elevado e a presença do controle de tensão.

Outro ponto a ser destacado é o grande benefício em termos de encargo de uso (Eg). Isso ocorre, pois a legislação do setor elétrico brasileiro não prevê nenhum desconto na TUSDg, para PCHs de 30 MW. Nesse caso, a distribuidora recebe, integralmente do PIE, o valor do encargo calculado com base na potência injetada na rede.

No que diz respeito ao custo de geração, a entrada da unidade em questão possibilita uma redução no custo de aquisição de energia, proveniente dos geradores convencionais do RTS (parcela RCG). A comercialização com o PIE, embora gere um custo adicional para a distribuidora (CAE<sub>PIE</sub>), pode ser interessante para garantir maior flexibilidade no processo de contratação de 100% de suas cargas, como visto anteriormente.

O resultado final do Máximo Benefício Líquido, calculado com base nas parcelas acima, pode ser visto na Tabela 5.64.

Tabela 5.64. Máximo Benefício Líquido – PCH.

Alternativas	Anos 1 e 4 - PCH
	Máximo Benefício Líquido (R\$)
Capacidade das unidades (MW)	30
Barra 3	948.437.772,39
Barra 4	198.698.539,40
Barra 5	334.969.521,61
Barra 6	453.798.583,42
Barra 8	578.632.288,34
Barra 9	585.795.078,99
Barra 10	500.816.300,92

Por sua vez, a Tabela 5.65 mostra uma comparação entre a RCR e os outros benefícios e custos associados com a adição da PCH.

Tabela 5.65. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – PCH – 30 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - PCH - 30 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Barra 3	978.734.496,56	14.877.109,79	57.683.531,18	-42.806.421,39
Barra 4	211.440.219,91	32.236.970,12	57.190.933,65	-24.953.963,53
Barra 5	349.481.982,49	30.762.743,03	57.351.750,86	-26.589.007,84
Barra 6	467.304.677,00	30.762.114,67	56.524.605,34	-25.762.490,68
Barra 8	604.104.956,77	18.938.393,35	57.254.387,31	-38.315.993,96
Barra 9	604.549.029,20	26.846.600,68	57.673.958,37	-30.827.357,69
Barra 10	514.575.554,54	31.498.776,31	57.564.552,84	-26.065.776,53

Por fim, os dois melhores pontos de conexão, sob o ponto de vista do máximo benefício líquido, são as Barras 3 e 9. Quando é levada em conta a diferença entre os Outros Benefícios e os Custos, as alternativas 4 e 6 são as mais indicadas, pois além de contribuírem para uma redução do risco, estão associadas com menores custos para a distribuidora. A Tabela 5.66 apresenta os melhores pontos de acesso para uma PCH.

Tabela 5.66. Melhores pontos de acesso – PCH.

Alternativas	PCH	
	Maior Benefício Líquido	Maior Diferença (Outros Benefícios - Custos)
30	3 e 9	4 e 6

#### 5.4. Estudo 2 – Conexão Simultânea de Diferentes Tecnologias

O estudo em questão leva em consideração um hipotético processo de solicitação de acesso que inclui os seguintes pedidos de conexão:

- PIE 1: PCH – 30 MW
- PIE 2: Biomassa – 50 MW
- PIE 3: Eólica – 100 MW

A conexão dessas unidades, conforme mencionado anteriormente, será avaliada nos pontos de acesso que forneceram os melhores e os piores desempenhos, para cada uma das referidas usinas, na Análise do Máximo Benefício Líquido, do Estudo 1. Portanto, os dois casos considerados incluem as seguintes configurações:

- Caso 1 (Melhores pontos de conexão)
  - Biomassa – Barra 3 (50 MW)
  - Eólica – Barra 4 (100 MW)
  - PCH – Barra 9 (30 MW)
- Caso 2 (Piores pontos de conexão)
  - Biomassa – Barra 6 (50 MW)
  - Eólica – Barra 10 (100 MW)
  - PCH – Barra 4 (30 MW)

Assim, os resultados obtidos para o índice EENS, em cada configuração descrita acima, nos dois perfis de carga considerados, podem ser vistos na Tabela 5.67.

Tabela 5.67. Variação da EENS – Acesso Simultâneo – Anos 1 e 4.

Alternativas	EENS (MWh/ano)	
	Ano 1	Ano 4
Caso Base	149.883	1.341.414
Alternativa 1	87.208	922.904
Alternativa 2	93.952	1.020.018

É possível visualizar, com base nos dados da Tabela 5.67, que a conexão das unidades, na configuração estabelecida pelo Caso 1, é responsável por proporcionar uma redução mais significativa no índice EENS, em relação à obtida com o Caso 2, nos dois períodos de estudo. Portanto, para quantificar o impacto da conexão simultânea dessas usinas, nos custos de geração e risco de suprimento do sistema, e, também, nos outros custos e benefícios associados, cada parcela da Equação 4.2 foi obtida. Com isso, os respectivos resultados, nos dois perfis de carga, podem ser vistos nas Tabelas 5.68 e 5.69, respectivamente. É importante esclarecer que os resultados apresentados na Tabela 5.69, para o Ano 4, foram calculados considerando-se o método do valor presente.

Tabela 5.68. Benefícios e custos associados com acessos simultâneos – Ano 1.

Alt.	Acesso Simultâneo - Benefícios e Custos (R\$) - Ano 1						
	RCR	RCP	Eg	RCUST	ESS <sub>RO</sub>	RCG	CAE <sub>PIE</sub>
Caso 1	370.171.051	3.015.846	2.711.365	5.025.561	13.789.838	103.391.528	70.109.348
Caso 2	329.306.201	10.666.503	2.709.497	5.053.909	12.915.580	83.414.676	69.991.239

Tabela 5.69. Benefícios e custos associados com acessos simultâneos – Ano 4.

Alt.	Acesso Simultâneo - Benefícios e Custos (R\$) - Ano 4						
	RCR	RCP	Eg	RCUST	ESS <sub>RO</sub>	RCG	CAE <sub>PIE</sub>
Caso 1	1.749.062.198	2.326.263	1.929.896	2.393.142	12.324.565	40.810.892	49.237.184
Caso 2	1.325.672.357	2.897.046	1.928.567	2.572.742	11.620.514	49.785.429	50.282.803

Mais uma vez, é possível observar que a RCR é a parcela mais significativa do Modelo de Máximo Benefício Líquido, principalmente quando a mesma é avaliada para a carga do Ano 4.

Por outro lado, a configuração do Caso 2 proporciona um maior benefício em relação às perdas de energia (RCP). No Ano 1, o despacho produzido pelo FPO, do modelo de mínimo custo, foi responsável por encontrar um ponto de operação que está associado com uma menor diferença entre os índices EPG e EPS do sistema,

ocasionando, assim, uma perda inferior para a concessionária. O mesmo ocorre para a carga do Ano 4, porém numa menor proporção.

Adicionalmente, o acesso desses produtores independentes contribui para um benefício em termos de encargos de uso dos sistemas de distribuição (Eg), cuja variação obtida entre os casos 1 e 2 é, basicamente, consequência do caráter probabilístico dos estados de geração amostrados na SMC. Além disso, o fato da usina a biomassa ser passível de despacho pelo FPO contribui, embora em menor escala por causa do seu custo mais baixo, para uma variação adicional na EPG da mesma, quando se compara diferentes configurações de acesso. Assim, em determinados casos, o FPO pode ser responsável por reduzir a potência gerada por essa unidade, de forma a obter um ponto de operação de menor custo total de geração e de corte de carga para o sistema. Isso afeta, então, a EPG da biomassa e, conseqüentemente, a parcela Eg.

Outro ponto a ser destacado se refere ao grande benefício obtido com a parcela RCG, no perfil de carga do primeiro ano, para o Caso 1, comparativamente ao valor encontrado com o acesso das unidades nos pontos de conexão do Caso 2. Esse benefício está relacionado, também, com o despacho produzido pelo modelo de mínimo custo, que foi responsável por encontrar um ponto de operação onde as unidades 18, 21 e 22, de menor tarifa, estão gerando mais. Esse mesmo despacho, por sua vez, atuou sobre os geradores conectados nas barras 2 e 7, que tiveram a sua potência reduzida mais significativamente na configuração do Caso 1, justificando, assim, a grande redução no custo de geração referente à compra de energia no valor do leilão. No caso da configuração 2, isso não ocorreu, pois o ponto de mínimo custo total de geração e de interrupção é obtido despachando-se as unidades mais caras numa proporção maior.

Na avaliação do Ano 4, ao contrário do que ocorreu no Ano 1, o ponto de operação obtido para o Caso 2 está associado com uma RCG superior, em relação ao Caso 1. Assim, o menor benefício obtido para o Caso 1 é decorrente de um custo de geração mais elevado, proveniente de um maior despacho das unidades convencionais do RTS. Além disso, o ponto de operação em questão está relacionado, também, com um menor despacho da usina a biomassa, em comparação com aquele alcançado com o Caso 2, que contribui para um CAE<sub>PIE</sub> inferior. Portanto, o mínimo custo total de geração e de interrupção é obtido despachando-se as unidades térmicas convencionais do sistema e atuando, em determinados estados, na geração da biomassa. Dessa forma, como consequência do maior nível de geração, no Caso 1, em prol de um maior benefício em termos de risco, tem-se uma RCP inferior e um maior custo com encargos



de uso dos sistemas de transmissão, devido a uma maior importação do sistema de 230 kV, representado por uma menor RCUST.

Com base nos resultados das Tabelas 5.68 e 5.69, foi, então, calculado o Máximo Benefício Líquido da rede da concessionária, para os dois casos de acesso simultâneo em estudo. A Tabela 5.70 mostra os valores encontrados.

Tabela 5.70. Máximo Benefício Líquido – Acesso Simultâneo.

Alternativas	Anos 1 e 4
	Máximo Benefício Líquido (R\$)
Caso 1	2.135.360.785,35
Caso 2	1.669.203.632,09

O resultado final mostra que o benefício da conexão das unidades, nos pontos de acesso que forneceram os melhores resultados na análise de sensibilidade, é, aproximadamente, 28% maior que no segundo caso.

Por sua vez, para melhor visualizar a participação da parcela RCR nesses resultados, a Tabela 5.71 mostra uma comparação da mesma com os outros benefícios e custos utilizados no cálculo do Máximo Benefício Líquido.

Tabela 5.71. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Acesso Simultâneo.

Alternativas	Anos 1 e 4			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Caso 1	2.119.233.249	161.588.471	145.460.934	16.127.536
Caso 2	1.654.978.558	159.035.210	144.810.136	14.225.074

A Tabela 5.71 mostra que a configuração do Caso 1 está relacionada com uma maior diferença nos valores das parcelas Outros Benefícios e Custos, pois os benefícios aumentaram numa proporção mais significativa. Assim, a utilização dos pontos de acesso do Caso 1, contribui para uma elevação na arrecadação da distribuidora de, aproximadamente, 13,4%, em relação ao Caso 2, além de proporcionar uma melhoria na confiabilidade do sistema. Portanto, a avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento, baseada no modelo proposto, pode ser útil para auxiliar na determinação dos melhores pontos de conexão para unidades de PIEs, na rede da concessionária de distribuição.

## 5.5. Estudo 3 – Conexão de Fazenda Eólica Associada com Reforços ou Ampliações

O terceiro estudo consiste na avaliação do impacto da adição de uma fazenda eólica de 100 MW na rede de distribuição, associada com reforços ou ampliações, de acordo com o apresentado em [33], porém considerando a metodologia proposta neste trabalho. Esta avaliação está dividida em duas etapas. Na primeira, considera-se que o produtor independente ganha o direito de construir duas linhas paralelas até a Barra 1 (80 km de comprimento), por este ser o caminho mais próximo de sua central geradora. O PIE visa, neste caso, minimizar seus custos de conexão e não está preocupado com a possibilidade dos limites da rede serem ultrapassados, devido a injeção de potência nessa localização. Cinco alternativas de reforços ou ampliações, de responsabilidade da concessionária, são consideradas nessa etapa. Conforme discutido no capítulo 2, todos os custos até o ponto de conexão são de responsabilidade do PIE.

Na segunda parte, a concessionária negocia com o proprietário da central geradora para alterar o caminho de conexão, a fim de melhorar a confiabilidade de todo o sistema e reduzir, assim, o nível de risco associado. Seis alternativas ilustram essa situação, onde a distribuidora é responsável pelos custos adicionais ao qual o produtor independente estará sujeito.

As alternativas de reforços ou ampliações em questão foram obtidas em [33] e se referem a opções de expansão para o sistema IEEE-RTS que estão relacionadas com o acesso de produtores independentes. Assim, as 11 alternativas são avaliadas por meio da metodologia apresentada nos capítulos anteriores, considerando as seguintes informações:

- Custo de investimento de uma linha aérea de 138 kV – 0,64 MR\$/km
- Custo de investimento de um cabo subterrâneo de 138 kV – 3,9MR\$/km
- Comprimento das linhas de 138 kV:
  - Linha A = 5 km (cabo subterrâneo)
  - Linha B.1 = 88 km e Linha B.2 = 50 km
  - Linha C.1 = 36 km e Linha C.2 = 44 km
  - Linha D = 100 km e Linha E = 100 km
- Vida útil considerada – 40 anos
- Custo de manutenção das linhas – 5% do custo do projeto

- Taxa de desconto – 12% a.a
- Fator de Recuperação do Capital –  $FRC = \frac{0,12 \cdot (1+0,12)^{40}}{(1+0,12)^{40} - 1} = 0,1213$

A. Alternativas 1 a 5 – O PIE paga os custos de conexão para a construção de duas linhas de transmissão até a Barra 1, conforme ilustra a Figura 5.2.

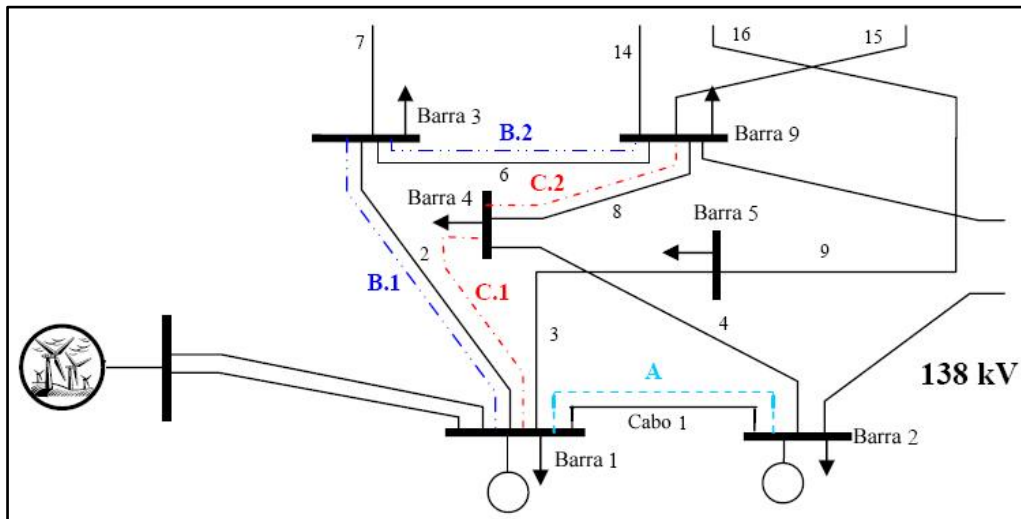


Figura 5.2. Alternativas de reforços ou ampliações para o acesso do PIE na Barra 1.

- Alternativa 1: Construir a Linha A (cabo subterrâneo)

*Custo da Alternativa 1 ( $CA_1$ ) = Custo de Investimento + Custo de Manutenção*

$$CA_1 = 3,9 \frac{MR\$}{km} \cdot 5km + 0,05 \cdot 3,9 \frac{MR\$}{km} \cdot 5km = 12,6 MR\$$$

$$\text{Custo de Investimento Anual } (A_1) = CA_1 \cdot FRC$$

$$A_1 = 12,6 MR\$ \cdot 0,1213 = 1,528 MR\$/ano$$

- Alternativa 2: Construir a Linha B.1

$$CA_2 = 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 88km + 0,05 \cdot 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 88km = 36,96 MR\$$$

$$A_2 = 36,96 MR\$ \cdot 0,1213 = 4,483 MR\$/ano$$

- Alternativa 3: Construir a Linha C.1

$$CA_3 = 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 36km + 0,05 \cdot 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 36km = 15,12 MR\$$$

$$A_3 = 15,12 MR\$ \cdot 0,1213 = 1,834 MR\$/ano$$

- Alternativa 4: Construir as linhas B.1 e B.2

$$CA_4 = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 88km + 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 50km \right) = 57,96 MR\$$$

$$A_4 = 57,96 MR\$ \cdot 0,1213 = 7,030 MR\$/ano$$

- Alternativa 5: Construir as linhas C.1 e C.2

$$CA_5 = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 36km + 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 44km \right) = 33,60 MR\$$$

$$A_5 = 33,60 MR\$ \cdot 0,1213 = 4,076 MR\$/ano$$

B. Alternativas 6 a 11 – A concessionária sugere alterações no caminho de conexão e é responsável pelos custos adicionais ao qual o PIE estará sujeito. As figuras a seguir apresentam essas alternativas.

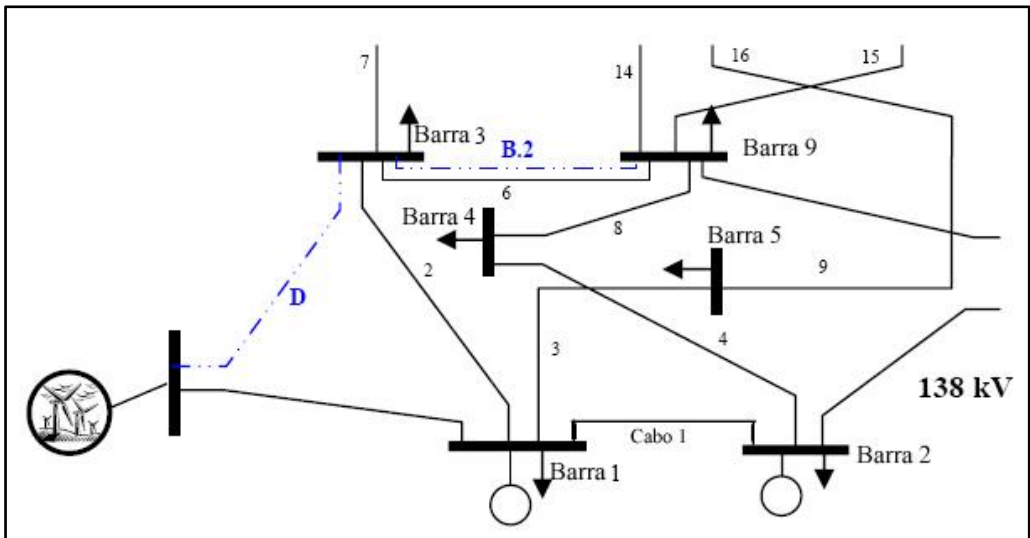


Figura 5.3. Reforços ou ampliações (Alternativas 6 e 7) para o acesso do PIE.

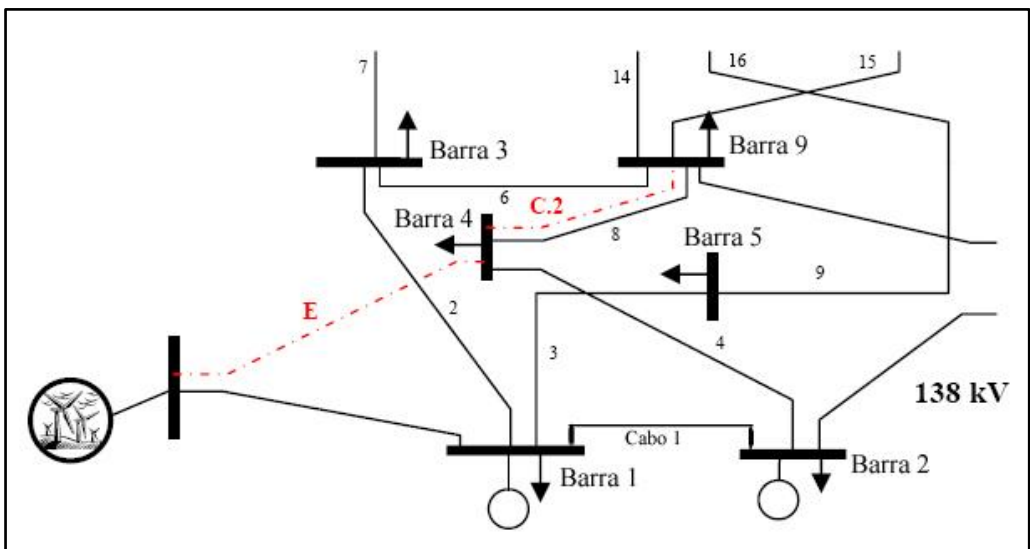


Figura 5.4. Reforços ou ampliações (Alternativas 8 e 9) para o acesso do PIE.

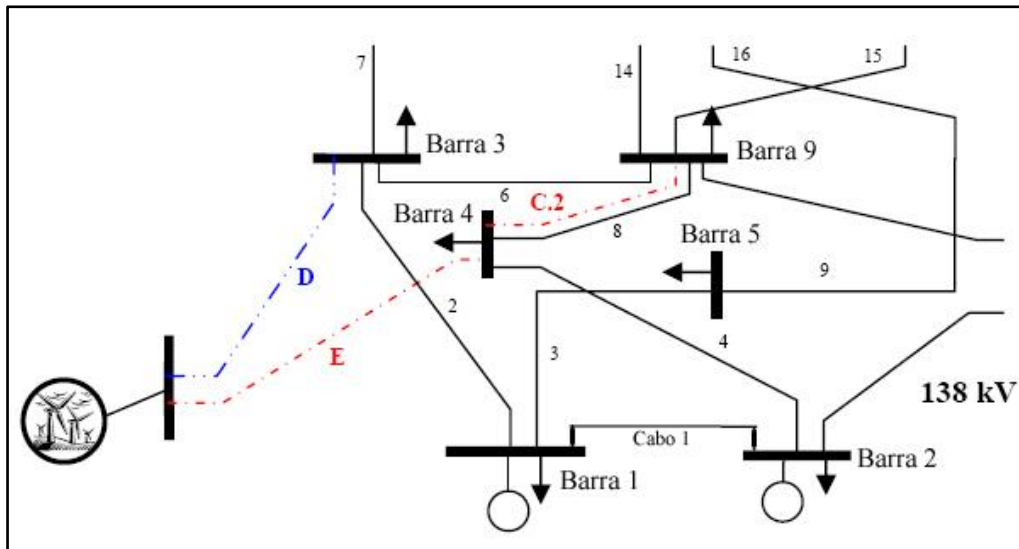


Figura 5.5. Reforços ou ampliações (Alternativas 10 e 11) para o acesso do PIE.

O caminho de conexão mais econômico até a Barra 1 é de 80 km. De acordo com [33], o custo de investimento de uma segunda linha é considerado como sendo 50% do custo da primeira, quando uma estrutura de circuito duplo é utilizada. O custo de conexão do PIE é, então:

*Custo do PIE ( $C_{PIE}$ ) = Custo de Investimento + Custo de Manutenção*

$$C_{PIE} = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 80km + \frac{1}{2} \cdot 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 80km \right) = 50,40 MR\$$$

Portanto, qualquer valor superior a 50,40 MR\$, devido a uma alteração no caminho de conexão, deve ser subsidiado pela concessionária.

- Alternativa 6: Construir a Linha D (novo caminho de conexão)

*$CA_6$  = Custo Linha D + Custo de uma Linha à Barra 1 – Custo Original do PIE*

$$CA_6 = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 100km + 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 80km \right) - 50,40 MR\$ = 25,20 MR\$$$

$$A_6 = 25,20 MR\$ \cdot 0,1213 = 3,057 MR\$/ano$$

- Alternativa 7: Construir a Linha D (novo caminho) e a Linha B.2

$$CA_7 = 25,20 + 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 50km \right) = 46,20 MR\$$$

$$A_7 = 46,20 MR\$ \cdot 0,1213 = 5,604 MR\$/ano$$

- Alternativa 8: Construir a Linha E (novo caminho de conexão)

$$CA_8 = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 100km + 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 80km \right) - 50,40 MR\$ = 25,20 MR\$$$

$$A_8 = 25,20 MR\$ \cdot 0,1213 = 3,057 MR\$/ano$$

- Alternativa 9: Construir a Linha E (novo caminho) e a Linha C.2

$$CA_9 = 25,20 + 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 44km \right) = 43,68 MR\$$$

$$A_9 = 43,68 MR\$ \cdot 0,1213 = 5,298 MR\$/ano$$

- Alternativa 10: Construir as Linhas D e E (novo caminho)

$$CA_{10} = 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 100km + 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 100km \right) - 50,40 MR\$ = 33,60 MR\$$$

$$A_{10} = 33,60 \cdot 0,1213 = 4,076 MR\$/ano$$

- Alternativa 11: Construir as Linhas D e E (novo caminho) e a Linha C.2

$$CA_{11} = 33,60 + 1,05 \cdot \left( 0,64 \frac{MR\$}{km} \cdot 44km \right) = 52,08 MR\$$$

$$A_{11} = 52,08 MR\$ \cdot 0,1213 = 6,317 MR\$/ano$$

A Tabela 5.72 mostra os custos anuais de cada uma das alternativas em estudo.

Tabela 5.72. Custo anual dos investimentos em reforços ou ampliações.

Alternativas	Custo de Investimento (R\$/ano)
Alternativa 1	1.528.000,00
Alternativa 2	4.483.000,00
Alternativa 3	1.834.000,00
Alternativa 4	7.030.000,00
Alternativa 5	4.076.000,00
Alternativa 6	3.057.000,00
Alternativa 7	5.604.000,00
Alternativa 8	3.057.000,00
Alternativa 9	5.298.000,00
Alternativa 10	4.076.000,00
Alternativa 11	6.317.000,00

### C. Fazenda Eólica – 100 MW

A conexão de uma fazenda eólica de 100 MW, associada com as 11 alternativas de reforços ou ampliações, foi avaliada em termos de risco de suprimento. Para isso, a EENS do sistema foi calculada no nível de carga do Ano 1. A Tabela 5.73 mostra os valores obtidos da EENS, para cada uma das alternativas consideradas.

Tabela 5.73. Variação da EENS – Eólica – 100 MW – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica - 100 MW
	EENS (MWh/ano)
Caso Base	149.883
Alternativa 1	136.839
Alternativa 2	133.963
Alternativa 3	134.092
Alternativa 4	133.283
Alternativa 5	134.384
Alternativa 6	128.789
Alternativa 7	137.152
Alternativa 8	128.508
Alternativa 9	128.827
Alternativa 10	126.930
Alternativa 11	126.328



É possível verificar que as 11 alternativas de reforços ou ampliações, associadas com geração eólica de 100 MW, proporcionam uma melhoria em termos de risco para o sistema. Dentre aquelas que não consideram a alteração do caminho de conexão, a Alternativa 4 é a que contribui com a maior redução na EENS, se destacando com uma pequena diferença em relação as de números 2, 3 e 5. Vale destacar, ainda, que a Alternativa 3, além de requerer um menor custo de investimento em relação à Alternativa 5, como mostra a Tabela 5.73, está associada, também, com uma maior redução no índice de risco.

Por outro lado, a alteração no caminho de conexão, através da utilização das alternativas 6 a 11, na maioria dos casos, contribui para uma redução adicional na EENS do sistema, quando comparada com as cinco primeiras opções de reforços. A exceção é a de número 7, que proporciona a menor redução no nível de risco, dentre todas as demais.

Para o acesso de uma usina eólica de 100 MW, as Alternativas 11 e 10 se destacam, respectivamente, como as melhores opções de conexão, em termos de EENS. Porém, comparativamente, nesse caso, a Alternativa 10 implica em um menor custo de investimento, para a distribuidora.

Adicionalmente, o acesso por meio da Alternativa 3 apresenta um desempenho inferior em relação às Alternativas 10 e 11, mas é a que possui o menor custo de investimento, dentre essas citadas.

A influência do aumento da demanda, no planejamento do acesso de PIEs, associado com os reforços ou ampliações descritos acima, foi avaliada e pode ser vista na Tabela 5.74, para o perfil de carga do Ano 4.

Tabela 5.74. Variação da EENS – Eólica – 100 MW – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica - 100 MW
	EENS (MWh/ano)
Caso Base	1.341.414
Alternativa 1	1.258.827
Alternativa 2	1.237.567
Alternativa 3	1.251.341
Alternativa 4	1.201.309
Alternativa 5	1.169.780
Alternativa 6	1.107.649
Alternativa 7	1.187.745
Alternativa 8	1.178.132
Alternativa 9	1.178.277
Alternativa 10	1.155.260
Alternativa 11	1.153.218

Os resultados obtidos indicam, novamente, que todas as alternativas estão associadas com uma melhoria no nível de risco do sistema. Porém, o maior benefício, em termos de redução da EENS, é alcançado com a utilização da Alternativa 6, que está relacionada com a alteração do caminho de conexão. Nesse caso, inclusive, além do bom desempenho mencionado, o acesso por meio da Alternativa 6 implica em um dos menores custos de investimentos, para a concessionária.

#### D. Modelo de Máximo Benefício Líquido

Os resultados obtidos com o cálculo das parcelas da Equação 4.2 são mostrados nas tabelas a seguir, no horizonte de estudo considerado. Vale destacar que os resultados do Ano 4 se referem aos valores presentes encontrados com a utilização da Equação 4.15.

Tabela 5.75. Benefícios e custos associados com reforços – Eólica – 100 MW – Ano 1.

Alt.	Benefícios e Custos (R\$) - Anos 1 - Eólica - 100 MW							
	RCR	RCP	Eg	RCUST	ESS <sub>RO</sub>	RCG	CAE <sub>PIE</sub>	A
Alt. 1	76.315.510	-667.596	1.073.371	-521.804	22.614.536	39.738.841	50.222.340	1.528.000
Alt. 2	93.293.209	-770.314	1.072.273	182.439	22.396.662	39.186.539	50.170.994	4.483.000
Alt. 3	92.403.386	-82.250	1.068.525	285.741	22.062.734	40.391.083	49.995.602	1.834.000
Alt. 4	97.359.457	-1.539.341	1.071.618	124.368	22.363.539	38.304.038	50.140.328	7.030.000
Alt. 5	90.704.345	48.114	1.070.161	353.028	22.053.633	40.651.632	50.072.166	4.076.000
Alt. 6	124.088.551	-167.571	1.071.212	1.153.833	21.886.766	39.137.072	50.121.334	3.057.000
Alt. 7	74.159.217	-176.072	1.072.112	1.209.695	21.827.275	40.319.058	50.163.452	5.604.000
Alt. 8	125.789.896	312.541	1.090.817	447.173	21.735.728	41.074.647	51.038.661	3.057.000
Alt. 9	123.956.693	-132.965	1.091.588	507.973	21.711.407	40.709.909	51.074.737	5.298.000
Alt. 10	135.314.016	-407.206	1.070.452	1.645.339	21.116.440	39.323.969	50.085.774	4.076.000
Alt. 11	138.415.029	-403.353	1.070.763	1.649.835	21.098.598	39.259.742	50.100.334	6.317.000

Tabela 5.76. Benefícios e custos associados com reforços – Eólica – 100 MW – Ano 4.

Alt.	Benefícios e Custos (R\$) - Anos 4 - Eólica - 100 MW							
	RCR	RCP	Eg	RCUST	ESS <sub>RO</sub>	RCG	CAE <sub>PIE</sub>	A
Alt. 1	342.502.201	-290.540	764.004	972.146	19.015.499	21.242.719	35.190.405	1.087.600
Alt. 2	431.350.310	-623.504	763.223	931.333	18.873.845	18.967.561	35.315.906	3.190.911
Alt. 3	375.002.714	53.284	760.555	936.361	18.533.056	21.210.588	35.275.048	1.305.405
Alt. 4	584.350.633	-2.583.566	762.756	790.513	18.846.743	13.744.767	35.375.312	5.003.815
Alt. 5	717.644.782	826.399	761.719	787.677	18.562.975	14.269.704	35.297.788	2.901.216
Alt. 6	977.461.464	-1.139.743	762.467	622.323	18.675.957	6.564.394	35.316.325	2.175.912
Alt. 7	637.005.533	-990.530	763.108	794.766	18.588.787	14.141.043	35.364.916	3.988.817
Alt. 8	682.933.197	318.659	776.422	643.820	18.328.719	14.656.965	35.317.468	2.175.912
Alt. 9	682.382.065	398.896	776.971	782.814	18.319.919	14.741.622	35.365.439	3.771.012
Alt. 10	778.930.826	-435.124	761.926	708.333	18.097.955	11.922.671	35.266.934	2.901.216
Alt. 11	787.441.920	-270.055	762.148	714.826	18.079.623	11.852.705	35.279.361	4.496.316

O crescimento da carga e o seu impacto no nível de risco do sistema são responsáveis por uma grande variação na parcela RCR. O bom desempenho da Alternativa 6, no Ano 4, foi determinante para colocá-la como a melhor opção de conexão. Isso pode observado na Tabela 5.77, que mostra o resultado final do Máximo Benefício Líquido, para todas as alternativas de reforços ou ampliações associadas com o acesso de geração eólica de 100 MW.

Tabela 5.77. Máximo Benefício Líquido – Eólica – 100 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 100 MW
	Máximo Benefício Líquido (R\$)
Alternativa 1	351.470.471,56
Alternativa 2	454.981.937,54
Alternativa 3	403.556.242,22
Alternativa 4	603.046.720,62
Alternativa 5	738.520.892,89
Alternativa 6	1.020.941.714,37
Alternativa 7	639.740.053,88
Alternativa 8	738.978.096,38
Alternativa 9	736.097.279,42
Alternativa 10	841.657.494,88
Alternativa 11	853.324.507,28

Embora a Alternativa 6 proporcione o maior benefício líquido para a concessionária, a escolha da melhor opção de conexão pode recair sobre uma alternativa que, além de proporcionar uma redução do risco, esteja associada com menores custos diretos, incluindo os investimentos para ampliação da rede. O que determina a escolha, nesse caso, é o quanto a distribuidora está disposta a investir para melhorar a confiabilidade do seu sistema. As Tabelas 5.78 e 5.79 mostram, então, uma comparação entre os resultados obtidos para a parcela RCR e, também, para aqueles referentes aos demais benefícios e custos associados com o acesso do produtor independente, nos dois perfis de carga.

Tabela 5.78. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW – Ano 1.

Alternativas	Ano 1 - Eólica - 100 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Alternativa 1	76.315.510	39.622.811	74.364.876	-34.742.065
Alternativa 2	93.293.209	39.670.937	77.050.657	-37.379.720
Alternativa 3	92.403.386	41.663.099	73.892.336	-32.229.237
Alternativa 4	97.359.457	37.960.683	79.533.867	-41.573.184
Alternativa 5	90.704.345	42.122.935	76.201.800	-34.078.865
Alternativa 6	124.088.551	41.194.545	75.065.100	-33.870.555
Alternativa 7	74.159.217	42.424.793	77.594.727	-35.169.934
Alternativa 8	125.789.896	42.925.178	75.831.389	-32.906.211
Alternativa 9	123.956.693	42.176.505	78.084.144	-35.907.639
Alternativa 10	135.314.016	41.632.553	75.278.214	-33.645.661
Alternativa 11	138.415.029	41.576.987	77.515.933	-35.938.945

Tabela 5.79. Comparação da RCR com os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW – Ano 4.

Alternativas	Ano 4 - Eólica - 100 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Alternativa 1	342.502.201	22.688.330	55.293.505	-32.605.175
Alternativa 2	431.350.310	20.038.612	57.380.663	-37.342.051
Alternativa 3	375.002.714	22.960.788	55.113.509	-32.152.721
Alternativa 4	584.350.633	12.714.470	59.225.870	-46.511.400
Alternativa 5	717.644.782	16.645.500	56.761.979	-40.116.480
Alternativa 6	977.461.464	6.809.441	56.168.194	-49.358.753
Alternativa 7	637.005.533	14.708.387	57.942.520	-43.234.133
Alternativa 8	682.933.197	16.395.866	55.822.100	-39.426.233
Alternativa 9	682.382.065	16.700.303	57.456.370	-40.756.066
Alternativa 10	778.930.826	12.957.807	56.266.105	-43.308.299
Alternativa 11	787.441.920	13.059.624	57.855.299	-44.795.676

A comparação entre a parcela RCR e os outros benefícios e custos da Equação 4.2 permite visualizar a influência do risco no resultado final do Máximo Benefício Líquido, principalmente no último ano de estudo. A diferença entre os outros benefícios e custos, de uma forma geral, também aumentam, embora o valor de algumas dessas parcelas, em valor atual, sejam menores que aquelas obtidas para o Ano 1. Isso ocorre, pois esses valores são calculados em função das tarifas associadas, que foram consideradas constantes durante o horizonte de planejamento em questão. Com isso, parcelas como Eg e CAE<sub>PIE</sub>, que são calculadas a partir da EPG do PIE, e que, praticamente, não variam do Ano 1 para o Ano 4, apresentam uma redução quando são descontados os juros do período, através do método do valor presente.

Finalmente, a Tabela 5.80 mostra, então, uma comparação entre a parcela RCR e os outros custos e benefícios, combinando os resultados obtidos nos dois perfis de carga.

Tabela 5.80. Comparação entre a RCR e os outros custos e benefícios – Eólica – 100 MW.

Alternativas	Anos 1 e 4 - Eólica - 100 MW			
	Custos e Benefícios			
Capacidade das unidades (MW)	RCR (R\$)	Outros Benefícios (R\$)	Custos (R\$)	(Outros Benefícios - Custos)
Alternativa 1	418.817.711,52	62.311.140,62	129.658.380,58	-67.347.239,96
Alternativa 2	524.643.519,17	59.709.548,59	134.431.319,33	-74.721.770,74
Alternativa 3	467.406.100,70	64.623.886,94	129.005.845,37	-64.381.958,43
Alternativa 4	681.710.090,08	50.675.152,59	138.759.737,37	-88.084.584,78
Alternativa 5	808.349.127,19	58.768.434,54	132.963.779,00	-74.195.344,46
Alternativa 6	1.101.550.015,07	48.003.986,30	131.233.294,29	-83.229.308,00
Alternativa 7	711.164.750,04	57.133.180,27	135.537.247,12	-78.404.066,85
Alternativa 8	808.723.093,38	59.321.044,55	131.653.488,62	-72.332.444,08
Alternativa 9	806.338.757,36	58.876.808,77	135.540.513,49	-76.663.704,71
Alternativa 10	914.244.841,89	54.590.359,93	131.544.319,28	-76.953.959,34
Alternativa 11	925.856.949,03	54.636.611,11	135.371.232,04	-80.734.620,93

O grande benefício alcançado com a Alternativa 6 está associado com um maior custo para a concessionária, em relação as outras opções de expansão. Por outro lado, a Alternativa 3 está associada com um menor custo para a distribuidora, além de contribuir para uma melhoria no nível de risco do sistema, quando comparado com o caso base. O maior custo decorrente da implantação da Alternativa 6, no entanto, pode ser responsável por permitir o adiamento de novas obras de expansão da rede. Com isso, a avaliação da influência do crescimento da carga, através da comparação entre os resultados obtidos nos dois anos de estudo, mostra a importância de se considerar um horizonte de planejamento, na avaliação do acesso de unidades de PIEs.

## CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 6.1. Considerações Gerais

Este trabalho apresentou um modelo de avaliação do risco e dos aspectos econômicos associados à conexão de unidades de produtores independentes no planejamento de sistemas de distribuição, adequado às regras do setor elétrico brasileiro.

O enfoque principal do estudo foi incluir um modelo de avaliação probabilística dos custos de geração e de risco de suprimento, numa proposta de análise econômica relacionada com o acesso de unidades geradoras baseadas em fontes alternativas. Isso porque essas fontes requerem tratamento específico, devido ao fato das mesmas possuírem uma disponibilidade de produção inferior ao de unidades convencionais. Além disso, são muitas vezes de natureza intermitente, como a eólica e a PCH a fio d'água, e estão inseridas, em muitos casos, em localizações próximas aos centros de consumo, conectadas na rede da distribuidora local.

Dessa forma, foi sugerido um modelo que leva em consideração os limites de capacidade das redes de distribuição, ao invés de apenas uma simples avaliação geração-demanda. Por isso, o modelo proposto inclui simulação estocástica dos custos de geração e de risco de suprimento em um sistema composto de geração, transmissão e distribuição, contendo, na avaliação dos aspectos econômicos, diversos outros benefícios e custos associados com o processo de solicitação de acesso. Adicionalmente, foram incorporados modelos mais precisos de representação de fontes alternativas, encontrados na literatura. Assim, o método desenvolvido inclui Simulação Monte Carlo Não-Sequencial associado com Fluxo de Potência Ótimo não-linear, para a análise da adequação dos estados do sistema.

A utilização de um FPO não-linear se mostrou importante no sentido de trazer a avaliação para mais perto da realidade, pois considera a introdução das redes de transmissão/distribuição. Isso tornou possível a investigação do impacto da adição de unidades em uma localização específica, incluindo questões como limites de tensão, de reativos, além da capacidade das linhas, etc.

Nesse contexto, foram simulados diversos casos de acesso de PIEs, na rede da concessionária de distribuição, através de três estudos. No primeiro estudo, foi avaliada a capacidade de diferentes pontos de conexão em absorver a adição de unidades

geradoras, através de um processo de análise de sensibilidade do risco. Assim, com o acesso de centrais produtoras de diversas tecnologias e capacidades, em distintos pontos, foi visto que o impacto da adição de fontes alternativas, no risco de suprimento do sistema, está diretamente relacionado com a localização, com a capacidade das usinas, com o tipo de tecnologia empregada e com o crescimento de carga esperado.

Adicionalmente, com o modelo desenvolvido, foi possível perceber que a adição de fazendas eólicas pode ocasionar um aumento no risco de suprimento. Essa elevação, conforme foi vista, está relacionada com o fato das unidades não serem despacháveis e, também, por não possuírem controle de tensão. Dessa forma, o FPO pode não ser capaz de encontrar um ponto de operação de menor custo total de geração e de corte de carga, mantendo a injeção de potência da unidade e despachando apenas os outros geradores do sistema, comparativamente ao caso anterior ao acesso da mesma. Mesmo assim, de uma forma geral, pôde-se constatar que a adição de geração eólica proporciona, dependendo do ponto de acesso, uma melhoria na confiabilidade do sistema, mesmo sendo baseada numa fonte altamente variável, não despachável e sem controle de tensão.

Por outro lado, o maior fator de capacidade da biomassa, aliado com o fato da mesma ser despachável, no caso de unidades a partir de 50 MW, e possuir controle de tensão, permite a obtenção de um ponto de operação de menor corte de carga do que aquele obtido com usinas eólicas. Além disso, o seu custo mais competitivo é responsável por um despacho que resulta em um ponto de operação mais econômico.

Os resultados obtidos com o Estudo 1 indicaram, também, que a entrada de unidades de PIEs pode estar relacionada com uma redução no custo das perdas, decorrente da possibilidade de um melhor despacho dos geradores, o que acarreta uma redução no carregamento das linhas. Porém, em determinadas situações, ocorreu o contrário. O aumento da capacidade de geração, em uma localização específica, pode ser responsável por um maior custo com perdas de energia. Além disso, foi visto que, dependendo do caso, a entrada de usinas, principalmente as não despacháveis, mesmo contribuindo para reduzir as perdas do sistema, pode acarretar um aumento no custo médio da energia, o que implica, também, em uma elevação na respectiva parcela. Para o acesso de biomassa, o benefício em termos de perdas se deve, essencialmente, a uma redução no custo médio da energia, proporcionado por sua menor tarifa de compra, aliado a sua maior disponibilidade.



Outro importante benefício obtido com a entrada de unidades de PIEs, nos sistema de distribuição, capturado pelo modelo de avaliação desenvolvido, foi a contribuição para uma redução na importação de potência proveniente da rede básica ou de instalações de fronteira, no caso da adição da nova unidade possibilitar um melhor despacho econômico, que atenda às necessidades da distribuidora.

A utilização da metodologia proposta permitiu, também, constatar que no acesso de geração de PIEs, o custo de compra da energia da GD pode superar o benefício obtido com a RCG, referente a aquisição no preço do leilão. Isso ocorre, pois o custo da energia proveniente de fontes alternativas, com exceção da biomassa, supera, em muito, o valor do VR. Nesse caso, uma opção, conforme discutido no Capítulo 5, seria a compra numa porcentagem inferior, de forma que o custo associado seja inferior ao benefício que ela proporciona. Em todo caso, a idéia de corrigir possíveis desvios na demanda prevista e, assim garantir a contratação de todo o mercado da distribuidora, pode ser realmente válida, por garantir maior flexibilidade para a concessionária.

No caso da PCH, o desempenho obtido foi intermediário, conforme esperado. O maior fator de capacidade, em relação à eólica, e a presença de um modelo com controle de tensão foram responsáveis por proporcionar um benefício superior, atrás apenas da biomassa. Um ponto a favor da PCH, sob o ponto de vista da distribuidora, se refere ao maior benefício em termos de encargos de uso. Isso ocorre, pois a legislação atual do setor elétrico brasileiro não prevê nenhum desconto na TUSDg, para PCHs de 30 MW.

O modelo de avaliação econômico desenvolvido é flexível o suficiente para permitir, também, a avaliação do impacto da conexão simultânea de geradores de diferentes tecnologias, conforme discutido no Estudo 2. Dessa maneira, foi visto que o impacto nos custos de geração e de risco de suprimento, para a determinação das melhores alternativas de acesso, pode variar bastante, caso a avaliação de pedidos de solicitação de conexão simultânea seja feita considerando estudos individuais.

Uma possibilidade adicional, no caso de adição de usinas geradoras, foi avaliada no terceiro estudo. Assim, foi considerada a situação onde o produtor independente busca minimizar seus custos de conexão solicitando acesso no ponto mais próximo de sua central produtora, o que pode acarretar problemas de capacidade de transferência de potência, com os limites de algumas linhas sendo ultrapassados. O foco desse estudo foi avaliar, então, dentro do modelo de avaliação econômico, a necessidade de reforços ou ampliações, diretamente relacionada com o acesso de PIEs. Nesse caso,

foi demonstrado que a alternativa de planejamento de acesso ótima pode estar associada com a alteração do caminho de conexão, onde o custo adicional, ao qual o proprietário da usina estará sujeito, é subsidiado pela distribuidora. Assim, como discutido, isso pode implicar em maiores custos para a concessionária. Porém, a alteração do caminho de conexão pode contribuir para uma melhoria significativa na confiabilidade da rede. Além disso, esse investimento adicional pode permitir o adiamento de novas obras de expansão do sistema.

Finalmente, a adição de diversos benefícios e custos, relacionados com o processo de acesso de produtores independentes, baseados em fontes alternativas, por meio de análise de risco, com utilização de avaliação probabilística dos custos de geração e risco de suprimento, permite determinar a influência da participação de cada parcela, do modelo de máximo benefício líquido, na determinação das melhores opções de conexão.

A escolha das melhores alternativas de acesso, com base nos resultados dos estudos realizados, como foi discutido anteriormente, está associada, principalmente, com o custo do risco de suprimento e com o custo de geração, incluindo a parcela de compra de energia da GD. Dependendo das características do sistema em estudo, outros benefícios e custos podem ser mais significativos. Por isso, a melhor solução deve ser aquela que fornece o maior benefício líquido para a rede da concessionária.

Nos estudos conduzidos, a RCR se apresenta como a parcela mais significativa, principalmente, em um patamar de carga mais elevado. O alto valor do custo de interrupção é responsável por essa grande diferença em relação às demais parcelas. Porém, ao contrário da RCR, que procura medir o quanto o sistema é confiável, os outros valores se referem a receitas e despesas diretas da concessionária. Assim, essas parcelas podem, realmente, ter um peso maior na determinação das melhores alternativas de conexão, do ponto de vista financeiro da distribuidora. Portanto, a decisão da concessionária pode recair sobre a alternativa que, além de proporcionar melhoria na confiabilidade do sistema, esteja associada com menores despesas ou, ainda, com uma maior arrecadação, devidos aos demais benefícios associados.

O acesso de geração distribuída está associado com diversos outros aspectos. O planejamento baseado em confiabilidade é apenas uma parte do problema. Entretanto, a análise de sensibilidade de risco e a avaliação econômica, incluindo os custos de geração e de risco de suprimento, fornecem importantes informações para um processo de tomada de decisão.

## 6.2. Trabalhos Futuros

O modelo de avaliação do risco e dos aspectos econômicos associados com a conexão de unidades de produtores independentes, no planejamento de sistemas de distribuição, proposto nesse trabalho, foi avaliado através da utilização de um sistema teste de confiabilidade (IEEE-RTS). Assim, a primeira sugestão de um possível trabalho futuro se refere a sua aplicação a um sistema real de uma distribuidora.

Em segundo lugar, na avaliação do modelo desenvolvido, foram feitas algumas simplificações, como a simulação no pico de carga do sistema e a análise do horizonte de planejamento, onde foram considerados apenas os perfis de carga dos anos 1 e 4. Portanto, uma proposta de continuidade, associada com esses pontos, está baseada, respectivamente, na utilização da curva de carga agregada em patamares e na avaliação de todos os anos do horizonte de planejamento.

Adicionalmente, pode ser considerada futuramente, a utilização de Simulação Monte Carlo Sequencial, que apesar de ter um custo computacional mais elevado, comparado com a avaliação não-cronológica, possibilita a obtenção de resultados mais precisos, principalmente em relação à duração dos cortes de carga e dos custos de interrupção.

Além disso, neste trabalho, a escolha dos pontos de acesso, para alocar as novas unidades, foi feita considerando-se a inclusão da GD nos pontos de carga do sistema da distribuidora. Esse método pode ser, no entanto, inviável, ao se levar em conta um sistema com muitos pontos de carga. Portanto, para um trabalho futuro pode ser interessante a utilização de uma técnica inteligente para selecionar os melhores pontos de acesso, como Algoritmos Genéticos.

Finalmente, dentro da avaliação do processo de aquisição de energia do PIE, podem ser incluídas nas análises as seguintes situações:

- Comparação entre o custo de aquisição entre fontes de PIEs e o mercado de curto prazo
- Possíveis penalidades atribuídas à distribuição por não atendimento à totalidade de suas cargas
- Outras questões relacionadas com comercialização de energia

## APÊNDICE A – TARIFA DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO [41]

### A.1. Componentes da TUSD

A TUSD de uma concessionária, conforme mencionado no Capítulo 2, é obtida a partir dos custos marginais de capacidade e dos fatores de ajustes necessários para permitir a recuperação total da receita requerida da distribuidora, através da aplicação de suas componentes no mercado de referência de energia e demanda.

A Resolução nº. 166 [50] define Mercado de Referência de Energia como a quantidade de energia elétrica faturada para o atendimento a consumidores cativos, autoprodutores, outras concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica, bem como pela quantidade de energia relativa aos consumidores livres, no que se refere ao uso dos sistemas de distribuição, nos doze meses que antecedem a data do reajuste em processamento.

Da mesma forma, Mercado de Referência de Demanda é a quantidade de demanda de potência faturada para o atendimento a consumidores cativos, consumidores livres, autoprodutores, geradores, outras concessionárias ou permissionárias de energia elétrica, nos doze meses que antecedem a data do reajuste em processamento, não considerando a quantidade de demanda faturada por ultrapassagem do valor contratado.

Portanto, os custos marginais de capacidade, necessários para a determinação da TUSD, são obtidos por meio:

- Do Custo Incremental Médio de Longo Prazo, por nível de tensão, em R\$/kW.
- Do comportamento da carga, obtido pelas tipologias de curvas de carga de consumidores e redes ajustadas ao mercado da concessionária.
- Do diagrama unifilar da rede de distribuição da concessionária usado no cálculo do fluxo de potência, na condição de carga máxima.

A Nota Técnica nº. 38 [51] apresenta a metodologia e os cálculos necessários para a determinação das Tarifas de Referência - TR, que serviram de base para a revisão da TUSD de uma concessionária do sudeste do Brasil. A referência afirma que ao se propor uma tarifa pelo custo marginal, procura-se simular um mercado em concorrência perfeita. E como a concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica tem

característica de monopólio, a aplicação da metodologia de tarifa pelo custo marginal incentiva a eficiência produtiva e a alocação de custos entre diversos segmentos e tipos de usuários. Porém, a mesma destaca que esse tipo de metodologia não permite a recuperação total da receita requerida da distribuidora, apontando, então, a necessidade de utilização dos fatores de ajuste.

O cálculo das Tarifas de Referência de Uso dos Sistemas de Distribuição, que serve de base para a construção da TUSD, é obtido, portanto, através de três ajustes nos custos marginais. São eles:

- Ajuste à receita requerida de distribuição

Valores apurados pela distribuidora no que se referem aos componentes da TUSD, calculados com base no custo marginal de capacidade, e definidos a partir da responsabilidade de cada consumidor nos custos marginais de expansão do sistema.

- Ajuste à demanda faturada

Compreende a projeção do mercado de demanda de potência ativa para o ano teste da revisão tarifária periódica, considerando as tipologias e as diversidades de carga.

- Ajuste aos postos tarifários

Relação entre as tarifas de uso referentes aos períodos de ponta e fora de ponta, cujo objetivo é manter a sinalização horária da tarifas vigentes.

A Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição é composta, então, pelas seguintes parcelas [50]:

- TUSD\_FIO A – corresponde à componente da TUSD relativa ao custo do uso das redes de distribuição ou de transmissão de terceiros.
- TUSD\_FIO B – componente da TUSD relativa ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora.

- TUSD\_ESD – corresponde ao custo dos encargos vinculados ao serviço de distribuição de energia elétrica.
- TUSD\_PT – parcela relacionada com o custo das perdas técnicas.
- TUSD\_PNT – custo das perdas não-técnicas.
- TUSD\_CCC – componente relativa ao custo da Conta de Consumo de Combustíveis do SIN e de sistemas isolados. Se divide em TUSD\_CCC<sub>S/SE/CO</sub>, TUSD\_CCC<sub>N/NE</sub> e TUSD\_CCC<sub>Sistemas Isolados</sub>.
- TUSD\_CDE – se refere ao custo da Conta de Desenvolvimento Energético e varia de acordo com a localização (TUSD\_CDE<sub>S/SE/CO</sub> e TUSD\_CDE<sub>N/NE</sub>).
- TUSD\_PROINFA – relativo ao custo do PROINFA.

Por sua vez, cada parcela da TUSD apresentada acima é formada por uma série de fatores, que são descritos a seguir:

- $TUSD_{FIO B} = RADEE + QRAD + Custo Operacional$ 
  - RADEE – Remuneração dos Ativos de Distribuição de Energia Elétrica.
  - QRAD – Quota de reintegração dos ativos em decorrência da depreciação.
- $TUSD_{FIO A} = TUST_{RB} + TUST_{FR} + CCIRB + CURDOC + Perdas RB$ 
  - TUST<sub>RB</sub> – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão referente ao uso das instalações da Rede Básica.
  - TUST<sub>FR</sub> – Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão relacionada com as instalações de fronteira.
  - CCIRB – Custo com a conexão às instalações da Rede Básica.
  - CURDOC – Custo com o uso da rede de distribuição de outras concessionárias.
  - Perdas RB – perdas elétricas na Rede Básica.
- $TUSD_{ESD} = QRGR + TFSEE + P\&D_{EE} + C_{ONS}$

- QRGR – Quota da Reserva Global de Reversão
- TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
- P&D\_EE – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
- C\_ONS – Contribuição para o ONS

Portanto, a formulação completa da TUSD é:

$$TUSD = TUSD\_FIO\ A + TUSD\_FIO\ B + TUSD\_ESD + TUSD\_PT + TUSD\_PNT + TUSD\_CCC + TUSD\_CDE + TUSD\_PROINFA \quad (A.1)$$

No caso de unidades geradoras, a formulação da TUSD<sub>g</sub> pode ser resumida de acordo com a equação a seguir:

$$TUSD_g = TUSD\_FIO\ B + TUSD\_ESD + TUSD\_PT + TUSD\_FIO\ A \quad (A.2)$$

As componentes TUSD\_FIO B, TUSD\_ESD e TUSD\_PT são determinadas de acordo com o Art. 13, da Resolução Nº. 166, aplicáveis às demandas máximas de potência ativa, com base nos seguintes procedimentos:

- Definição do custo padrão por faixa de tensão a partir do custo incremental médio de longo prazo de cada concessionária.
- Estabelecimento do custo marginal de capacidade, por faixa de tensão, considerando o custo padrão por faixa, as curvas de carga e diagrama unifilar simplificado do fluxo de potência, na condição de carga máxima do ano do estudo tarifário.
- Definição da tarifa para cada faixa de tensão, conforme a proporção observada no custo marginal de capacidade e o mercado de referência.

O montante de perdas técnicas, em MWh, é obtido através do custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição, em R\$/MWh.

Finalmente, a TUSD\_FIO A, para todas as faixas de tensão, é formada com base no Art. 14, da Resolução Nº. 166, respeitando a seguinte metodologia:

- I. O valor referente às parcelas  $TUST_{RB}$  e  $TUST_{FR}$  é dividido pelo mercado de referência de demanda do horário da ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R\$/kW.
- II. Os valores referentes à CCIRB e CURDOC serão divididos pelo mercado de referência de demanda dos horários de ponta e fora de ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R\$/MWh.
- III. As perdas técnicas na Rede Básica são obtidas aplicando-se o percentual de perdas na Rede Básica ao montante, em MWh, relativo às perdas técnicas e não-técnicas. O resultado é, então, multiplicado pelo custo médio ponderado de aquisição de energia da concessionária de distribuição. Finalmente, o valor resultante dessa operação é dividido pelo mercado de referência de demanda dos horários da ponta e fora de ponta, obtendo-se as respectivas tarifas em R\$/kW.

Adicionalmente, as demais parcelas da Equação A.1 se referem a:

TUSD\_CCC – é uma parcela da TUSD relativa ao Custo da Conta de Consumo de Combustíveis paga mensalmente por todos os agentes que comercializam energia elétrica com o consumidor final. Tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoelétrica nos Sistemas Isolados, especialmente na Região Norte do país. Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, para cada concessionária de distribuição, em função do seu mercado e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoelétricas. Sua gestão é de responsabilidade da Eletrobrás.

TUSD\_PROINFA – instituída pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica no país, tais como: energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. A cada final de ano, com base na Resolução Normativa nº. 127, de 6 de dezembro de 2004, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição, calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos



referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela Eletrobrás. Sua gestão é de responsabilidade da Eletrobrás.

TUSD\_CDE – parcela da TUSD referente ao custo da Conta de Desenvolvimento Energético. Foi criada pela Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002, com a finalidade de prover recursos para:

- O desenvolvimento energético dos Estados.
- A competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados.
- Promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional.

Os recursos da CDE são provenientes:

- Dos pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração.
- Das multas aplicadas pela ANEEL.
- Dos pagamentos de cotas anuais por parte de todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final no Sistema interligado Nacional, com base nos valores da CCC dos sistemas interligados referentes ao ano de 2001, atualizados anualmente pelo crescimento de mercado e pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

A gestão da CDE fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobrás.

As seguintes parcelas estão incluídas na TUSD\_ESD, que se corresponde ao custo dos Encargos vinculados ao Serviço de Distribuição.

Reserva Global de Reversão (RGR) – é um encargo do setor elétrico brasileiro pago mensalmente pelas empresas concessionárias de geração, transmissão e distribuição de

energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação e concessão de empréstimos para expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) – instituída pela Lei nº. 9.427, tem a finalidade de constituir a receita da ANEEL, para a cobertura do custeio de suas atividades. É paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, de forma diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado. Está incluída a produção independente e a autoprodução de energia elétrica.

O valor da TFSEE é proporcional a receita requerida de distribuição relativa às componentes TUSD\_FIO B, TUSD\_ESD, TUSD\_PT e TUSD\_PNT, deduzida a receita pelo atendimento a outras concessionárias. Portanto,

$$TFSEE \propto TUSD\_FIO\ B + TUSD\_ESD + TUSD\_PT + TUSD_{PNT} - CURDOC \quad (A.3)$$

A TFSEE é de responsabilidade da ANEEL.

Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D\_EE) – criada pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% (setenta e cinco centésimos por cento) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% (vinte e cinco centésimos por cento) em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados ao Ministério da Ciência e Tecnologia, Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, ao Ministério de Minas e Energia e aos agentes, a serem aplicados em projetos aprovados pela ANEEL.

Da mesma forma, a parcela correspondente à Pesquisa e Desenvolvimento é calculada de acordo com a Equação A.4:

$$P\&D\_EE = TUSD\_FIO\ B + TUSD\_FIO\ A + TUSD\_ESD + TUSD\_PT + TUSD\_PNT - CURDOC \quad (A.4)$$

Estão envolvidos com a sua gestão os Ministérios de Ciência e Tecnologia e de Minas e Energia, como também a ANEEL, a Eletrobrás e os próprios agentes.

Contribuição para o ONS (C\_ONS) – com base no Decreto nº. 5.081 e na Resolução Autorizativa nº. 328, se refere ao custeio das atividades do ONS e tem como missão coordenar e controlar a operação dos sistemas elétricos interligados, bem como administrar e coordenar a prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica. Anualmente, o ONS submete à aprovação da ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Sua gestão fica a cargo do ONS, sendo obtido de acordo com a formulação a seguir:

$$C_{ONS} = \frac{\text{Custo Anual da Concessionária}}{\text{Mercado de Referência de Demanda da Concessionária}} \quad (\text{A.5})$$

## A.2. REAJUSTE DA TUSD

O reajuste das componentes da TUSD, definidas anteriormente, é calculado mediante a aplicação do Índice de Reajuste Tarifário ( $IRT_{ITEM}$ ) sobre cada item das referidas parcelas, homologado na Data de Referência Anterior – DRA, de acordo com a Equação A.6 [19]:

$$IRT_{ITEM} = \frac{Valor_1}{Valor_0} \quad (\text{A.6})$$

onde:

Valor<sub>1</sub> – valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes na Data de Reajuste em Processamento – DRP e o mercado de referência.

Valor<sub>0</sub> – valor associado a cada item das componentes da TUSD, considerando as condições vigentes em DRA e o mercado de referência.

A Data de Referência Anterior corresponde à data de vigência do último reajuste ou revisão. A Data de Reajuste em Processamento referente ao cálculo atual, realizado um ano após a DRA, se refere ao reajuste das tarifas aplicadas por concessionária de distribuição.

O Índice de Reajuste Tarifário da parcela TUSD\_FIO B, deverá ser calculado conforme a seguinte fórmula:

$$IRT_{FIO} = IVI \pm X \quad (A.7)$$

onde:

IVI – Número índice obtido pela divisão dos índices IGP-M (Índice Geral de Preços de Mercado), da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data de reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior.

X – Valor definido pela ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 55.

De forma resumida, o Fator X é função dos seguintes componentes [72]:

- I. Componente  $X_c$  que reflete os ganhos de produtividade esperados derivados da mudança na escala do negócio por incremento do consumo de energia elétrica na área servida, tanto por maior consumo dos consumidores existentes, como pela incorporação de novos consumidores, no período entre revisões tarifárias.
- II. Componente  $X_c$  que reflete a avaliação dos consumidores sobre a sua concessionária, sendo obtido mediante a utilização do resultado da pesquisa Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC.
- III. Componente  $X_a$  que reflete a aplicação do Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA) para a componente mão-de-obra da Parcela B da concessionária.

O cálculo do  $IRT_{ITEM}$  relativo às perdas técnicas e não-técnicas, além das perdas na Rede Básica, é efetuado através da variação da despesa com a energia comprada para revenda entre DRA e DRP.

No reajuste ou revisão da TUSD são considerados os efeitos do mecanismo referente à Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A – CVA.

A nova TUSD é obtida, portanto, a partir da soma das parcelas reajustadas conforme o método brevemente descrito acima e é sensível aos postos tarifários do horário da ponta e fora de ponta.

## APÊNDICE B – MÉTODO DE NEWTON

O Método de Newton pode ser considerado como uma técnica de otimização de segunda ordem, por estar relacionado com o cálculo da Matriz Hessiana em cada passo do seu algoritmo. O uso da derivada segunda proporciona uma convergência mais rápida, quando esta ocorrer, em comparação com métodos de primeira ordem. O Método de Newton consiste em minimizar uma função objetivo  $f(x)$  através de uma aproximação quadrática, obtida a partir de sua expansão em série de Taylor até a 2ª ordem [73]. Assim, para uma vizinhança de um vetor  $x^k \in \mathbb{R}^n$ , podemos escrever:

$$f(x) \approx f(x^k) + (x - x^k)^T \nabla f(x^k) + \frac{1}{2} (x - x^k)^T \nabla^2 f(x^k) (x - x^k) \quad (\text{B.1})$$

Diferenciando  $f(x)$  em relação à  $x$  e, então, igualando a zero, obtemos:

$$\frac{\partial f(x)}{\partial x} = \nabla f(x^k) + \nabla^2 f(x^k) (x - x^k) = 0 \quad (\text{B.2})$$

Substituindo  $x$  por  $x^{k+1}$  e arrumando os termos em função de  $x^{k+1}$ , temos:

$$x^{k+1} = x^k - [\nabla^2 f(x^k)]^{-1} \nabla f(x^k) \quad (\text{B.3})$$

onde  $x^{k+1}$  é o vetor que representa uma aproximação da solução que minimiza  $f(x)$ , supondo  $\nabla^2 f(x^k) > 0$ .

A convergência do processo iterativo pode ser monitorada de duas formas [74]. A primeira consiste em atribuir uma tolerância para o gradiente da função  $f(x)$ . Como o gradiente se anula no ponto de mínimo  $x^*$ , pode-se interromper o algoritmo quando o mesmo estiver suficientemente próximo de zero. Dessa forma, temos que:

$$\|\nabla f(x^*)\| < \varepsilon \quad (\text{B.4})$$

onde  $\varepsilon$  é a tolerância especificada.

A segunda maneira consiste em verificar a distância entre  $x^{k+1}$  e  $x^k$ , através da expressão:

$$\|x^{k+1} - x^k\| < \varepsilon \quad (\text{B.5})$$

A utilização do Método de Newton, para a solução do modelo de minimização do custo apresentado, está baseada na técnica do conjunto ativo para o tratamento das restrições de desigualdade, como em qualquer problema que envolva Fluxo de Potência Ótimo – FPO. O conhecimento do conjunto ativo permite transformar restrições de desigualdade em restrições de igualdade. Assim, o problema de minimização pode ser representado sob a forma [73]:

$$\min z = f(x) \quad (\text{B.6})$$

Sujeito a:

$$g(z) = 0 \quad (\text{B.7})$$

$$h_a(z) = 0 \quad (\text{B.8})$$

onde  $h_a: \mathbb{R}^{m+n} \rightarrow \mathbb{R}^a$  representa as  $a$  restrições ativas de desigualdade.

Para a solução desse problema, devemos primeiramente definir a função Lagrangeana:

$$L(z, \lambda, \mu) = f(z) + \lambda^T g(z) + \mu^T h_a(z) \quad (\text{B.9})$$

A busca pela solução do problema está relacionada com a definição da condição necessária de otimalidade, onde temos que:

$$\frac{\partial L}{\partial z} = \frac{\partial f}{\partial z} + \left[ \frac{\partial g}{\partial z} \right]^T \lambda + \left[ \frac{\partial h_a}{\partial z} \right]^T \mu = 0 \quad (\text{B.10})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = g(z) = 0 \quad (\text{B.11})$$

$$\frac{\partial L}{\partial \mu} = h_a(z) = 0 \quad (\text{B.12})$$

As equações acima podem ser representadas por:

$$\phi(x) = 0 \quad (\text{B.13})$$

onde  $x = [z^T \quad \lambda^T \quad \mu^T]$ .

O Método de Newton é, então, utilizado para resolver o sistema de equações  $\phi(x) = 0$ , através de um processo iterativo, usando as equações  $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ . Nesse caso,  $\Delta x^k$  é obtido resolvendo-se o sistema de equações lineares abaixo:

$$\begin{aligned} & \begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L(z^k, \lambda^k, \mu^k)}{\partial z^2} & \left[ \frac{\partial g(z^k)}{\partial z} \right]^T & \left[ \frac{\partial h_a(z^k)}{\partial z} \right]^T \\ \frac{\partial g(z^k)}{\partial z} & 0 & 0 \\ \frac{\partial h_a(z^k)}{\partial z} & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta z^k \\ \Delta \lambda^k \\ \Delta \mu^k \end{bmatrix} \\ & = \begin{bmatrix} -\frac{\partial f(z^k)}{\partial z} & -\left[ \frac{\partial g(z^k)}{\partial z} \right]^T \lambda^k & -\left[ \frac{\partial h_a(z^k)}{\partial z} \right]^T \mu^k \\ -g(z^k) & 0 & 0 \\ -h_a(z^k) & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{B.14})$$

onde

$$\frac{\partial^2 L(z^k, \lambda^k, \mu^k)}{\partial z^2} = \frac{\partial^2 f(z^k)}{\partial z^2} + \left[ \frac{\partial^2 g(z^k)}{\partial z^2} \right]^T \lambda^k + \left[ \frac{\partial^2 h_a(z^k)}{\partial z^2} \right]^T \mu^k \quad (\text{B.15})$$

A determinação do conjunto ativo pode ser obtida através do algoritmo conceitual descrito a seguir [73]:



1. Escolha um conjunto inicial de restrições ativa. Em geral, as restrições ativas na solução do caso base (fluxo de potência convencional).
2. Resolva o sistema de equações definido na equação  $\Phi(x) = 0$ .
3. Se alguma restrição não incluída no conjunto ativo for violada, inclua esta restrição no conjunto ativo no próximo ciclo do processo de solução.
4. Retire do conjunto ativo as restrições representando limites superiores (inferiores) cujos multiplicadores de Lagrange obtidos neste ciclo do processo sejam negativos (positivos).
5. Volte para o passo 2.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Silveira, M., Alzira N., Mello, J. C. O., Silva, A. M. Leite da, “Avaliação do impacto de produtores independentes na confiabilidade de sistemas de geração e transmissão”, XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, Paraná, 1999.
- [2] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Lei nº. 10.438, de 26 de abril de 2002.
- [3] Andrade, W. S., Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição e Sub-Transmissão Considerando Geração Distribuída, Tese de Doutorado, UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [4] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº. 0017 – SRD/SRT/ANEEL, de 18 de abril de 2007.
- [5] ANEEL. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração – SFG. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração. Disponível em [http://www.aneel.gov.br/arquivos/zip/Resumo\\_Geral\\_das\\_Usinas\\_jan\\_2009.zip](http://www.aneel.gov.br/arquivos/zip/Resumo_Geral_das_Usinas_jan_2009.zip), 16 de fevereiro de 2009.
- [6] Capamo, F. F. C., Programação da Contratação de Energia considerando Geração Distribuída no Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro, Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.
- [7] Romagnoli, H. C., Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro, Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2005.

- [8] ANEEL, “Atlas de Energia Elétrica do Brasil”, *Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*, 2008.
- [9] Ministério de Minas e Energia. Plano Nacional de Energia – 2030. Disponível em ([http://www.mme.gov.br/site/menu/select\\_main\\_menu\\_item.do?channelId=8213](http://www.mme.gov.br/site/menu/select_main_menu_item.do?channelId=8213)), 6 de março de 2009.
- [10] Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional. Disponível em (<http://www.ben.epe.gov.br/>), 6 de março de 2009.
- [11] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 405, de 5 de dezembro de 2006.
- [12] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp>). Disponível em 6 de março de 2009.
- [13] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução 652, de 9 de dezembro de 2003.
- [14] Portal PCH. O que é uma PCH?. Disponível em ([http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com\\_content&task=view&id=702](http://www.portalpch.com.br/index.php?option=com_content&task=view&id=702)), em 6 de março de 2009.
- [15] Alves, J. J. M., Estima, L. C. P., Martins, M. J., “Riscos Financeiros em uma PCH do PROINFA”, Disponível em <http://www.cerpch.unifei.edu.br/Adm/artigos/619c3388da6cf7c7a73c9b6ae4c7ec09.pdf>, em 8 de março de 2009.
- [16] BILLINTON, R., ALLAN, R. N., “Reliability evaluation of power systems”, *Second Edition - Edit. Plenum*, 1996.

- [17] Schilling, M. T., Billinton, R., Silva, A. M. Leite da, Tikadi, M. A., “Bibliography on the application of probability methods in power system reliability evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, February 1999.
- [18] Ahmad, M. M., Debs, A., Wardi, Y., “Estimation of the derivatives of generation system reliability indices in monte carlo simulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 8, No. 4, pp.1448-1454, November 1993.
- [19] Billinton, R., Wenyuan, L., “Consideration of multi-state generating unit models in composite system adequacy assessment using monte carlo simulation”, *Canadian Journal Elect. and Comp. Engin.*, Vol. 17, No. 1, pp.24-28, January 1992.
- [20] Sankarakrishnan, A., Billinton, R., “Effective techniques for reliability worth assessment in composite power system network using monte carlo simulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.11, No.3, pp. 1255-1261, August 1996.
- [21] Dialynas, E. N., Papakammenos, D. J., Koskolos, N. C., “Integration of Non-Utility Generating Facilities Into the Reliability Assessment of Composite Generation and Transmission Power Systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 12, no. 1, Feb. 1997, pp. 464–470.
- [22] Ubeda, J. R., Garcia, M. A. R. R, “Reliability and Production Assessment of Wind Energy Production Connected to the Electric Network Supply”, *IEE Proc. Generation Transmission Distribution*, vol. 146, no. 2, pp. 169-175, march 1999.
- [23] Dias, J. A. S., Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica, Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2008.
- [24] Giosetto, P., Utsorogi, K. F., “Development of a new procedure for reliability modeling of wind turbine generators”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 1, January 1983.

- [25] Sayas, F. C., Allan, R. N., “Generation availability assessment of wind farms”, *IEEE Proc-Gener. Transm. distrib. Vol 143, No. 5*, Setember 1996.
- [26] Billinton, R., Chodhury, A. A., “Incorporation of wind energy conversion systems in conventional generating capacity adequacy assessment”, *IEEE Proceeding-C*, v.139, n.1, Jan 1992, pp. 47-56.
- [27] Billinton, R., Gao, Yi, “Multistate Wind Energy Conversion System Models for Adequacy Assessment of Generating Systems Incorporating Wind Energy”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.23, n.1, Mar. 2008.
- [28] Leite, Andréa P., *Modelagem de Fazendas Eólicas para Estudos de Confiabilidade*, Dissertação de Mestrado, UFRJ, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2005.
- [29] Leite, Andréa P., Borges, C. L., Falcão, D. M. “Probabilistic Wind Farms Generation Model for Reliability Studies Applied to Brazilian Sites”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, November 2006, pp. 1493-1501.
- [30] Borges, C. L., Pinto, R. J. “Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, august 2008, pp. 1125-1135.
- [31] Wang, P., Billinton, R., “Reliability Benefit Analysis of Adding WTG to a Distribution System”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v.16, n.2, pp.134-139, Jun. 2001.
- [32] Li, Wenyuan, “Risk Assessment of Power Systems”, Wiley – IEEE Press, New York, 2005.
- [33] Billinton, R., Wangdee, W., “Reliability-Based Transmission Reinforcement Planning Associated With Large-Scale Wind Farms”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 1, February 2007, pp. 34-41.

- [34] Wenyuan, Li, Billinton, R., “A Minimum Cost Assessment for Composite Generation and Transmission System Expansion Planning”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 2, May 1993.
- [35] El-Khattam, W., Salama, M. M. A., “Distribution System Planning Using Distributed Generation”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering - CCECE, Montreal, May 2003.
- [36] Brown, R. E., Freeman, L. A. A., “Analyzing the Reliability Impact of Distributed Generation”, Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume 2, Issue, Page(s): 1013 - 1018, 2001.
- [37] El-Khattam, W., Bhattacharya, K., “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, August 2004.
- [38] Dugan, R. C., McDermott, T. E., Hills, J. et al., “Planning for Distributed Generation”, IEEE Industry Applications Magazine, March/April, 2001.
- [39] Bitencourt, J. A., Lemos, F. A. B., “Avaliação do Impacto da Geração Distribuída na Postergação e nos Custos Marginais de Expansão de Sistemas de Distribuição”, XVI Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI 2004.
- [40] Romagnoli, H. C., Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro, Dissertação de Mestrado, UFSC, Florianópolis, Santa Catarina, Brasil, 2005.
- [41] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível na Internet em [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) (consultado em agosto de 2008).
- [42] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução nº. 281, de 1º de outubro de 1999.

[43] ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede. Disponível na Internet em [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br) (consultado em agosto de 2008).

[44] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, 2008.

[45] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Caderno Temático 5 – Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição, 2005.

[46] Brasil. Ministério de Minas e Energia. Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004.

[47] Brasil. Ministério de Minas e Energia. Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995.

[48] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 067, de 08 de junho de 2004.

[49] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº. 0017 – SRD/SRT/ANEEL, de 18 de abril de 2007.

[50] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 166, de 10 de outubro de 2005.

[51] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº. 0038 – SRD/ANEEL, de 27 de junho de 2007.

[52] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 77, de 18 de agosto de 2004.

[53] Brasil. Ministério de Minas e Energia. Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004.

[54] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, disponível em: [www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br).

- [55] Guimarães, A. R., *Estratégia de Contratação das Distribuidoras em Leilões de Energia sob Incerteza na Demanda*, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.
- [56] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 109, de 26 de outubro de 2004.
- [57] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº. 284 – SER/ANEEL, de 22 de novembro de 2006.
- [58] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 89, de 18 de fevereiro de 2002.
- [59] Borges, C. L. T., *Confiabilidade de Sistemas de Potência*, apostila do Programa de Engenharia Elétrica, EE-COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2003.
- [60] Li, Wenyuan, “Risk Assessment of Power Systems”, Wiley – IEEE Press, New York, 2005.
- [61] Li, Wenyuan, Choudhury, P., “Probabilistic Transmission Planning”, *IEEE Power & Energy Magazine*, september/october 2007, pp.46-53.
- [62] “Reliability test system”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No.6., Dez. 1979.
- [63] Billinton, R., Zhang, W. “Cost Related Reliability Evaluation of Bulk Power Systems”. ELSEVIER, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 23, Nº. 99-112, 2001.
- [64] Massaud, A. G., Schilling, M. Th., Hernandez, J.P., “Electricity restriction costs”, *IEE Proc Part C*, vol. 141, no. 4, Jul 1994, pp. 299-304.



[65] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Monitoramento, Acompanhamento e Análise do Mercado de Energia. Estatística e Análise do Mercado de Energia Elétrica. Boletim Mensal, outubro de 2007.

[66] Pessanha, J. F. M., Um Modelo de Análise Envoltória de Dados para Estabelecimento das Metas de Continuidade do Fornecimento de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2006.

[67] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 570, de 4 de dezembro de 2007.

[68] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 405, de 5 de dezembro de 2006.

[69] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 391, de 7 de novembro de 2006.

[70] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº. 047 – SRT/ANEEL, de 5 de junho de 2007.

[71] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Homologatória nº 477, de 12 de junho de 2007.

[72] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa nº. 55, de 05 de abril de 2004.

[73] Falcão, D. M., *Análise de Redes Elétricas*. Programa Engenharia Elétrica – COPPE/UFRJ – Apostila da Disciplina Análise de Redes Elétricas, Rio de Janeiro, Brasil, 2003.

[74] Gomes, A. C. D. N., *Otimização: Aspectos Teóricos e Métodos Numéricos*. Programa de Engenharia Elétrica – COPPE/UFRJ – Apostila da Disciplina de Técnicas de Otimização em Sistemas de Engenharia, Rio de Janeiro, Brasil, 2006.