O POTENCIAL TERMELÉTRICO A CARVÃO NO RIO GRANDE DO SUL DIANTE RESTRIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DE ÁGUA E OBJETIVOS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2, APLICANDO A QUEIMA EM LEITO FLUIDIZADO

Bettina Susanne Hoffmann

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo
Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Setembro de 2013

O POTENCIAL TERMELÉTRICO A CARVÃO NO RIO GRANDE DO SUL DIANTE RESTRIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DE ÁGUA E OBJETIVOS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2, APLICANDO A QUEIMA EM LEITO FLUIDIZADO

Bettina Susanne Hoffmann

TESE 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 DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

Prof. Electo Eduardo Silva Lora, Ph.D.

Prof. Sílvio Carlos Aníbal de Almeida, D.Sc.

Prof. Angela Maria Cohen Uller, Dr. Ing.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
SETEMBRO DE 2013

Hoffmann, Bettina Susanne

O potencial termelétrico a carvão no Rio Grande do Sul diante restrições de disponibilidade de água e objetivos de redução de emissões de CO2, aplicando a queima em leito fluidizado / Bettina Susanne Hoffmann. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013.

XVIII, 208 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer.

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2013.

Referencias Bibliográficas: p. 179-184.

1. Carvão. 2. Co-combustão. 3. CCS. 4. Geração Termelétrica. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

A minhas irmãs, Katrhin e Christine.

AGRADECIMENTOS

Primeiro e acima de tudo, preciso agradecer aos meus orientadores Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer pela exelente orientação.

Agradeço aos professores Luiz Pinguelli Rosa, Electo Eduardo Silva Lora, Sílvio Carlos Aníbal de Almeida e Angela Maria Cohen Uller por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta dissertação.

Agradeço, também, aos demais professores do PPE que contribuíram à minha formação, desde o Mestrado.

Aos aos funcionários do PPE, Sandrinha, Paulo, Queila, Beatriz e Simone, que sempre me ajudaram em que puderam.

Aos amigos e colegas de turma e de projetos pelas conversas proveitosas que tivemos sobre os mais diferentes temas, pelos momentos de trabalho e os momentos de diversão. Um obrigado especial ao meu colega Paulo, companheiro de trabalho desde o início do curso de Mestrado, cujo apoio moral e paciência sempre foram essenciais.

Finalmente devo agradecer à Associação Brasileira do Carvão Mineral (ACBM), pelo apoio financeiro na forma de bolsa de estudo.

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

O POTENCIAL TERMELÉTRICO A CARVÃO NO RIO GRANDE DO SUL DIANTE RESTRIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DE ÁGUA E OBJETIVOS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2, APLICANDO A QUEIMA EM LEITO FLUIDIZADO

Bettina Susanne Hoffmann

Setembro/2013

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

O Rio Grande do Sul detém reservas expressivas de carvão, que poderiam ser aproveitadas para a geração de energia elétrica. Todavia, a expansão do parque de geração por UTEs a carvão está em conflito com os objetivos de se diminuir emissões de CO_2. A aplicação de tecnologias que reduzem as emissões de CO_2 em UTEs pode contornar este problema. Contudo, estes sistemas reduzem geralmente a eficiência da planta e aumentam sua demanda por água. Este estudo realiza uma análise integrada do potencial termelétrico a carvão que poderia ser instalado a partir das reservas locais, considerando a real disponibilidade de carvão, a disponibilidade de água e os impactos de medidas de redução de emissões sobre o potencial do parque termelétrico. Duas diferentes tecnologias de redução de CO_2 são examinadas, a co-combustão de uma fração de 30% p/p de biomassa e a captura de carbono por absorção química com aminas. O potencial termelétrico de um parque que opera sem medidas de redução de emissão de CO_2 foi estimado em 8100 MW. Para a aplicação de sistemas de captura de carbono foi identificado que, em algumas regiões, esses sistemas não podem ser operados devido a restrições por disponibilidade de água. Todavia, através de uma combinação das duas medidas nas regiões onde a captura de carbono pode ser utilizada e da aplicação da co-combustão em regiões de estresse hídrico, uma redução de emissão de 77% é alcançada, com uma redução do potencial termelétrico de 16%.

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

THE POTENTIAL FOR COAL POWER PLANTS WITH FLUIDIZED BED COMBUSTION IN THE STATE OF RIO GRANDE DO SUL, CONSIDERING RESTRICTIONS OF CO_2 EMISSIONS AND WATER AVAILABILITY

Bettina Susanne Hoffmann

September/2013

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

The state of Rio Grande do Sul holds significant coal reserves, which could be used for power generation. However, the expansion of power generation by coal power plants is in conflict with the objective to reduce CO2 emissions. Technologies for the reduction of CO2 emissions can be applied to avoid this problem. CO2 reduction systems decrease generally the overall efficiency of a power plant and increase its water demand. Thus, this study realizes an integrated analysis of the coal power potential that can be supplied by the local reserves, considering the actual coal availability, the water availability and the impacts that carbon reduction measures would have on the power plant potential. Two different CO2 reduction technologies were considered, the co-combustion of a biomass fraction of 30% wt and the capture of CO2 by chemical absorption with amines. The power potential without CO2 reduction measures was estimated to be 8100 MW. It was found that the application of carbon capture systems would not be possible in several regions due to restriction given by water availability. However, by combining the two reduction measures in those regions where carbon capture system can be used, and applying biomass co-combustion systems without carbon capture in the regions where water scarcity was detected, an emission reduction of 77% can be achieved, while the power potential would be reduced by only 16%.

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
1.1 A expansão da matriz elétrica no Brasil – o papel da termeletricidade 1
1.2 Necessidade e possibilidades de expansão da matriz elétrica no RS 2
1.3 O uso do carvão num cenário baixo carbono 5
1.4 Objetivo, Escopo e Estrutura do trabalho 6
2 DISPONIBILIDADE DE CARVÃO NO RIO GRANDE DO SUL 10
2.1 Breve Histórico do uso do carvão no RS 10
2.2 Os recursos das jazidas de carvão no RS 11
2.3 Reservas de carvão no RS 16
2.3.1 Comparação entre recursos e reservas no Brasil 16
2.3.2 Reservas situadas no RS 20
2.4 UTEs existentes no RS 24
2.5 Restrição da disponibilidade de carvão por usos concorrentes 26
3 O POTENCIAL TEÓRICO DE TERMELETRICIDADE A CARVÃO NO RS 31
3.1 Condições gerais 31
3.1.1 Tecnologias de conversão química e sua aptidão para o carvão do RS 31
3.1.2 Limites de emissões de poluentes para UTEs no RS 35
3.2 Especificações técnicas da UTE 36
3.2.1 Caracterização do combustível 36
3.2.2 Tempo de vida e fator de capacidade 37
3.2.3 Sistemas de redução de emissão 38
3.2.4 Eficiência elétrica 44
3.3 O potencial de termeletricidade a carvão no RS 50
4 RESTRIÇÕES POR DISPONIBILIDADE DE ÁGUA 54
4.1 Escopo da análise 55
4.2 Uso e consumo de água em UTEs 56
4.2.1 Uso e consumo para fins de resfriamento 56
4.2.2 Uso e consumo para outros fins 58
4.3 A identificação das bacias hidrográficas relevantes 59
4.4 Restrições para a instalação de UTEs com resfriamento em ciclo aberto 63
4.4.1 A disponibilidade de água no RS 63

4.4.2 Uso e consumo de água da uma UTE com resfriamento em ciclo aberto.... 66
4.4.3 Disponibilidade hídrica para uma UTE com resfriamento em ciclo aberto 67
4.5 Disponibilidade hídrica para sistemas de resfriamento fechado 73
4.5.1 Modelagem de sistemas de resfriamento fechado 73
4.5.2 Disponibilidade hídrica para sistemas de resfriamento fechado 77
4.6 Potencial termelétrico ajustado 87
5 RESTRIÇÕES AO APROVEITAMENTO POR EMISSÕES DE CO_2 – A APLICAÇÃO DA CAPTURA DE CARBONO 89
5.1 Políticas climáticas nacionais e emissões de CO_2 da frota modelada 90
5.2 Identificação e descrição do sistema de captura de carbono 92
5.2.1 Identificação do processo apto para o modelo do estudo 92
5.2.2 Descrição do processo de captura assumido para o modelo 94
5.3 Modelagem da UTE com unidade de captura de carbono 99
5.3.1 Integração da unidade de captura de carbono na planta 99
5.3.2 A eficiência elétrica da UTE com sistema de captura de carbono 103
5.3.3 Uso e consumo de água 108
5.4 Potencial termelétrico ajustado 109
5.4.1 Consideração da redução de eficiência líquida 109
5.4.2 Consideração da disponibilidade de água 110
5.4.3 Resumo do potencial e emissões de CO_2 resultantes 113
6 ALTERNATIVA PARA MITIGAÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2 - A CO-COMBUSTÃO COM BIOMASSA 115
6.1 A co-combustão de biomassa como medida de mitigação de emissão 116
6.2 Definição do tipo de biomassa e da fração máxima de co-combustão 116
6.2.1 Biomassas observadas neste estudo 116
6.2.2 Limites técnicos do co-processamento – o comportamento das Cinzas..... 118
6.2.3 A viabilidade econômica e ambiental da disponibilização da biomassa ... 129
6.3 Modelagem da UTE com co-combustão de 30% de Biomassa 139
6.3.1 Composição do combustível e do gás de exaustão 139
6.3.2 Alterações de eficiência 141
6.3.3 Alterações no uso e consumo de água 143
6.4 Potencial termelétrico ajustado 144
6.4.1 Consideração da eficiência líquida 144

6.4.2 Restrições à disponibilidade de água devido ao cultivo de biomassa 145
6.4.3 Resumo do potencial e emissões de CO_2 resultantes 149
7 COMPARAÇÃO DAS ALTERNATIVAS DE REDUÇÃO DE EMISSÕES DE CO_2 151
7.1 Casos observados..... 151
7.1.1 Caso 1 152
7.1.2 Caso 2 156
7.1.3 Caso 3 160
7.2 Resumo e classificação dos casos observados..... 163
8 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS 167
9 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 169
ANEXOS 185

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1: Estrutura do estudo 9
Figura 2-1: Localização das Minas no Rio Grande do Sul 12
Figura 2-2: Diagrama de McKelvey, adaptado e simplificado 17
Figura 2-3: Reserva inferida, indicada e medida por município no RS 22
Figura 2-4: Reserva medida e reserva lavrável por município no RS 23
Figura 3-1: Regimes de fluidização em caldeiras de leito fluidizado 34
Figura 3-2: Rotas de reação para nitrogênio contido no combustível 38
Figura 3-3: Diagrama T-S do ciclo a vapor simulado 47
Figura 3-4: Fluxograma da UTE modelada 49
Fig ura 3-5: Potencial de operação de UTES no RS por município a partir da reserva medida indicado em 2009 51
Figura 3-6: Potencial de operação de UTES no RS por município a partir da reserva lavrável indicada em 2009 52
Figura 4-1 - Torre de arrefecimento. 57
Figura 4-2: Divisão das regiões e bacias hidrográficas no RS 60
Figura 4-3: Bacias hidrográficas relevantes para a análise da disponibilidade hídrica para UTEs no RS 61
Figura 4-4: Mapa altimétrico do Rio grande do Sul 63
Figura 4-5: Esquema de uma UTE com resfriamento em ciclo aberto 67
Figura 4-6: Temperaturas médias de verão no RS 70
Figura 4-7: Mapa altimétrico da região hidrográfica do Guaíba 72
Figura 4-8: Municípios na região hidrográfica Guaíba que podem comportar UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo aberto 73
Figura 4-9: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B1 em 2006 79
Figura 4-10: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B1 em 2026 80
Figura 4-11: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B2 em 2006 81
Figura 4-12: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B2 em 2026 82

Figura 4-13: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B3 em 2006 83
Figura 4-14: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B3 em 2026 84
Figura 4-15: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com sistemas de resfriamento em ciclo fechado comtorre úmida 87
Figura 5-1: Esquema típico de um sistema de absorção para a recuperação de CO2 de gases de combustão 93
Figura 5-2: Fluxograma de uma UTE com caldeira de leito fluidizado em com captura de carbono por absorção química 100
Figura 5-3: Integração energética da UTE, da planta de absorção química e da unidade de compressão, Fonte: Elaboração própria 100
Figura 5-4: Demanda de Energia em unidades de captura de carbono por absorção química 103
Figura 5-5: Diagrama T-S do ciclo a vapor com extração de vapor..... 105
Figura 6-1: Processos de sinterização no leito fluidizado 119
Figura 6-2: Índice $R_{(B/A)}$ para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto..... 123
Figura 6-3: Índice $R_{(S)}$ $R_{(F)}$ para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto.. 124
Figura 6-4: Índice E13 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto..... 126
Figura 6-5: Índice EI23 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto..... 126
Figura 6-6: Índice E24 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto..... 127
Figura 6-7: Diagrama de fase da mistura mistura eutética SiO_2-CaO-K_2O 128
Figura 6-8: Zoneamento Ambiental de Silvicultura no Rio Grande do Sul 132
Figura 6-9: Área definida para o suprimento de biomassa da região Triunfo/ Charqueadas/ Guaíba 134
Figura 6-10: Área definida para o suprimento de biomassa da região São Jeronimo/ Arroio dos Ratos 135
Figura 6-11: Área definida para o suprimento de biomassa da região Leão/Butiã 135
Figura 6-12: Área definida para o suprimento de biomassa da região Cachoeira do Sul 136
Figura 6-13: Área definida para o suprimento de biomassa da região São Sepé 136
Figura 6-14: Área definida para o suprimento de biomassa da região Candiota..... 137
Figura 6-15: Área sobreposta para o suprimento de biomassa no RS 138

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1: Recursos de carvão nas Jazidas do Rio Grande do Sul. 12
Tabela 2-2: Reserva medida, indicada, inferida e lavrável de carvão no RS conforme DNPM 21
Tabela 2-3: Reservas medidas, indicadas e inferidas no RS por jazida de carvão 22
Tabela 2-4: Termelétricas a Carvão no Brasil 24
Tabela 2-5: Limites de emissão definidos para a UTE São Jeronimo 24
Tabela 2-6: Produção de Carvão das Mineradoras do Rio Grande do Sul de 2008 a 2011 [t] 27
Tabela 2-7: Uso do carvão no RS [t] 28
Tabela 2-8: Reservas lavráveis e reservas lavráveis disponíveis, considerando consumos concorrentes [t] 29
Tabela 3-1: Limites de emissão nos RIMAs de projetos propostos no RS 36
Tabela 3-2: Análise imediata e análise elementar de carvão ROM da jazida Candiota. 37
Tabela 3-3: Concentração de poluentes no gás de exaustão oriundo da combustão de carvão ROM de Candiota com as premissas indicadas. 39
Tabela 3-4: Taxas de redução de emissões in-situ e pós-combustão necessárias para cumprir as regulamentações ambientais 43
Tabela 3-5: Parâmetros assumidos para a avaliação da eficiência da caldeira 45
Tabela 3-6: Resultados da modelagem da eficiência da caldeira 46
Tabela 3-7: Dados da simulação do ciclo a vapor 47
Tabela 3-8: Resultados da simulação do consumo interno de energia elétrica 49
Tabela 3-9: Resumo dos parâmetros para a definição do Consumo de carvão por GW 50
Tabela 3-10: Agregação das reservas lavráveis em regiões (t) 53
Tabela 4-1: Vazões fluviométricas nas bacias relevantes 64
Tabela 4-2: Demanda de água nas bacias relevantes em 2006 e 2016 65
Tabela 4-3: Consumo de água nas bacias relevantes em 2006 e 2016 65
Tabela 4-4: Uso e consumo de água numa UTE com resfriamento em ciclo aberto 66
Tabela 4-5: Vazões específicas e vazões acumuladas das bacias a jusante da bacia Jacuí 72

Tabela 4-6: Dados dos ciclos a vapor para a operação e ciclos fechados de resfriamento com torre úmida e ACC para um ciclo conforme indicado na Figura 3-3 75
Tabela 4-7: Consumo de energia dos equipamentos de resfriamento como porcentagem da eficiência bruta da planta 75
Tabela 4-8: Uso de água na operação com diferentes sistemas de resfriamento..... 76
Tabela 4-9: Consumo de água na operação com diferentes sistemas de resfriamento... 76
Tabela 4-10: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com diferentes sistemas de resfriamento..... 77
Tabela 4-11: Classificação de criticidade para os balanços hídricos B1, B2 e B3..... 78
Tabela 4-12: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida 86
Tabela 4-13: Potencial termelétrico no RS, considerando restrições pela disponibilidade de água 88
Tabela 5-1: Projeção das emissões de GEE no setor elétrico até 2021 em Mt CO_2-eq.. 91
Tabela 5-2: Emissões do parque termelétrico no RS na exploração do potencial máximo 91
Tabela 5-3: Condições de vapor na extração na extração e no retorno para o ciclo de vapor 104
Tabela 5-4: Dados dos ciclos a vapor com extração de vapor..... 106
Tabela 5-5: Consumo interno de energia em UTEs com captura de carbono e diferentes sistemas de resfriamento (% da geração bruta) 107
Tabela 5-6: Uso de água na operação de UTEs com captura de carbono e com diferentes sistemas de resfriamento..... 108
Tabela 5-7: Consumo de água na operação de UTEs com captura de carbono com diferentes sistemas de resfriamento 108
Tabela 5-8: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com diferentes sistemas de resfriamento..... 109
Tabela 5-9: Redução da capacidade do parque de UTEs devido à adição de unidades de captura de carbono via absorção química com aminas..... 110
Tabela 5-10: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com captura de carbono com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida 112
Tabela 5-11: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono negligenciando restrições pela disponibilidade de água..... 113

Tabela 5-12: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono incluíndo restrições pela disponibilidade de água 114
Tabela 5-13: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono incluíndo restrições pela disponibilidade de água 114
Tabela 6-1: Temperaturas de derretimento de compostos em caldeiras..... 120
Tabela 6-2: Misturas eutéticas com baixa temperatura de derretimento 121
Tabela 6-3: LHV, análise elementar e composição de cinzas de carvão ROM de Candiota e eucaliptus..... 122
Tabela 6-4: Índices experimentais identificados para a avaliação de casos de co-combutão 125
Tabela 6-5: Densidade energética de diferentes biomassas..... 130
Tabela 6-6: Preços adotados para o carvão, a biomassa e créditos de carbono..... 131
Tabela 6-7: área disponível para plantações de biomassa num raio de 50 km em volta das jazidas lavráveis de carvão 133
Tabela 6-8: Parâmetros para a determinação do potencial elétrico por área de plantação 137
Tabela 6-9: Área disponível e área necessária para a operação de UTEs com uma fração de 30% p/p de eucalipto..... 138
Tabela 6-10: Área disponível e área necessária para disponibilizar uma fração de biomassa de 30 % p/p 139
Tabela 6-11: Análise imediata e análise elementar de carvão ROM da jazida Candiota e Eucalipto..... 139
Tabela 6-12: Taxas de redução de emissões in-situ e pós-combustão necessárias para cumprir as regulamentações ambientais 140
Tabela 6-13: Comparação de eficiências líquidas de UTEs a carvão e UTEs a carvão com co-combustão de biomassa 141
Tabela 6-14: Consumo interno de energia em UTEs com captura de carbono e diferentes sistemas de resfriamento (%)..... 142
Tabela 6-15: Uso de água na operação de UTEs com co-combustão de biomassa e com diferentes sistemas de resfriamento 143
Tabela 6-16: Consumo de água na operação de UTEs com co-combustão de biomassa com diferentes sistemas de resfriamento 143

Tabela 6-17: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com co-combustão de biomassa e diferentes sistemas de resfriamento 144
Tabela 6-18: Redução da capacidade do parque de UTEs devido à co-combustão de biomassa 144
Tabela 6-19: Dados de precipitação, evapotranspiração e excedente para as regiões nas proximidades das reservas de carvão..... 145
Tabela 6-20: Área destinada à plantações de biomassa e redução de vazão para as bacias hidrográficas observadas 146
Tabela 6-21: Vazões fluviométricas nas bacias relevantes considerando a redução de excedente causado por florestas energéticas 146
Tabela 6-22: Vazões específicas e vazões acumuladas das bacias a jusante da bacia Jacuí, considerando reduções causadas pelo cultivo de biomassa..... 147
Tabela 6-23: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs de co-combustão com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida..... 148
Tabela 6-24: Desempenho de um parque de UTEs com uma fração de co-combustão de 30% de biomassa 150
Tabela 7-1: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 26% de CO_2 153
Tabela 7-2: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com captura de carbono de 26%, sem e com consideração da disponibilidade hídrica 153
Tabela 7-3: Comparação dos casos com nível de captura de CO_2 correspondendo a uma fração de co-combustão de 30%..... 155
Tabela 7-4: Potencial e emissões de parques de UTEs com nível de captura de CO_2 que correspondem a uma fração de co-combustão de 30%..... 155
Tabela 7-5: Potencial e emissões de parques com nível de captura de CO_2 que correspondem a uma fração de co-combustão de 30%..... 156
Tabela 7-6: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 62% de CO_2 e uma fração de co-combustão de biomassa de 30% 156
Tabela 7-7: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida que combinam a captura de carbono e a co-combustãopara realizar captura de 90% do CO_2 157

Tabela 7-8: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com captura de carbono de 29%, sem e com consideração da disponibilidade hídrica 158
Tabela 7-9: Comparação dos casos com nível de captura de CO_2 de 90% 159
Tabela 7-10: Potencial e emissões dos casos com nível de captura de CO_2 de 90% ... 159
Tabela 7-11: Comparação entre os potencias e emissões dos parques termelétricos de cenários que chegam a uma redução de 90% com relação ao caso base..... 160
Tabela 7-12: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 90% de CO_2 e uma fração de co-combustão de biomassa de 30% 160
Tabela 7-13: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida que combinam a captura de carbono e a co-combustão para atingir um balanço negativo de emissões 161
Tabela 7-14: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com máxima captura de carbono% 162
Tabela 7-15: Comparação co caso base e caso de balanço negativo de CO_2 162
Tabela 7-16: Potencial e emissões dos casos com nível de captura de CO_2 de 90% e co-queima de 30% 163
Tabela 7-17: Comparação entre potencial e emissões dos parques termelétricos do caso base, do canrários de redução de 26% e de 90%..... 164
Tabela 7-18: *Ranking* das opções de mitigação de emissões de CO_2 num parque termelétrico no RS 165

SIGLAS

ABCM	Associação Brasileiro do Carvão Mineral
ACC	Air Cooled Condenser
ANEEL	Agência Nacional de Energia Eletrica
ASU	Unidade de separação de ar
BFB	Bubbling Fluidized Bed
CA	Sistema de resfriamento em ciclo aberto
CCS	Carbon Capture and Storage
CFB	Circulating Fluidized Bed
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CPRM	Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais
DNPM	Departamento Nacional de Pesquisa Mineral
FBC	Fluidized Bed Combustion
Fepam	Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luiz Roessler - RS
GEE	Gases de Efeito Estufa
HS	Sistema híbrido de resfriameno
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
PCC	Pulverized Coal Combustion
PCI	Poder Calorífico Inferior
ROM	Run od Mine
RS	Rio Grande do Sul
SEMA	Secretaria Estadual do Meio Ambiente
SIN	Sistema Interligado Nacional
TU	Sistema de resfriemanto em ciclo fechado com torre umida
UTE	Usina Termelétrica

1 Introdução

1.1 A expansão da matriz elétrica no Brasil – o papel da termeletricidade

O Brasil se depara com a necessidade de aumentar a oferta de eletricidade, diante de uma demanda que é prevista permanecer crescendo a taxas elevadas nas próximas duas décadas (MME/EPE 2012). A energia hidrelétrica é considerada a fonte mais importante para a expansão do setor elétrico brasileiro. Conforme ANEEL (ANEEL 2013), havia instalada uma capacidade de 124 GW em agosto de 2013, da qual 65 GW, ou seja 52%, eram de origem hidrelétrica.

O sistema elétrico brasileiro, chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN), consiste em subsistemas interligados, projetados para a transmissão de energia elétrica entre eles. Os subsistemas são divididos em Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.[1] O parque de geração do SIN apresenta predominância de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios de regularização plurianual, com crescente participação de usinas térmicas, eólicas e hidroelétricas a fio d'água. A interligação dos subsistemas permite o melhor aproveitamento da sazonalidade das vazões afluentes nas diferentes bacias e de permutar os excedentes de energia elétrica durante o período das cheias em cada região. As usinas térmicas convencionais desempenham papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que possam ser acionadas para garantir os estoques de segurança durante período seco.

A expansão do sistema com hidrelétricas com reservatórios de regulação plurianual se apresenta cada vez mais inviável do ponto de vista ambiental. Portanto, há uma gradativa redução da capacidade de armazenamento no SIN, restringindo a oferta hidroelétrica abundante apenas ao período chuvoso (como, por exemplo, a oferta da Amazônia, com sazonalidade acentuada) (ONS 2012). No período seco de cada ano, a geração hidrelétrica precisa ser complementada, seja por usinas térmicas convencionais e/ou por fontes renováveis (eólicas/biomassa). Assim, o parque térmico e as fontes renováveis passam a ter um papel cada vez mais importante (ONS 2012).

[1] Somente 3,4% da capacidade de produção de eletricidade não estão integrados no SIN, tratando-se de sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

Para complementar o parque hidrelétrico, a geração termelétrica foi promovida a partir do final da década de 1990 (MME/EPE 2007). Entre 2001 e 2013 houve um aumento de capacidade termelétrica de 10,5 GW para 34,9 GW. Assim, em 2013, a capacidade de geração termelétrica já responde por 28% da capacidade instalada no país. Vale notar que o aumento da capacidade termelétrica se concentrou fortemente em gás natural. A capacidade instalada em termelétricas a carvão atingiu somente 3 GW em 2013 (ANEEL 2013).

Contudo, existem reservas expressivas de carvão, sobretudo, no sul do país. BP (BP 2012) estima as reservas provadas (probabilidade de 90%) de carvão no Brasil em 4.559 milhões de toneladas, localizadas principalmente nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná. Uma série de projetos foram elaborados para o aproveitamento desse recurso (MERSCHMANN *et al*. 2013). Mas a expansão do sistema por usinas termelétricas à base de carvão está em conflito com a necessidade de se diminuir emissões de dióxido de carbono, um dos principais causadores das mudanças climáticas globais. Neste sentido, vale notar que o Brasil declarou em 2009 a adoção de medidas voluntárias de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) (UNFCCC 2009). Por consequência, os leilões de energia nova que aconteceram desde 2009 não permitiram que projetos de geração a carvão participassem dos mesmos.

Essa política foi revisada com o leilão A5 de agosto de 2013. A volta do carvão aos leilões foi justificada com as restrições ambientais para a instalação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e o alto preço de gás natural, ou seja, com a necessidade de aumentar a matriz elétrica por fontes de baixo custo e cujo despacho seja controlável.

1.2 Necessidade e possibilidades de expansão da matriz elétrica no RS

A questão da segurança de suprimento representa o principal argumento a favor do uso de carvão na região Sul do Brasil. No Plano de Operação Energética 2012/2016 (ONS 2012), o ONS relata suas avaliações com respeito às condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente (ONS 2012). Com relação ao subsistema Sul o PEN 2012 indica que o subsistema apresenta alta variabilidade de afluências, mesmo para intervalos mensais, pouca capacidade de armazenamento de energia e forte dependência de importação de grandes blocos de energia de outras regiões do SIN, o

que envolve riscos associados ao sistema de transmissão. Avaliações para situações de secas severas nesse subsistema, concomitantes com eventuais indisponibilidades prolongadas no sistema elétrico de importação, poderão resultar em insuficiência de oferta local para o pleno atendimento da carga. A ampliação da capacidade de recebimento pelo Sul vem a contribuir para evitar esta situação. Não obstante, grandes interligações com transferências de grandes blocos de energia aumentam sobremodo a complexidade do planejamento, da programação e da operação elétrica do SIN, no que diz respeito à segurança operativa. Devido a esses fatores, o ONS recomenda no PEN 2012 a realização de leilões regionais e por tipo de fonte visando o atendimento desse subsistema. O ONS aponta para a implementação de novas usinas termoelétricas nesse subsistema, objetivando a complementação do sistema hidrelétrico por usinas flexíveis.

Este estudo foca na situação do estado do Rio Grande do Sul, que representa o extremo sul do sistema interligado. O Balanço Energético do Rio Grande do Sul (BERS) (CAPELETTO & ZANCHI 2010) relata que o RS precisou importar 7.726 GWh em 2010 para atender a demanda interna, o que corresponde com aproximadamente 30%. Assumindo um crescimento da demanda de 3,7% a.a., a capacidade deve aumentar em 17 GW para atender a demanda projetada para o ano 2035 sem necessitar de importações (CAPELETTO & ZANCHI 2010). Vale ressaltar que esta avaliação parte do pressuposto que o futuro parque de usinas elétricas opere com o mesmo fator de capacidade do parque atual, que corresponde a 30%.[2] Um parque com usinas que operem com um fator maior de capacidade poderia atender a demanda com uma capacidade adicional menor.

Considerando o objetivo de reduzir as emissões de CO_2 do parque de geração de energia elétrica, o papel do carvão no futuro parque dependerá da disponibilidade de outras fontes que apresentam menores taxas de emissões de CO_2, tais como o gás natural, energia eólica ou energia hidrelétrica.

O suprimento de gás natural para o RS ocorre por meio de dois gasodutos. O gasoduto Gasbol transporta, desde 1999, gás natural vindo da Bolívia, suprindo a demanda do Paraná, de Santa Cataria e do Rio Grande do Sul. A capacidade total de transporte do Trecho Sul do Gasbol é de 2,8 milhões de m^3/dia (CAPELETTO &

[2] O fator de capacidade se define através da razão entre a quantidade de energia realmente gerada e a quantidade máxia de energia que poderia ser gerada a partir da capacidade instalada. Assim, a descreve a porcentagem da capacidade instalada que está operando na média.

ZANCHI 2010). O gasoduto Uruguaiana - Porto Alegre iniciou, em 2000 a importação de gás argentino. Essas importações, contudo, se restringiram ao transporte até o ponto de entrega em Uruguaiana. A obra do trecho até Porto Alegre encontra-se paralisada. Desde 2008, este gasoduto se encontra desativado por problemas de abastecimento, sendo que a Argentina não vem dispondo de gás para ofertar (SILVA JUNIOR. *et al.* 2011).

Em 2013, a capacidade instalada de energia elétrica em UTEs a gás natural somou 807 MW (ANEEL 2013). Porém, a maior parte deste potencial não está em operação devido aos problemas de abastecimento acima mencionados: a termelétrica de Uruguaiana da AES de 640 MW, com uma capacidade potencial de consumo de até 2,8 milhões de m^3/dia de gás natural argentino, encontrou-se desativada de 2008 a 2012 (WAGNER FREIRE 2013).

Conforme a distribuidora de gás do Rio Grande do Sul, a Sulgás (Jurgenfeld et al. 2012), a capacidade atual de suprimento está prestes a atingir seu limite e o descasamento entre o consumo e a oferta disponível em futuro próximo – entre 2014 e 2015 – é iminente. A oferta disponível ainda pode atender ao crescimento da demanda dos atuais clientes, mas não permite a incorporação de novos clientes intensivos à rede consumidora. Diante dessas dificuldades de suprimento de gás natural no RS, nenhum projeto de UTE a gás encontra-se em fase de construção ou planejamento atualmente (CAPELETTO & ZANCHI 2010).

Com relação ao potencial de energia hidroelétrica e eólica pode-se consultar o inventário publicado no BERS de 2010. O potencial hidrelétrico inventariado do RS atinge 8.721 MW, dos quais 4.904 já estavam sendo aproveitados em 2009. Permanece, então, um potencial hidrelétrico de 3.817 MW que pode ser instalado no RS. Portanto, somente uma pequena parte da capacidade adicional necessária para suprir a futura demanda pode ser fornecida por hidrelétricas no RS.

O potencial eólico, por sua vez, se mostra mais expressivo. Dependendo do cenário tecnológico assumido, o BERS indica um potencial total entre 34.360 MW e 134.940 MW, adotando um fator de capacidade de 30% e 24%, respectivamente (CAPELETTO & ZANCHI 2010). Com este expressivo potencial, o RS se destaca entre os estados brasileiros. Até agora, este potencial está pouco explorado: em 2012, a ANEEL relata, para o RS, 294 MW instalados, 68 MW em construção e 969 MW outorgados. Porém, os custos de energia eólica baixaram de forma significativa ao

longo da última década, tornando esta tecnologia competitiva com as tecnologias convencionais de geração. Assim, nas leilões de energia nova de 2011 (Leilão A-3 de Fevereiro/2011, Leilão de Energia de Reserva em Março 2011 e Leilão A-5 em Julho/2011) aproximadamente 750 MW de energia eólica foram vendidas por empreendimentos no RS (EPE 2011). Para o Leilão A-3 que foi planejado para março/2012, 135 empreendimentos de energia eólica 3300 MW foram cadastrados (ANEEL 2011a).

Estes números indicam um aumento relevante da capacidade de geração no RS a partir de energia eólica. A ampliação do uso desta fonte pode, portanto, restringir as chances do aumento da geração termelétrica na região. De outro lado precisa-se levar em consideração que a energia eólica representa uma fonte cuja operação não pode ser controlada, mas depende de condições meteorológicas. Num sistema com alta participação de energia eólica, a termeletricidade se tornaria um complemento importante para garantir segurança de suprimento do sistema elétrico.

1.3 O uso do carvão num cenário baixo carbono

Observa-se mundialmente um aumento do uso do carvão para a geração de energia elétrica. Conforme o World Energy Outlook de 2010, o consumo de carvão continuará crescendo. Para o período de 2008 até 2035 foi projetado um crescimento de 20% de 4,7 bilhões de toneladas até 5,6 bilhões de toneladas (IEA 2010).

Como os agentes do setor elétrico hesitam em abrir mão do uso de carvão, muitas economias apostam no desenvolvimento de tecnologias inovadoras de carvão que visam à redução de emissões de CO_2, através do aumento de eficiência dos processos e da adição de sistemas de captura de armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage* – CCS). Especialmente o CCS é visto como solução para mitigar as emissões de CO_2 geradas pelo uso do carvão.

Sistemas de CCS separam o CO_2 durante o processo de conversão do combustível, o comprimem e transportam para locais onde é armazenado de modo estável, por exemplo, em adequadas formações geológicas. Para aplicações em termelétricas, várias rotas se encontram em fase de desenvolvimento, contudo, até hoje, nenhuma delas está sendo aplicada em escala comercial, devido à dificuldade de *scale-up* e à grande penalidade energética de processos de separação de CO_2, que afeta

diretamente na quantidade de energia gerada e no balanço econômico da planta (KANNICHE *et al*. 2010, HERZOG 2011, MONDAL *et al*. 2012, SCOTT 2013).

Outra possibilidade para a redução de emissões de CO_2 em UTEs a carvão consiste na co-combustão com biomassa. A biomassa é considerada uma fonte energética de baixo carbono, pois, a quantidade CO_2 emitida na sua combustão foi retirada da atmosfera durante seu crescimento. Tal como o CCS, a co-combustão com biomassa ainda não está amplamente aplicada no setor energético, principalmente devido a dificuldades técnicas e restrições de disponibilidade de biomassa (CHUM *et al.* 2012).

As duas opções de mitigação de emissão de CO_2 aumentam geralmente a demanda por água de uma usina termelétrica. Um sistema de CCS aumenta a demanda por água diretamente na UTE, principalmente devido a processos de resfriamento (ZHAI & RUBIN 2010). Já a aplicação da co-combustão de biomassa leva a uma demanda adicional indireta que é provocada pelo cultivo da biomassa (HOFFMANN *et al*. 2013).

1.4 Objetivo, Escopo e Estrutura do trabalho

Diante da necessidade de aumentar o parque de geração no subsistema sul, visa-se, neste estudo, analisar o potencial de geração termelétrica a carvão oriundo das reservas situadas no RS. Como restrições principais para a instalação de UTEs a carvão percebem-se no final da década de 2010 as metas (obrigatórias ou voluntárias) de redução de emissões de CO_2 e a disponibilidade de água (ZHAI & RUBIN 2010; MERSCHMANN *et al*. 2013; ZHAI *et al*. 2011; DELGADO MARTINS 2012; KOCH & VÖGELE 2009). Assim, o objetivo deste estudo consiste na análise integrada do potencial das reservas e das restrições para aproveitamento das mesmas.

O estudo foca na aplicação da combustão em leito fluidizado, que foi identificada como Estado-da-Arte para os carvões típicos encontrados no RS (veja seção 3.1.1). A avaliação do parque de geração que pode ser instalado ocorre através da definição da eficiência líquida que pode ser alcançada na planta termelétrica.

As restrições mencionadas são consideradas através da modelagem de diferentes opções tecnológicas que influenciam a demanda por água e a taxa de emissão de CO_2 de uma planta. Restrições com relação à disponibilidade de água podem ser enfrentadas através de diferentes tecnologias de resfriamento que reduzem a demanda por água. As

possibilidades de mitigação de emissões de CO_2 foram analisadas através da modelagem de uma unidade de CCS e da modelagem de co-combustão com biomassa.

Para as duas modelagens de mitigação de CO_2, o estudo focou em opções cujas aplicações não dependem da introdução de novas tecnologias. No caso do CCS foi escolhida a tecnologia da absorção química que pode ser considerada a tecnologia mais madura entre as opções disponíveis para UTEs de combustão convencional (veja seção5.2.1). O caso da co-combustão se concentra na análise do co-processamento de cavaco de madeira (veja 6.2.1). Tanto as opções de resfriamento, quanto as opções de mitigação de CO_2 têm efeitos sobre a eficiência líquida da planta. Assim, o potencial termelétrico foi reavaliado conforme a opção tecnológica adotada.

O trabalho está estruturado em oito capítulos. No capítulo 2 faz-se uma análise detalhada da disponibilidade de carvão no RS, que abrange a localização e o potencial de cada jazida. Os usos concorrentes de carvão são quantificados, localizados e subtraídos da reserva para estimar o carvão disponível para a operação de UTEs. Com base nessa análise define-se, por jazida, a quantidade de carvão que poderia ser destinada à geração termelétrica. Vale ressaltar que a análise espacial das jazidas apresenta um fator importante para as subsequentes análises, pois o carvão encontrado no RS é quase que exclusivamente de baixo poder calorífico (veja seção 2.2). O baixo poder calorífico indica que o transporte do carvão não é viável economicamente e que o mesmo deve ser aproveitado nas proximidades da mina (PEREIRA GOMES *et al*. 2003).

O próximo passo do estudo, descrito no capitulo 3, tem como objetivo a estimativa do potencial termelétrico que poderia ser instalado a partir das reservas identificadas na seção precedente. O capítulo descreve a modelagem de uma UTE conforme o atual Estado-da-Arte para a queima em leito fluidizado do carvão do RS. O modelo considera as características do carvão do RS para definir a eficiência bruta da planta e as cargas internas que seriam provocadas na operação. A partir do modelo desenvolvido, a eficiência líquida de geração termelétrica é definida. Com base no resultado da modelagem e nos resultados do capítulo 2 o potencial de um parque termelétrico é estimado.

O capítulo 4 se dedica à análise da disponibilidade de água para a operação do parque termelétrico que foi definido no capítulo 3. A UTE modelada na seção precedente apresenta uma demanda de água elevada. Portanto, deve-se averiguar se a

disponibilidade de água nas regiões onde ocorrem as jazidas lavráveis de carvão no RS permite a operação de UTEs deste tipo. Esta análise foi realizada mediante uma análise de dados georeferenciados das bacias hidrográficas no RS que se encontram nas proximidades das reservas de carvão. A disponibilidade de água foi identificada para cada uma dessas bacias. Para regiões onde a disponibilidade de água é limitada, alternativas tecnológicas de resfriamento são propostas. As alternativas de resfriamento são modeladas e integradas na avaliação do potencial termelétrico do estado. Como resultado desse passo obtém-se, então, a reavaliação do potencial termelétrico que leva em conta as restrições dadas pela disponibilidade de água.

Para considerar o conflito da instalação de UTEs a carvão com as políticas climáticas nacionais, o capítulo 5 do estudo se dedica à análise de impactos que seriam gerados pela aplicação de tecnologias de redução de emissões de CO_2 (*Carbon Capture and Storage – CCS*). A análise foca na opção tecnológica de captura que pode ser considerada a mais madura para a aplicação em UTEs de queima em leito fluidizado. O modelo de UTE foi estendido por uma unidade de captura e compressão de CO_2. Os resultados da modelagem foram aplicados para reavaliar o potencial termelétrico no RS para um parque de UTEs com captura de carbono. Restrições pela disponibilidade de água foram consideradas da mesma forma como ocorreu no capítulo 4.

A análise do capítulo 6 examina uma alternativa tecnológica para a redução de carbono que consiste na co-combustão de biomassa. Primeiro foram analisados os fatores limitantes para a fração máxima de biomassa que pode ser adicionada. O modelo de UTE foi adaptado para a simulação da operação com a mistura de combustíveis. Os resultados da modelagem são finalmente utilizados para avaliar o potencial termelétrico para UTEs com co-combustão. Igualmente às avaliações precedentes, a disponibilidade de água é averiguada para a instalação de tal parque. No caso da co-combustão, a análise leva em consideração não somente as alterações na demanda de água da planta, mas também a redução da disponibilidade de água causada pelo cultivo de biomassa.

Finalmente, no capítulo 7, compara-se o desempenho das medidas de redução de CO_2. Para tanto, foram modelados diferentes configurações de UTEs que permitem analisar as opções tecnológicas para dois níveis de redução de CO_2. Foi definido um índice que avalia a eficiência da medida de redução e que classifica todas as configurações modeladas com o objetivo de definir a mais vantajosa.

O capítulo 8 encerra este estudo com considerações finais e recomendações para futuros estudos.

Na Figura 1-1, a estrutura do estudo está visualizada.

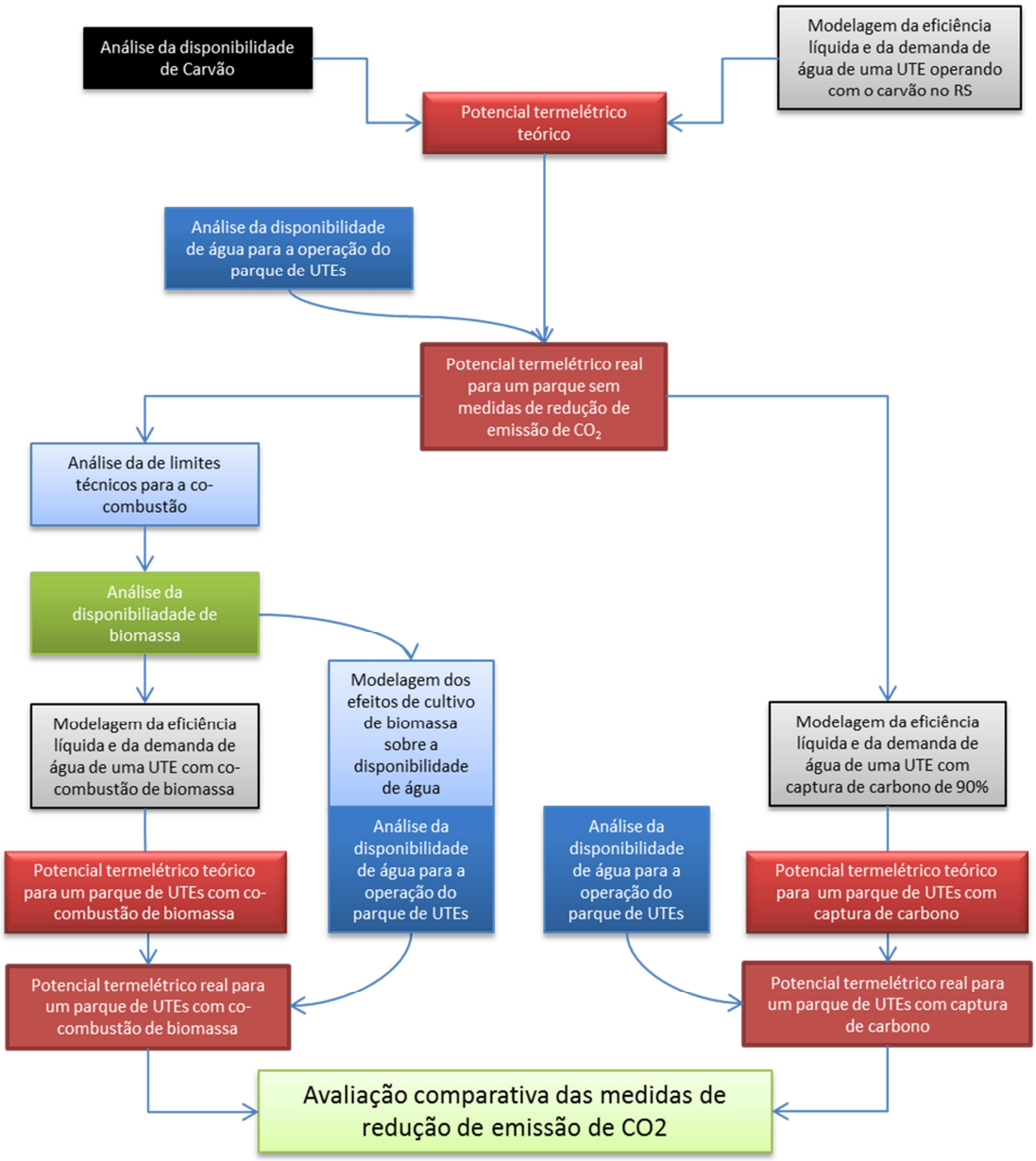


Figura 1-1: Estrutura do estudo

Fonte: Elaboração própria

2 Disponibilidade de carvão no Rio Grande do Sul

O objetivo deste estudo é a avaliação da capacidade termelétrica que poderia ser instalada a partir do carvão situado no RS. O primeiro passo dessa avaliação consiste, portanto, na análise da quantidade de carvão que se encontra disponível para a operação de UTEs. Várias fontes fornecem informações sobre a quantidade do carvão que se encontra no RS (BP 2012, GADONNEIX *et al.* 2010, PEREIRA GOMES *et al*. 2003, SUEFFERT 1997, GALVÃO *et al.* 2011). A análise detalhada das informações quantitativas e qualitativas permitiu a definição do potencial[3] e da localização das jazidas que podem fornecer carvão para usinas termelétricas. Usos concorrentes foram estudados e inseridos na avaliação da capacidade disponível.

Vale ressaltar que a localização das jazidas apresenta um fator importante para as subsequentes análises, pois o carvão encontrado no RS é quase exclusivamente de baixo poder calorífico (veja seção 2.2). O baixo poder calorífico indica que o transporte do carvão não é viável economicamente e que o mesmo deve ser aproveitado nas proximidades da mina (PEREIRA GOMES *et al*. 2003). Desta forma, a localização de potenciais UTEs é determinada pela localização das jazidas.

Para as análises espaciais realizadas utilizou-se o software QuantumGis. Trata-se de um software de Sistema de Informação Geográfica (SIG) que permite a análise, gestão e representação de dados georeferenciados. Como software "*open-source*", o programa encontra-se disponibilizado para livre acesso na Internet (http://www.qgis.org/).

2.1 Breve Histórico do uso do carvão no RS

No Brasil, a descoberta do carvão ocorreu em 1795 no Rio Grande do Sul, na localidade de Curral Alto, na Estância do Leão, que pertence hoje ao município de Minas do Leão (PEREIRA GOMES *et al*. 2003). A partir de 1931, os primeiros incentivos políticos reforçaram o crescimento do uso de carvão mediante decretos presidenciais que obrigavam o consumo de 10 a 20% do carvão nacional nas indústrias instaladas no país. Com o término da Segunda Guerra Mundial (1938-1945), o Brasil

[3] Foram utilizados dados encontrados por uma abordagem determinista para a definição das reservas de carvão (ROSS 2011)

entrou na era da siderurgia com a criação da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) em Volta Redonda (RJ), que começou a utilizar o carvão metalúrgico nacional na produção de aço. Em 1954, foi implantado o Plano Nacional do Carvão, visando a incrementar o aproveitamento energético desse bem mineral. A partir daí, foram construídas diversas usinas termoelétricas no estado do Rio Grande do Sul que estão até hoje em funcionamento, tais como a usina térmica de Candiota I em 1960, perto de Bagé, as termoelétricas de Butiá, Charqueadas e São Jerônimo.

Os choques de petróleo de 1973 e 1979 obrigaram o governo a enfatizar o uso de insumos energéticos nacionais, entre eles o carvão. Em 1980, foi criado o Programa de Mobilização Energética (PME), que proporcionou recursos à pesquisa das jazidas de carvão, principalmente no Rio Grande do Sul e Santa Catarina e viabilizou grandes minas mecanizadas e a ampliação das usinas termoelétricas. Em 1990, com a desregulamentação da comercialização do carvão, terminou a obrigatoriedade do uso do carvão nacional pelo setor estatal e a liberação dos preços e da importação de carvão estrangeiro, o que obrigou as indústrias a introduzirem grandes modificações em seus parques produtivos, visando a atender ao mercado e a se adaptar às novas regras do governo. O carvão metalúrgico nacional foi substituído, por meio da importação, por carvão de melhor qualidade. O carvão energético nacional continua abastecendo usinas termoelétricas do país.

2.2 Os recursos das jazidas de carvão no RS

As jazidas brasileiras de maior importância são nove, das quais sete se encontram no Rio Grande do Sul: Santa Terezinha, Morungava-Chico Lomã, Charqueadas, Leão, Iruí, Capané e Candiota (RS). Além dessas jazidas principais há várias jazidas de menor porte: Gravataí Oeste, Faxinal, Água Boa, Cerro do Roque, Arroio dos Ratos, Pantano Grande, e São Sepé. Figura 2-1 mostra as atividades de mineração de carvão no Rio Grande do Sul, indicando, aproximadamente, a localização das diferentes jazidas. A avaliação dos recursos dessas Jazidas no RS é indicada na Tabela 2-1.

Tabela 2-1: Recursos de carvão nas Jazidas do Rio Grande do Sul.

Jazida	Recursos [Mt]
Candiota	12.278
Santa Terezinha	4.283
Morungava/Chico Lomã	3.128
Charqueadas	2.993
Leão	2.439
Iruí	1.666
Capané	1.023
Outras	994
Total	28.804

Fonte: PEREIRA GOMES *et al.* (2003)

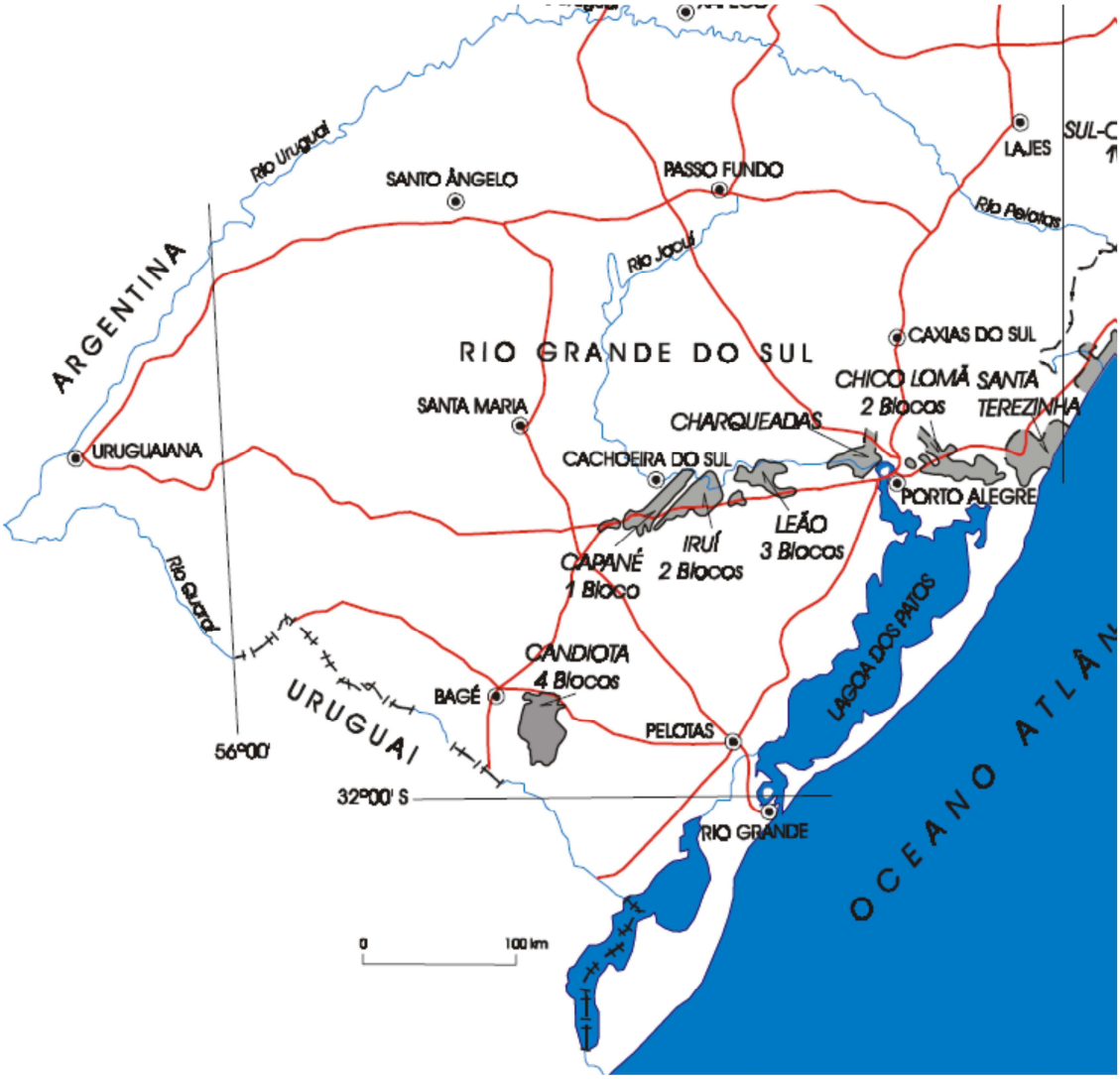


Figura 2-1: Localização das Minas no Rio Grande do Sul

Fonte: SÜFFERT (1997)

As jazidas do RS consistem quase exclusivamente em carvão vapor, isto é, carvão que, por suas características, é utilizado na produção de energia térmica. Somente as jazidas de Chico Lomã–Morungava e Santa Terezinha contêm carvões que podem ser beneficiados para a obtenção de uma parcela de uso siderúrgico (PEREIRA GOMES *et al.* 2003). A profundidade das camadas de carvão varia de nula (aflorante) a até cerca de 1.200 m. As jazidas que têm sido mais intensamente explotadas no RS são Charqueadas, Leão Butiá, Capané e Candiota, além de outras menores.

As camadas de carvão no Brasil caracterizam-se pela heterogeneidade na estrutura vertical e horizontal. Leitos mais ou menos ricos em matéria orgânica intercalam-se com outros com pouca ou nenhuma matéria orgânica. Variações ocorrem também entre as camadas dentro da mesma jazida e até dentro da mesma camada no sentido horizontal. Outra generalização que pode ser feita se refere ao conteúdo, quase sempre alto, de matéria inorgânica, o que se deve à heterogeneidade vertical e à íntima associação da matéria orgânica e inorgânica em muitos leitos e camadas de carvão. Em seguida, as jazidas do RS são brevemente apresentadas com respeito ao *rank* e *grade* do carvão e à geometria da jazida[4]. As informações aqui relatadas foram disponibilizadas numa publicação da Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (PEREIRA GOMES *et al.* 2003):

- **Jazida de Santa Terezinha**

A jazida de Santa Terezinha está situada na região nordeste do estado, com uma área superior a 1000 km². No sul, a jazida se encontra sob coberturas mínimas de 500 m. Os recursos totais são estimados em 4283 Mt, sendo 1863 Mt concentrados na camada chamada ST4. A importância desta jazida está nas propriedades coqueificantes de seus

[4] Com relação à qualidade físico-química difere-se entre o *rank* e o *grade* do carvão. O *rank* nas séries naturais de linhitos a antracitos é estudado por medidas do material volátil, poder calorífico e reflectância das vitrinitas (DAVIDSON 2004). Usa-se o termo *grade* para designar, genericamente, as relações matéria orgânica/matéria inorgânica numa camada de carvão, bem como as características da matéria inorgânica presente, sendo fator de depreciação da qualidade. A lavabilidade é o parâmetro mais importante quanto ao "grade" dos carvões, expressando as possibilidades de separação entre matéria orgânica e matéria inorgânica por meio de beneficiamento (em lavadores, jigs, meio-denso, centrifugadores). A matéria inorgânica é representada, basicamente, pelos teores de cinzas e de enxofre. Na geometria incluem-se espessuras, coberturas, extensão em área, encaixantes próximas, padrão estrutural, entre outros.

carvões e no *grade* da camada ST4, que tem espessura média em torno de 2,30 m. As seguintes frações podem ser produzidas: 60% com 15% de cinzas e 1,0% de enxofre; 20% com 40% de cinzas e o estéril[5]. A classificação do carvão é *Betuminoso de Alto Volátil B, coqueificante*.

- **Jazida de Morungava–Chico Lomã**

A jazida de Morungava-Chico Lomã situa-se na região nordeste do estado, numa área de 1200 km². Ocorrem até sete camadas. Possui coberturas inferiores a 50 m no setor sudoeste e entre 50 e 300 m na região central. Coberturas superiores a 300 m ocorrem a noroeste e oeste. Os recursos totais somam 3092 Mt, dos quais as duas camadas mais importantes concentram 1104 Mt e 1169 Mt, respectivamente. Por beneficiamento, três frações de carvão podem ser produzidos dessa jazida, com os seguintes rendimentos: até 24% com 15% de cinzas e 0,7% de enxofre; 35% com 40% de cinzas e o estéril. Os carvões classificam-se como *Betuminosos de Alto Volátil B coqueificantes*.

- **Jazida de Charqueadas**

A área conhecida da jazida de Charqueadas é de 800 km². Ao norte seus limites são pouco definidos, já sob coberturas de algumas centenas de metros. As camadas são seis, mas apenas três com recursos representativos, com 1.334 Mt, 975 Mt e 648 Mt. Os recursos deste depósito são estimados em 2.994 Mt. O rendimento do minério desta jazida é baixo, ao redor de 35% para carvão com 35% de cinzas, mas com baixo enxofre. O cavão da maior camada é classificado como *Betuminoso de Alto Volátil C, fracamente coqueificável*.

- **Jazida do Leão**

A extensão conhecida da jazida do Leão é de aproximadamente 1.070 km². Ocorrem sete camadas com boa continuidade lateral contendo um recurso total de um recurso total de 2.442 Mt. A camada I representa a mais importante contém 709 Mt. A maior parte dos recursos encontra-se a profundidades entre 50 e 300 m, e uma parte significativa entre 300 e 800 m. A camada I apresenta espessuras médias ao redor de

[5] As indicações se referem a porcentagens em base de massa

1,80 m e tem um dos melhores *grade* entre as camadas brasileiras, com mais de 50% de rendimento para carvão com 35% de cinzas e 0,6% de enxofre. Os blocos sob pequenas coberturas estão quase esgotados nesta jazida, restando cerca de 10 Mt. O carvão dessa jazida é classificado como *Betuminoso de Alto Volátil C, fracamente coqueificante*.

- **Jazida do Iruí**

A jazida Iruí tem uma área conhecida de cerca de 850 km². A camada Iruí Superior é mais importante, contendo 1.442 Mt do total de 1.665 Mt dos recursos da jazida. Sob cobertura inferior a 50 m foram avaliados 178 Mt nesta camada. A espessura dessa camada varia de 1,5 a 2,0 m nas porções mais relevantes do depósito. Seu rendimento relativamente baixo é inferior a 40%, com 35% de cinzas. O enxofre está ao redor de 0,3%, para este teor de cinzas. Classifica-se como *Betuminoso de Alto Volátil C não coqueificável*.

- **Jazida do Capané**

Os recursos totais dessa jazida são de 1010 Mt, ocupando uma área de cerca de 600 km². 859 Mt pertencem à camada Jaribá e 86 Mt à camada Capanezinho. A camada Capanezinho é a principal camada na porção sul da jazida, tanto pela sua qualidade quanto por ser lavrável a céu aberto. As camadas Jeribá e Triângulo têm maior quantidade de recursos, mas estão sob maior cobertura e seus carvões têm *grade* inferior. O carvão beneficiado desta jazida apresenta 35% a 45% de cinzas e enxofre inferior a 0,6%. O carvão é classificado como *Betuminoso de alto Volátil C não coqueificável*.

- **Jazida de Candiota**

A jazida de Candiota é a maior jazida de carvão do país, com cerca de 12000 Mt de toneladas (38%) dos recursos totais brasileiros. A área delimitada é da ordem de 2.000 km², com 17 camadas. A camada Candiota é a mais importante e é a única em lavra. Ela apresenta uma espessura média de 4,5 m e responde por 63% dos recursos da jazida. Junto com as camadas Candiota Inferior 1 e 2, contém 90% das reservas. Outro fator decisivo na economicidade da lavra, além da espessura da camada, é a pequena cobertura (50 m), que permite a lavra a céu aberto. O *grade* do carvão de Candiota é baixo, com um teor de cinzas de 51%–54% para o ROM (carvão bruto, i.e. *Run of*

Mine). Obtêm-se dessa jazida rendimentos de 30% a 52% para o produto final de carvão, com 35% de cinzas e 1% de enxofre. O carvão é classificado como *Betuminoso de Alto Volátil C não coqueificável*.

- **Jazidas Menores**

Além das oito jazidas de grande porte, existe uma série de pequenos jazimentos, quase todos situados nas proximidades da borda atual da bacia, vários dos quais estão ou estiveram em lavra, salientando-se as pequenas coberturas que a maioria apresenta sobre as camadas de carvão:

- Gravataí Oeste, a oeste de Morungava – Chico Lomã (38,9 Mt)
- Faxinal, sul de Charqueadas (10,7 Mt)
- Água Boa, sul do Leão (6,1 Mt)
- Cerro do Roque, sul do Leão (22 Mt)
- Arroio dos ratos, entre Charqueadas e Leão (esgotada)
- Pântano Grande, entre Leão e Irui (148 Mt)
- São Sepé, a oeste de Capané (13,2 Mt)

2.3 Reservas de carvão no RS

2.3.1 Comparação entre recursos e reservas no Brasil

Como a seção precedente mostrou, os recursos de carvão no RS são abundantes. Porém, esses dados não permitem conclusões sobre a real disponibilidade. As jazidas de combustíveis fósseis são integrantes da crosta terrestre, portanto não se tem conhecimento preciso sobre o tamanho das mesmas. Indicações de recursos se baseiam em estimativas a partir de observações feitas na superfície, por perfurações, mineração ou sismologia e apresentam diferentes níveis de certeza. Ademais, a existência de certo recurso não implica que o mesmo pode ser aproveitado. Fatores técnicos e econômicos podem impedir a sua extração. Portanto, os recursos são geralmente classificados conforme o grau de conhecimento que se tem sobre as jazidas e a viabilidade econômica de extrair a matéria-prima das mesmas, como indicado no diagrama em Figura 2-2.

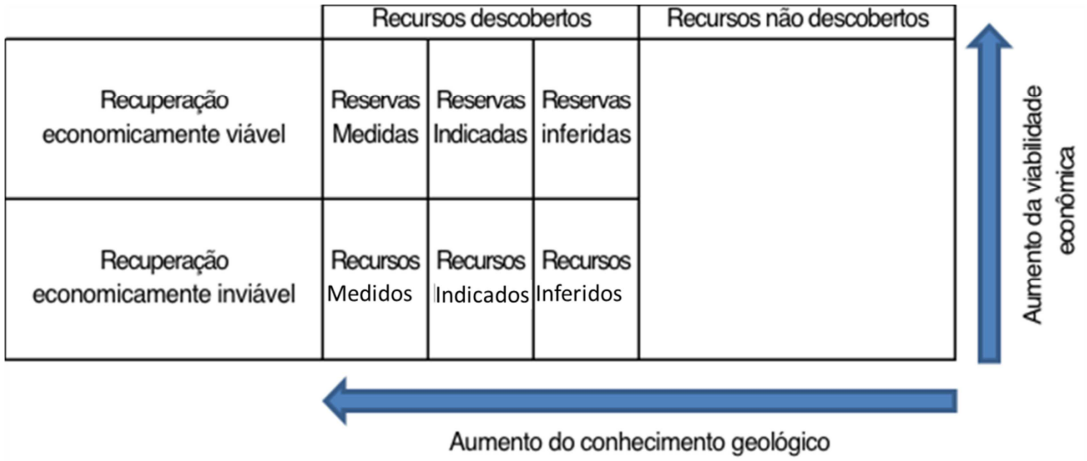


Figura 2-2: Diagrama de McKelvey, adaptado e simplificado

Fonte: Elaboração própria com base em BUREAU OF MINES (U.S.) (1981)

Conforme indicado no diagrama de McKelvey, segundo uma abordagem determinista, classificam-se os recursos utilizando os conceitos de recursos descobertos e recursos não descobertos. A parcela dos recursos descobertos, cuja extração é economicamente viável é denominada de reserva. As reservas, por sua vez, se dividem em reservas medidas, indicadas e inferidas, conforme o grau de certeza que se tem com relação à existência das mesmas. As reservas medidas consistem em reservas cuja extensão e qualidade é determinada com alto grau de certeza por perfurações e amostras. Reservas indicadas apresentam um menor nível de certeza. São determinadas através de projeções feitas a partir de amostras, dados geológicos ou perfurações próximas o suficiente para assumir continuidade entre os locais de amostra. Reservas inferidas, por sua vez, mostram um baixo nível de certeza. As estimativas com relação à quantidade e qualidade da reserva se baseiam na conjetura sobre a continuidade de reservas medidas e inferidas não havendo amostras e medições (WOOD *et al.* 1981).

Devido à condição da viabilidade econômica, a quantidade das reservas de um combustível fóssil não é estável, mas depende de uma interação complexa entre fatores tecnológicos, econômicos e ambientais. Por exemplo, um imposto sobre emissões de carbono pode reduzir a viabilidade econômica do uso de combustíveis fósseis, diminuindo assim a quantidade da matéria prima declarada como reserva.

Diversas agências de informação publicam, em intervalos definidos, estimativas de quantidade de jazidas de combustíveis fósseis. Logo, comumente utilizam nomenclaturas, definições e métodos que se diferenciam da sistemática descrita acima.

O World Energy Council (WEC), por exemplo, indica o tamanho de jazidas usando quatro conceitos: Quantidade provada in situ (*proved amount in place*), quantidade provada recuperável (*proved recoverable reserves*), quantidade adicional in situ (*additional amount in place*), quantidade adicional recuperável (*additional reserves recoverable*). A quantidade provada in-situ representa as reservas medidas, e a quantidade adicional in-situ, a quantidade cuja existência não foi comprovada. A quantidade recuperável indica, para os dois conceitos, a quantidade cuja extração seria viável economicamente. Para o Brasil, o WEC indica como quantidade provada de carvão in-situ 6.513 Mt, sendo a quantidade provada recuperável 4.559 Mt. O número da quantidade provada recuperável se baseia na conjetura que 70% da quantidade provada seriam recuperáveis. As quantidades adicionais são indicadas em 10.800 Mt, classificados como prováveis, sendo 8.300 Mt classificadas como quantidades adicionais recuperáveis (GADONNEIX *et al.* 2010).

Os dados indicados pelo WEC se baseiam em números publicados pelo Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM) (GALVÃO *et al*. 2011), que indicou, entre 1996 e 2009, uma quantidade de 6.500 – 7.400 Mt como reservas provadas e de 10.200 e 11.300 Mt como reserva indicada. Os números publicados pelo DNPM (GALVÃO *et al.* 2011) seguem, então uma classificação parecida com aquela indicada pelo diagrama de McKelvey, indicando reservas medidas, indicadas e inferidas. Contudo, há uma diferença importante nas definições, pois, o fator da viabilidade econômica não é considerado na definição das reservas medidas, indicadas e inferidas. Isto se torna evidente nas definições indicadas pelo DNPM (BARBOSA *et al.* 2005):

> ***Reserva Medida*** *- Volume ou tonelagem de minério computado pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens, sendo o teor determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada devendo os pontos de inspeção, amostragem e medida estarem tão proximamente espacejados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor da substância mineral possam ser perfeitamente estabelecidos. A reserva computada deve ser rigorosamente determinada nos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variação superior a 20% da quantidade verdadeira.*

Reserva Indicada *- Volume ou tonelagem de minério computado a partir de medidas e amostras específicas, ou de dados da produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável, com base em evidências geológicas. As reservas computadas são as aprovadas pelo DNPM nos Relatórios de Pesquisa e/ou reavaliação de reservas.*

Reserva Inferida *- Estimativa do volume ou tonelagem de minério calculada com base no conhecimento da geologia do depósito mineral, havendo pouco trabalho de pesquisa.*

Portanto, os conceitos de reserva medida, indicada e inferida, utilizada pela DNPM (GALVÃO *et al*. 2011) correspondem com os termos de recurso medido, indicado e inferido do diagrama de McKelvey. Para considerar a real disponibilidade de carvão, isto é, a quantidade que pode ser extraída sob condições economicamente viáveis, o DNPM introduz o termo de reserva lavrável (BARBOSA *et al*. 2005):

Reserva Lavrável *- Reserva disponível, correspondendo à reserva técnica e economicamente aproveitável levando-se em consideração a recuperação da lavra. É a reserva in situ estabelecida no perímetro da unidade mineira determinado pelos limites da abertura de exaustão (cava ou flanco para céu aberto e realces ou câmaras para subsolo), excluindo os pilares de segurança e as zonas de distúrbios geo-mecânicos. Corresponde à reserva técnica e economicamente aproveitável levando-se em consideração a recuperação da lavra, a relação estéril/minério e a diluição (contaminação do minério pelo estéril) decorrentes do método de lavra.*

Como reserva lavrável, o DNPM (GALVÃO *et al.* 2011) indica aproximadamente 2.500 Mt, ou seja, 40% da reserva provada. Note que o número indicado pelo DNPM se difere bastante da quantidade indicada como provada recuperável pelo WEC, que assumiu 4.559 Mt, isto é, 70% da quantidade provada in-situ.

A estimativa do WEC foi citada no relatório BP (BP 2012), que representa outra publicação importante de estatísticas sobre reservas de combustíveis fósseis, publicada anualmente pela própria empresa petrolífera, e também na estatística da Energy

Information Administration (EIA 2008). Não foi encontrada uma justificativa nas publicações do WEC pela definição da reserva provada recuperável em 70% da reserva provada in-situ. Portanto, nas análises em seguida foram utilizados os dados indicados pelo DNPM.

2.3.2 Reservas situadas no RS

O DNPM relata as reservas nas categorias medida, indicada e inferida. Como citado na seção 2.2, os recursos de carvão no RS foram indicados em 28.804 Mt (PEREIRA GOMES *et al*. 2003). No entanto, as reservas medidas atingem somente 5.158 Mt, a soma das reservas medidas e indicadas, 15.163 e a soma das reservas medidas, indicadas e inferidas, 21.469. A reserva lavrável, por sua vez, contabiliza somente 1.571 Mt. Tabela 2-2 mostra os dados indicados, detalhando as reservas por município no RS.

Na Figura 2-3, os dados são indicados num gráfico para visualizar a relação entre as reservas medidas, indicadas e inferidas. Ao mesmo tempo foi realizada a atribuição das reservas de cada município a uma das sete jazidas principais, mediante dados georeferenciados publicados pelo DNPM (2013). Este procedimento representa uma simplificação, pois negligencia que existem municípios que contêm reservas de diferentes jazidas e que há outras jazidas menores além das sete principais. Contudo, consegue-se uma boa aproximação para a avaliação das jazidas.

Como o gráfico mostra, a reserva medida representa, na maioria das jazidas, somente uma pequena parcela. Na média, 25% do total indicado consistem em reservas medidas. Algumas jazidas, porém, apresentam valores ainda menores. Destacam-se, neste contexto, as jazidas na região de Santa Terezinha, onde a reserva medida representa somente 5% do total indicado. De outro lado, há jazidas onde a reserva medida representa quase 50% do total, como é o caso das jazidas na região do Leão (veja Tabela 2-2).

Tabela 2-2: Reserva medida, indicada, inferida e lavrável de carvão no RS conforme DNPM

	Reserva			
Município	Medida	Indicada	Inferida	Lavrável
Alvorada	8.747.623	-	584.843	-
Arroio dos Ratos	13.979.740	3.503.000	-	4.040.740
Bagé	629.092.000	2.800.157.000	1.194.314.000	-
Barão do Triunfo	24.497.000	33.003.000	64.646.000	-
Butiá	252.250.707	132.561.000	22.859.000	32.145.106
Caçapava do Sul	1.467.000	-	-	-
Cachoeira do Sul	255.213.791	411.755.859	188.615.294	175.622.981
Candiota	972.417.050	632.246.085	159.064.321	716.592.154
Canoas	44.467.189	376.665.924	290.280.308	-
Charqueadas	151.864.000	20.489.000	-	38.338.000
Encruzilhada do Sul	2.758.000	10.409.000	3.301.000	-
General Câmara	87.158.000	200.304.000	1.610.000	-
Gravataí	803.568.264	319.112.412	335.363.629	-
Guaiba	97.055.000	223.569.000	-	89.308.000
Herval	122.687.000	382.341.000	324.624.000	-
Minas do Leão	362.110.694	329.423.074	4.389.000	217.726.782
Montenegro	83.535.578	404.442.025	313.527.087	-
Novo Hamburgo	5.273.575	106.832.025	245.903.547	-
Osório	86.337.040	595.190.000	1.964.124.000	-
Pinheiro Machado	91.660.000	1.284.040.000	108.791.000	-
Portão	3.167.000	27.867.000	95.640.000	-
Rio Pardo	311.073.950	439.058.480	221.517.550	-
Santo Antônio da Patrulha	99.620.416	306.721.748	210.322.134	-
São Jerônimo	170.814.000	146.091.000	10.100.000	6.154.000
São Sepé	16.664.000	-	-	16.664.000
Tramandaí	13.723.000	101.488.000	296.482.000	-
Triunfo	319.631.903	501.299.373	143.601.496	274.560.000
Viamão	126.845.712	217.233.737	105.864.200	-
Total	5.157.679.232	10.005.802.742	6.305.524.409	1.571.151.763

Fonte: Elaboração própria com base em GALVÃO *et al.* (2011)

Tabela 2-3: Reservas medidas, indicadas e inferidas no RS por jazida de carvão

Região	Reserva Medida [Mt]	Reserva Total (M+I+I) [Mt]	Porcentagem M/(M+I+I)
Santa Terezinha	200	3.674	5%
Chico Lomã	944	2.275	42%
Charqueadas	700	3.097	23%
Leão	911	1.859	49%
Iruí	569	1.844	31%
Capané	141	848	17%
Candiota	1.693	7.872	22%
Total	5.158	21.469	24%

Fonte: Elaboração própria com base em GALVÃO *et al.* (2011), DNPM (2013)

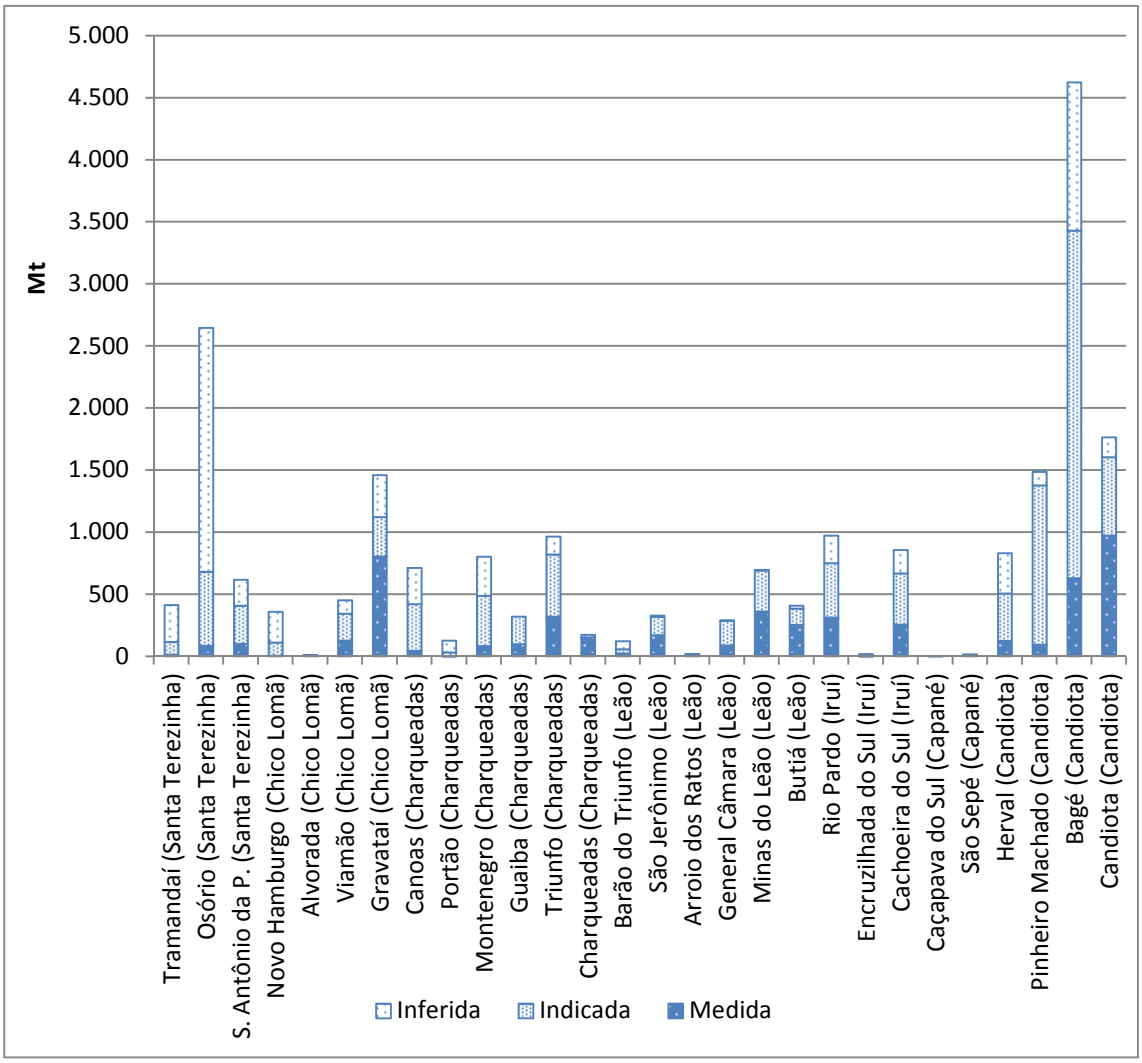


Figura 2-3: Reserva inferida, indicada e medida por município no RS

Fonte: elaboração própria com base em GALVÃO *et al.* (2011), DNPM (2013)

Como mencionado acima, o DNPM disponibiliza também informação sobre a reserva lavrável, ou seja, a reserva cuja mineração é técnica e economicamente viável sob as atuais condições. Na Figura 2-4, as reservas medidas são comparadas com as reservas lavráveis.

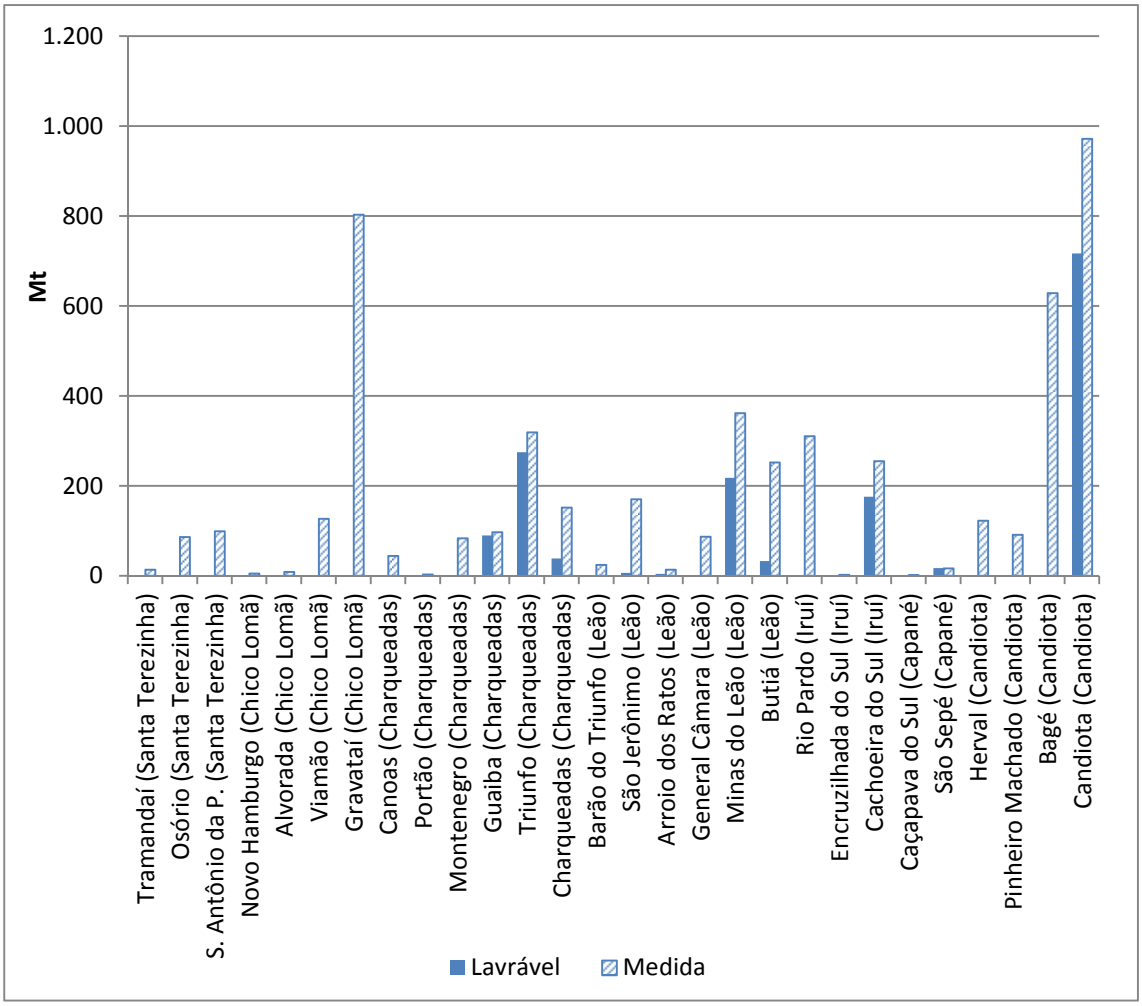


Figura 2-4: Reserva medida e reserva lavrável por município no RS

Fonte: elaboração própria com base em GALVÃO *et al*. (2011), DNPM (2013)

Nota-se que as reservas consideradas lavráveis representam somente uma menor parcela das reservas medidas. No RS, somente 30% das reservas medidas são classificadas como lavráveis. Os maiores potenciais de reservas lavráveis encontram-se nos municípios Candiota, Triunfo, Minas do Leão e Cachoeira do Sul, podendo ser atribuídos às jazidas Candiota, Charqueadas, Leão e Iruí, respectivamente.

2.4 UTEs existentes no RS

A frota de termelétricas a carvão no Rio Grande do Sul é relativamente pequena. Atualmente encontram-se quatro plantas em operação, listadas na Tabela 2-4. Nessa tabela são também indicadas informações sobre capacidade, operadora, localização e mina fornecedora.

Tabela 2-4: Termelétricas a Carvão no Brasil

Planta	Cap.	Empresa	Local	Início de operação	Mina
São Jeronimo	20	CGTEE	Jerônimo	1955	Leão 1
Charqueadas	72	Tractebel	Charqueadas	1962	Recreio
Presidente Medici A/B	446	CGTEE	Candiota	1974/1986	Candiota
Candiota III	350	CGTEE	Candiota	2011	Candiota

Fonte: Elaboração própria com base em ANEEL (2013), PEREIRA GOMES *et al.* (2003), BROWN (2011)

- A UTE São Jerônimo

A UTE São Jerônimo é a mais antiga UTE a carvão em funcionamento no país. Está localizada no município de São Jerônimo - RS, numa distância de 70 quilômetros de Porto Alegre. A usina foi projetada em duas etapas, com capacidade final de 20 MW. Em 1953 o primeiro conjunto de equipamentos entrou em operação com 10 MW instalados. Em 1955 foram acrescentadas duas caldeiras, adicionando mais 10 MW. Todas as caldeiras instaladas consistem em caldeiras de combustão em grelha.

A operação comercial da usina se iniciou em 1962. O carvão utilizado nesta usina consiste numa mistura de carvões beneficiados com poder calorífico entre 15.900 e 17.600 kJ/kg, e um teor de cinzas de 42%. A concessão de geração da usina expira em julho de 2015 (CGTEE 2004).

Em 2005, a planta foi obrigada, pelo órgão ambiental responsável, a implantar e operar sistemas de tratamento para os efluentes atmosféricos, de forma que as emissões atendessem os padrões máximos de emissão indicados na Tabela 2-5.

Tabela 2-5: Limites de emissão definidos para a UTE São Jeronimo

Poluente	Limite de emissão (mg/Nm³)*
NOx	400
SOx	400
Material particulado	80

*fixados para um teor de oxigênio de 6% nos gases amostrados

Fonte: FEPAM (2005).

- A UTE Charqueadas

A UTE Charqueadas situa-se à margem direita do rio Jacuí, no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul. A usina consiste em quatro geradores de 18 MW com capacidade total instalada de 72 MW. As turbinas operam com pressão de entrada de 55 bar e 475°C. O resfriamento do ciclo a vapor ocorre via um ciclo aberto, alimentado por água retirada do rio Jacuí. A concessão de operação dessa UTE expira em 2028 (TRACTEBEL 2013).

O carvão utilizado no processo de geração termelétrica na UTE tem um teor de cinzas de 53%, poder calorífico de 13.000 kJ/kg, umidade em torno de 15% e teor de enxofre variável entre 0,8 e 1,3% (TISSOT 2010). O carvão é utilizado em forma pulverizada.

Em 1987, o primeiro sistema de redução de emissões foi instalado, consistindo em quatro precipitadores eletrostáticos, reduzindo a emissão de material particulado (MP), consistindo principalmente em cinzas volantes, por 97% (TISSOT 2010). Conforme TISSOT & MISSEL (2011), os equipamentos de redução de emissão foram adequados a restrições de emissão mais rígidas em 2009. Até 2009, as emissões registradas da usina foram 140 mg/Nm³ para MP, 4000 mg/Nm³ para SO_x e 550 mg/Nm³ para NO_x. A partir de 2009, o órgão ambiental estadual (FEPAM) definiu na renovação do licenciamento ambiental restrições mais rígidas para a termelétrica. Como base um teor de 6% de oxigênio nos gases amostrados, MP deve ser reduzido a 80 mg/Nm³, SO_x a 400 mg/Nm³ e NO_x a 550 mg/Nm³ (TISSOT & MISSEL 2011). Para cumprir estas novas metas, cada unidade da usina foi equipada com filtros de manga e dessulfurizadores húmidos[6]. O lavador de gás realiza uma redução da concentração de SO_x no gás de exaustão em 95% e a concentração de MP em 99,95% Com essas medidas, conseguiu-se reduzir as emissões de MP abaixo de 40 mg/Nm^3, de SO_x abaixo de 200 mg/Nm³ e de NO_x a 500 mg/Nm³. Vale ressaltar que, antes da instalação dos dessulfurizadores, o teor de enxofre no carvão não podia ultrapassar a concentração de 1% para não exceder o limite de emissão vigente até 2009 (TISSOT & MISSEL 2011).

[6] A neutralização do SO_x por meio de um processo químico, que se baseia na injeção de reagentes básicos, tais como magnésio ou calcários. Para o caso da Usina de Charqueadas, em função dos custos e disponibilidade de reagentes na região, foi escolhido o Calcário ($CaCO_3$).

- Presidente Medici A/B e Candiota III

As unidades Presidente Médici e Candiota III estão localizadas no município de Candiota - RS, distante 400 quilômetros de Porto Alegre. Sua construção aconteceu em três etapas. A Fase 'A' da Usina, com duas unidades de 63MW cada, foi inaugurada em 1974, a Fase B entrou em operação no final de 1986 com duas unidades de 160 MW, totalizando 446 MW instalados. A planta opera com um sistema de resfriamento em ciclo fechado e utiliza carvão com poder calorífico de 2.600 a 3.200 kcal/kg e um teor de cinzas de 52,2 a 59,0%. A operadora não fornece informações sobre medidas de redução de emissão dessas unidades (ELETROBRAS, 2013).

Já a unidade Candiota III (Presidente Medici Fase C), no município de Candiota é o principal projeto de expansão da CGTEE. A usina entrou em operação em 2011 com uma capacidade de 350 MW. A usina opera com uma caldeira. Trata-se de uma cadeira de carvão pulverizado e um sistema de resfriamento de ciclo fechado com torre úmida. Os padrões de emissão atmosférica, definidos no licenciamento ambiental do empreendimento, ficaram assim definidos em 265 mg/Nm^3 para material particulado, 1.700 mg/Nm^3 para SOx e 680 mg/Nm^3 para NOx (ELETROBRAS 2011). Para garantir o atendimento dos padrões de emissão atmosférica fixados, o projeto adotou tecnologias de abatimento de material particulado integrado ao sistema de dessulfurização, além da utilização de queimadores de baixa emissão de NOx. O sistema de dessulfurização adotado é do tipo semi-seco e emprega cal virgem como agente de dessulfurização. Para a redução de material particulado, precipitadores eletroestáticos são aplicados (ELETROBRAS 2011).

2.5 Restrição da disponibilidade de carvão por usos concorrentes

O carvão produzido no RS é utilizado em vários setores, cujos consumos devem considerados na avaliação da disponibilidade do carvão. A Associação Brasileira de Carvão Mineral (ABCM) disponibiliza estatísticas detalhadas sobre a produção e o consumo de carvão. Conforme informações do Anuário Mineral Brasileiro 2010 (se referindo à produção do ano 2009), a atividade de mineração de carvão no RS é concentrada em duas grandes empresas, a Companhia Riograndense de Mineração e a Copelmi Mineração. Essas duas empresas mantêm atividades num total de cinco minas, das quais duas são consideradas de grande porte (com produção > 1.000.000 t/ano) e três, de médio porte (com produção > 100.000) (GALVÃO *et al*. 2011).

Conforme os números publicados, as empresas Copelmi e CRM produziram 2,9 e 2,2 Mt ROM, respetivamente. Desta produção bruta, somente uma parte é efetivamente utilizada, que é extraída em processos de beneficiamento. Através do beneficiamento são geradas várias frações, categorizadas pelo seu poder calorífico superior (como já mencionado acima). Tabela 2-6 mostra a produção de carvão das duas empresas no período de 2008 a 2011, indicando, além da produção ROM, as diferentes frações produzidas e o total aproveitado. Estes números indicam, que, do carvão minerado pela Copelmi, somente 50% do carvão ROM são aproveitados. Já a CRM utiliza aproximadamente 90% do ROM. Essa diferença no aproveitamento do carvão ROM deve-se aos processos de beneficiamento. A CRM produz principalmente carvão CE 3300, uma fração que se difere somente pouco do produto ROM. A Copelmi, por sua vez, produz maiores frações de carvão de elevado PCS, o que leva a essa redução significante de material quando comparado à produção ROM.

Tabela 2-6: Produção de Carvão das Mineradoras do Rio Grande do Sul de 2008 a 2011 [t]

	Produção de carvão Copelmi				Produção de carvão CRM			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
ROM	2.995.574	2.571.864	2.995.574	2.945.459	1.885.063	2.013.187	2.015.205	2.207.739
CE 2900	19.075	8.314						
CE 3100	599.463	384.063	395.401	389.737				
CE 3300	12.292			28	1.597.692	1.661.920	1.669.102	2.000.466
CE 3700	1.574	206		27.778				
CE 4200	53.965	53.834	46.559	40.510	44.406	53.136	39.092	46.923
CE 4500	177.877	97.522	206.957	247.213	30.168	15.433	8.002	942
CE 4700	330.650	343.026	427.189	389.925		13.155		
CE 5000		4.136	24.144	60.013				
CE 5200	398.815	361.920	305.151	305.825	44.704	50.053	53.277	12.195
CE 5500	20.097	9.832	2.259					4.797
CE 6800	2.716							
Finos					1.881	20.794	17.414	2.301
Total	1.616.524	1.262.853	1.407.660	1.461.029	1.718.851	1.814.491	1.786.887	2.067.624

Fonte: Elaboração própria com base em ABCM (2013)

Tabela 2-7 mostra a distribuição do consumo do carvão produzido pelas empresas Copelmi e CRM. A Copelmi atende uma série de setores, destinando na média 35% da sua produção de carvão ao setor elétrico durante o período observado. A CRM, por sua vez, forneceu, na média, 94% da sua produção ao setor elétrico. Vale ressaltar

que os dados indicados na Tabela 2-6 divergem dos dados da Tabela 2-7. Especialmente para o carvão fornecido pela CRM em 2011, a Tabela 2-7 indica valores mais altos. As incoerências deste ano podem ser explicadas com o início de operação da UTE Candiota Fase C.

Tabela 2-7: Uso do carvão no RS [t]

	Copelmi			CRM		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Alimentos	89.536	143.035	119.510			
Ceramico						
Cimento	26.925	39.898	31.983			
Indústria				150.572	99.035	43.982
Elétrico	399.554	421.392	447.233	1.678.000	1.968.833	3.378.000
Pap/Cel	219.134	231.786	261.468			
Petroqui	191.912	284.223	235.668			
Siderurg	8.062	9.960	4.263			
Outros	293.412	259.995	288.902			
Total	1.228.535	1.390.289	1.389.027	1.828.572	2.067.868	3.421.982

Fonte: Elaboração própria com base em ABCM (2013)

A partir destes dados é realizada uma estimativa da parcela das reservas de carvão que não estará disponível para a operação de novas UTEs, mas será destinada a UTEs já existentes e usos industriais, é analisada em seguida.

- O futuro consumo de carvão em UTEs existentes

Como indicado na Tabela 2-7, UTEs já existentes no RS consumiram em 2011 3.378.000 t/a de carvão beneficiado nas termelétricas São Jeronimo, Charqueadas e Presidente Medici A,B e C. Note-se que as UTEs de São Jeronimo e Charqueadas, que entraram em operação em 1955 e 1962, respectivamente, já ultrapassaram o tempo de vida técnico típico de UTEs (KOEPP *et al.* 2011). Essas termelétricas operam com baixa eficiência térmica devido à tecnologia obsoleta (ANEEL 2011b) e poderiam ser substituídas por UTEs de tecnologias mais modernas. O mesmo vale para as unidades Presidente Médici A e B. Assim, pressupõe-se que somente a UTE Candiota III não deverá ser substituída por uma unidade moderna e continuará em operação.

A usina é alimentada por carvão da mina Candiota. Trata-se por maior parte de carvão classificado como CE 3300 (veja Tabela 2-6), ou seja, carvão que não passou por severo beneficiamento. A quantidade de carvão é que consumida na UTE pode ser

derivada dos números da Tabela 2-7. O carvão da empresa CRM que é destinado para o setor elétrico deriva exclusivamente da mina de Candiota e supre as unidades Presidente Médici e Candiota III (GALVÃO *et al.* 2011). Como a unidade Candiota III entrou em operação a partir de 2011, o consumo dessa unidade pode ser definido pela diferença de produção de 2009 e 2011, o que resulta em aproximadamente 1,7 Mt/a.

- O futuro consumo de carvão na indústria

No período de 2008 a 2011, na média 1.031.060 t/a de carvão foram destinados a diferentes setores industriais. Considera-se que o carvão utilizado para a indústria passa por um beneficiamento mais severo, levando a uma perda de até 50% nos processos de beneficiamento (veja dados na Tabela 2-6). A quantidade de carvão ROM destinada ao setor industrial atinge, então, aproximadamente 2,0 Mt/a. Como indicado na Tabela 2-7, o carvão destinado para as diferentes indústrias deriva quase exclusivamente da produção da Copelmi, que opera em minas nos municípios de Butiã, Charqueadas e Cachoeira do Sul (COPELMI 2013). Portanto, na avaliação do potencial das reservas desses municípios, o consumo adicional industrial foi considerado.

Tabela 2-8: Reservas lavráveis e reservas lavráveis disponíveis, considerando consumos concorrentes [t]

	Reserva	
Município	lavrável	lavrável disponível
Arroio dos Ratos	4.040.740	4.040.740
Butiá	32.145.106	20.024.650
Cacoeira do Sul	175.622.981	109.403.551
Candiota	716.592.154	640.092.154
Charqueadas	38.338.000	23.882.486
Guaiba	89.308.000	89.308.000
Minas do Leão	217.726.782	217.726.782
São Jerônimo	6.154.000	6.154.000
São Sepé	16.664.000	16.664.000
Triunfo	274.560.000	274.560.000
Total	1.571.151.763	1.401.856.363

Fonte: Elaboração própria

Adotando um tempo de vida de 45 anos, o potencial do município de Candiota seria reduzido em 76,5 Mt, e o potencial dos municípios Butiã, Charqueadas e Cachoeira do Sul em 92,8 Mt. O potencial reduzido das reservas lavráveis está indicado

na Tabela 2-8. A redução que ocorre devido ao uso industrial foi distribuído sobre os municípios Charqueadas, Cachoeira do Sul e Butiã.

3 O potencial teórico de termeletricidade a carvão no RS

O objetivo da análise deste capítulo é a estimativa do potencial termelétrico que poderia ser instalado a partir das reservas identificadas na seção precedente. O fator decisivo para esta análise é representado pela eficiência líquida de uma UTE. Essa, por sua vez, depende do combustível, da tecnologia de conversão aplicada e de restrições ambientais para a emissão de poluentes. Portanto, um modelo foi gerado para o caso específico da combustão de carvão no RS, que indica a eficiência líquida da planta que poderia ser alcançada no caso estudado através da identificação da eficiência bruta e das cargas internas.

Para a modelagem de cargas internas da planta aplicou-se em alguns casos o *software* IECM, na sua versão 8.0.1 Beta. O *software* foi desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Meio Ambiente (*Center for Energy and Environmental Studies*) da *Carnegie Mellon University* (CMU 2012) e permite a análise do desempenho de UTEs a carvão e gás natural. As simulações do IECM se baseiam em balanços de massa e energia e bancos de dados, que consistem de dados empíricos e dados modelados em *softwares* de simulação de processos. O *software* permite uma série de configurações para equipamentos de redução de emissões e para o resfriamento de plantas e permite a análise de insumos e desempenho dos respectivos equipamentos.

3.1 Condições gerais

3.1.1 Tecnologias de conversão química e sua aptidão para o carvão do RS

A partir das informações sobre as reservas, a capacidade de termeletricidade a carvão pode ser definida. Porém, para este fim precisa-se adotar uma série de pressupostos sobre a tecnologia aplicada para a conversão do carvão.

3.1.1.1 Tecnologias de conversão termoquímica

As tecnologias de conversão termoquímica para a geração de energia elétrica se dividem em duas linhas principais:

- a combustão direta para a geração de vapor que é transformado em energia elétrica em turbinas a vapor e

- a gasificação, gerando um gás combustível que pode ser utilizado em sistemas de ciclo combinado. Esta tecnologia é denominada de ciclo combinado com gasificação integrada ou IGCC (*Integrated Gasification Combined Cycle*).

A combustão direta representa a tecnologia convencional para o uso energético do carvão, enquanto a tecnologia do IGCC ainda não está estabelecida no setor elétrico, devido ao seu alto custo de investimento e maior risco tecnológico (HOFFMANN, 2010).

Entre 1994 e 2012, somente nove plantas IGCC foram instaladas no mundo (GTC 2013). Até 2016, a instalação de outras nove plantas é planejada, das quais quatro serão localizadas nos EUA (GTC 2013). Estes números evidenciam que o IGCC ainda não pode ser considerado uma tecnologia madura no setor elétrico. Portanto, a avaliação do potencial termelétrico se concentrou na aplicação de plantas de combustão direta.

3.1.1.2 Tecnologias de combustão e o carvão de RS

Para a conversão em processos de combustão direta existem duas tecnologias principais, a combustão em leito fluidizado (Fluidized bed combustion – FBC) e a combustão em leito de arraste, comumente referido como combustão de carvão pulverizado (Pulverized Coal Combustion-PCC) (SPLIETHOFF 2010). Em caldeiras PCC o combustível é injetado na caldeira e é submetido à combustão em frações de segundos, antes de deixar a caldeira com o fluxo do gás de exaustão. Portanto, neste tipo de caldeira, o processo de combustão se mostra bastante sensível a alterações na qualidade do combustível. Combustíveis utilizados neste processo devem ser homogêneos e apresentar alto poder calorífico. Em caldeiras FBC, por sua vez, o combustível é alimentado num leito aquecido de material inerte, onde o material inerte atinge até 96%. Por consequência, essas caldeiras apresentam alta tolerância com relação a alterações na qualidade do combustível. Nestas caldeiras, o tempo de retenção é maior quando comparado com caldeiras de carvão pulverizado, o que permite o uso de combustíveis cuja combustão é mais difícil.

Como descrito no capítulo 2.2, todas as jazidas de carvão no RS possuem carvões com teor muito elevado de cinzas. O uso de carvão com teores de cinzas como os dos carvões do RS traz desvantagens em sistemas PCC (KUROSE *et al*. 2001), pois um alto teor de cinzas leva à redução do *burnout* do combustível. O *burnout* indica a

eficiência de combustão, ou seja, a porcentagem do material orgânico do carvão que foi submetido à combustão. A quantidade do material orgânico que não foi queimada sai da caldeira junto com as cinzas e diminui assim a eficiência de processo. Cogitando o uso de um carvão com alto teor de cinzas numa caldeira deste tipo, processos de beneficiamento precisariam ser aplicados para a redução do teor de cinzas. Processos de beneficiamento consistem na remoção de impurezas, principalmente material inorgânico e enxofre e levam a uma diminuição mássica do carvão e aumento do seu poder calorífico. O grau desses efeitos depende da qualidade do carvão ROM e da severidade do beneficiamento (COUCH 2003). Através de processos de beneficiamento várias frações podem ser geradas a partir dos carvões do RS (BROWN, 2011). Todavia, as caraterísticas do carvão brasileiro tornam seu beneficiamento difícil (HOFFMANN SAMPAIO 1983). Uma vez que o beneficiamento implica em custos adicionais (COUCH 2003), a possibilidade de utilizar o carvão na sua forma ROM implicaria vantagens econômicas. Desta forma, o alto teor de cinzas do carvão brasileiro indica que a aplicação da combustão em leito fluidizado seria mais adequada.

3.1.1.3 A combustão em leito fluidizado

Num processo FBC, o combustível é alimentado para um leito de material inerte, que é fluidizado através de uma corrente de ar que entra no reator pelo fundo. Materiais típicos para o leito são areias naturais como, por exemplo, quartzo (SiO_2) e dolomita ($CaMg(CO_3)_2$). O leito apresenta alta inercia quanto a sua temperatura, o que faz com que a caldeira responda muito devagar a alterações no input de combustível. Ademais, o leito permite altas taxas de transferência de calor entre as partículas, devido ao movimento gerado pela fluidização. A combustão ocorre numa temperatura menor que em processos PCC e de um modo mais uniforme (SPLIETHOFF 2010).

Distinguem-se dois tipos de caldeiras de leito fluidizado: a de leito fluidizado borbulhante (*Bubbling Fluidized Bed* – BFB) e a de leito fluidizado circulante (*Circulating Fluidized Bed* – CFB). A diferença entre essas tecnologias se encontra no regime e nas velocidades de fluidização O leito fluidizado borbulhante é caracterizado por velocidades baixas de fluidização, o que permite uma superfície superior discernível. O leito fluidizado circulante usa velocidades de fluidização maiores, o que faz com que parte do leito seja arrastada. O material do leito deixa o reator pelo topo com o gás de exaustão e entra num ciclone onde é separado da corrente de gás e

recirculado para o reator. O efeito do movimento mais intenso é a melhor mistura e, por consequência, maior eficiência de combustão (veja Figura 3-1). A recirculação das partículas arrastadas permite um *burnout* de 99%, também para combustíveis com altos teores de cinzas (BASU 2006).

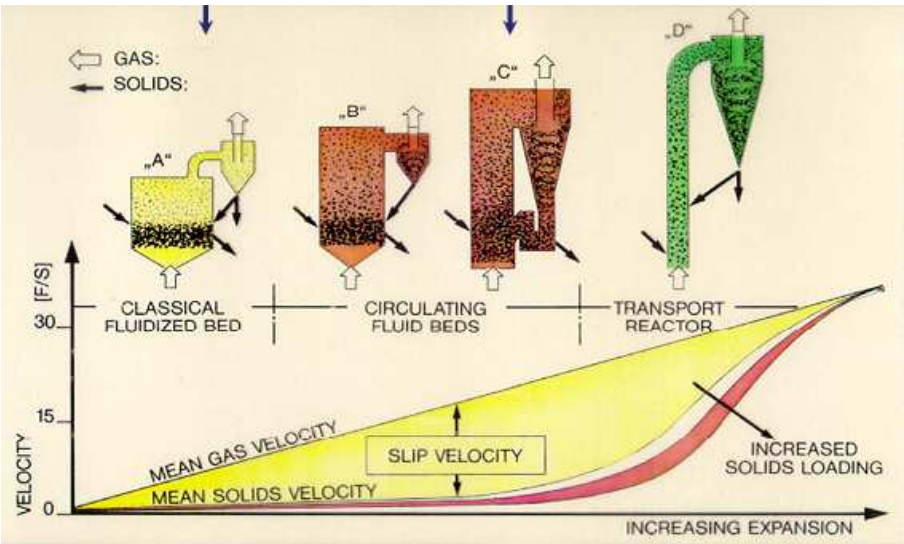


Figura 3-1: Regimes de fluidização em caldeiras de leito fluidizado

Fonte: ACENSO (2011)

A tecnologia BFB está limitada com relação ao seu *scale-up*, dado que a fluidização uniforme do leito não é possível a partir de certo tamanho da área transversal (KOORNNEEF *et al.* 2007). A tecnologia CFB foi então desenvolvida para contornar a dificuldade do *scale-up*. A tecnologia BFB foi principalmente aplicada em pequenas unidades para a geração de energia térmica. Para a geração de energia elétrica, esta tecnologia está sendo aplicada em unidades até 50 $MW_{el,}$ principalmente a partir de resíduos da indústria de papel e celulose. A tecnologia do leito fluidizado circulante, por sua vez, é aplicada em unidades maiores, tipicamente até 300 MW_{el}. Desenvolvimentos para aumentar a capacidade de caldeiras CFB estão sendo realizados, especialmente com o foco na aplicação de carvões de baixa qualidade no setor elétrico. A maior planta atualmente em operação possui uma capacidade de 460 MW_{el} e um projeto com 5 caldeiras a 550 MW está em construção, previsto para entrar em operação em 2015 (JÄNTTI *et al.* 2012).

Um aumento de capacidade até 800 MW_{el} é considerado viável em médio prazo (SPLIETHOFF 2010). Com a expectativa de utilizar cada vez mais carvões de menor

qualidade, espera-se um crescimento relevante da combustão em leito fluidizado. Koornneef *et al.* (2007) cita uma estimativa que prevê a instalação de 150 GW_{th} até o ano 2020, concentrado principalmente na China (125 GW_{th}), América do Norte (17 GW_{th}) e Índia (6 GW_{th}).

3.1.2 Limites de emissões de poluentes para UTEs no RS

Emissões de SO_x, NO_x e material particulado (consistindo principalmente em cinzas volantes) representam os poluentes atmosféricos mais relevantes em UTEs a carvão. Esses poluentes provocam uma série de danos ao meio ambiente e saúde humana, explicados detalhadamente em CARPENTER *et al.* (2006ª & 2006b) e ADAMS *et al.* (2006). Portanto, a emissão de poluentes atmosféricos é geralmente limitada por legislação ambiental. No Brasil o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) determinou os limites permitidos de emissões em UTEs a carvão na resolução CONAMA Nº 8 de 6 de dezembro de 1990 (CONAMA 1990). Para SO_x foi estabelecido o valor de 2000 g/10^6 kcal e para material particulado 800 g/10^6 kcal, o que corresponde com 1250 mg/Nm³ e 500 mg/Nm³, respectivamente (em base de 6% p/p O_2). Nenhum limite de emissão foi estabelecido para emissões de NO_x. Todavia, como visto no capítulo 2.4, os limites estabelecidos para as UTEs no Rio Grande do Sul se diferem destes limites. Para as UTEs Presidente Médici e Candiota III foram definidos 1700 mg/Nm³ para SO_x, 680 mg/Nm³ para NO_x e 265 mg/Nm³ para MP. Para as usinas Charqueadas e São Jerônimo, as emissões de SO_x e MP foram restritas para 400 mg/m³ e 80 mg/m³, respetivamente. Emissões de NO_x são restritos em 550 mg/m³ na usina Charqueadas e 400 mg/m³ na usina Jerônimo.

Uma série de usinas encontra-se em fase de planejamento no RS. Dependendo da data em que foi requerida a licença prévia, foram indicados diferentes limites de emissão nos RIMAs dos respectivos projetos (veja Tabela 3-1). Os dados indicados na tabela evidenciam que limites mais rígidos estão sendo aplicados em usinas novas. Esses limites (400 mg/m³ para NO_x, 400 mg/m³ para SO_x e 50 mg/m³ material particulado) foram definidos pelo BNDES como precondição para o financiamento de projetos (BNDES 2013).

Tabela 3-1: Limites de emissão nos RIMAs de projetos propostos no RS

		UTE Jacuí	UTE Seival	CTSul	MPX Sul
Ano do requerimento da licença prévia		2000	2001	2005	2009
Limite proposto para SOx	mg/Nm³	1250	-	400	400
Limite proposto para NOx	mg/Nm³	590	-	400	400
Limite proposto para MP	mg/Nm³	80	80	50	50

Fonte: Elaboração própria com base em FEPAM (2001), MPX (2005), CT SUL (2005), CRA & MPX (2007)

Nas seções subsequentes, as especificações de uma UTE padrão para a combustão do carvão do RS são definidas. Neste contexto é analisado como as restrições de emissão de poluentes podem ser atendidas e quais seriam as implicações operativas.

3.2 Especificações técnicas da UTE

O objetivo deste estudo consiste na análise do potencial termelétrico a carvão no RS. Este depende, além da quantidade das reservas de carvão, da eficiência da conversão termoquímica. Pressupostos e valores adotados para a definição da eficiência de conversão são descritos detalhadamente nesta seção.

3.2.1 Caracterização do combustível

O potencial termelétrico depende das características do carvão, em especial do seu poder calorífico. Este, por sua vez, varia com a composição do carvão, especialmente com seu teor de cinzas e umidade. As características dos carvões das jazidas lavráveis no RS são bastante semelhantes com relação a teor de cinzas e umidade. Portanto, as características do carvão da jazida Candiota, que detém o maior potencial de carvão lavrável, foi aplicado como representante dos carvões do RS. Suas propriedades, indicadas na Tabela 3-2, foram aplicadas na avaliação do potencial termelétrico do Estado.

Tabela 3-2: Análise imediata e análise elementar de carvão ROM da jazida Candiota

Combustível	**Carvão** Candiota (ROM)
Poder calorífico inferior (kcal/kg)	3085 (11%)*
Análise imediata	(% p/p)
Cinzas, b.s.	52,9
Materiais voláteis, b.s. (%)	21,0
Carbono fixo, b.s. (%)	26,1
Análise Elementar	
Carbono, b.s. (%)	34,5
Hidrogênio, b.s. (%)	1,9
Nitrogênio, b.s. (%)	0,5
Enxofre, b.s. (%)	2,0
Oxigênio + Halogênio, b.s. (%)	7,8

*umidade em % p/p

Fonte: PEREIRA GOMES *et al*. (2003)

3.2.2 Tempo de vida e fator de capacidade

Avaliando o tempo de vida de uma UTE a carvão distingue-se entre o tempo de vida técnico e o tempo de vida econômico. O tempo de vida econômico determina o período que a usina deve operar para recuperar os custos de investimento. O tempo de vida técnico descreve o período de operação, após o qual geralmente investimentos altos se tornam necessários para a continuação da operação. O tempo econômico de uma UTE a carvão encontra-se comumente em volta de 20 anos, dependendo dos parâmetros econômicos do investimento. O tempo de vida técnico supera geralmente o período da vida econômica. Na Alemanha, por exemplo, o tempo de vida técnico é estimada em 45 anos para UTEs a carvão (KOEPP *et al.* 2011), valor assumido para a análise do potencial da capacidade de geração a carvão.

As usinas termelétricas a carvão no Brasil operam em condições de flexibilidade parcial, determinada por contratos *take or pay*[7] de compra de carvão mineral e por condicionantes técnicas, com fator de capacidade mínimo da ordem de 40% (MARECO *et al*. 2005). O fator de capacidade médio, conforme EPE, é estipulado em 60 % para as UTEs do Brasil (MME/EPE 2007).

[7] Um contrato *take or pay* denomina um contrato de compra em que o comprador se compromete a pagar por uma determinada quantidade de um produto, independentemente se a quantidade correspondente realmente for adquirida.

Caldeiras de leito fluidizado são especialmente aptas para operar com um fator de capacidade reduzido. Em reatores de leito fluidizado, o combustível é processado num leito de material inerte que constitui 95% do material sólido, enquanto o combustível constitui somente 5%. Desta forma, reatores de leito fluidizado apresentam certa inércia que permite reduzir a carga de combustível até 30% sem que o processo de combustão se interrompa (BASU 2006).

3.2.3 Sistemas de redução de emissão

3.2.3.1 Origens de emissões

Como exposto na seção 3.1.2, as emissões dos poluentes NO_x, SO_x e material particulado devem ser mantidas abaixo de 400 mg/Nm³ no caso de NO_x e SO_x e abaixo de 50 mg/Nm³ no caso de material particulado. Através da simulação da combustão do carvão ROM da mina Candiota, encontram-se as concentrações dos produtos da combustão no gás de exaustão.

Num processo de combustão, o nitrogênio do combustível é transformado em óxidos de nitrogênio (NO_x) ou e nitrogênio molecular (N_2), conforme as rotas de reação indicadas na Figura 3-2. NO_x representa monóxido (NO) e dióxido (NO_2) de nitrogênio, sendo que NO representa geralmente mais de 90% do total de NO_x (BERKENPAS *et al.* 1999). A fração do nitrogênio que se torna NO_x depende principalmente das condições de combustão (SPLIETHOFF 2010, JENSEN 1995, KONTTINEN *et al*. 2012).

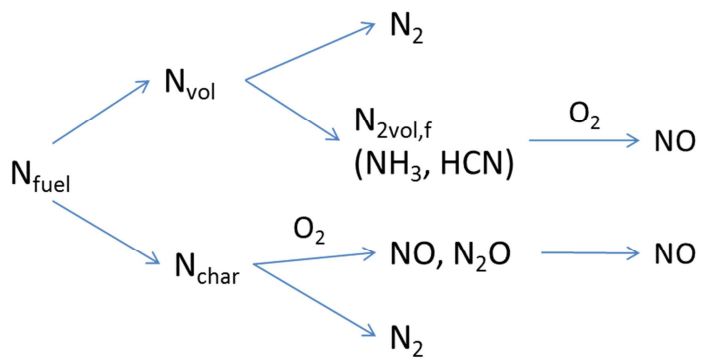


Figura 3-2: Rotas de reação para nitrogênio contido no combustível

Fonte: Elaboração própria com base em KONTTINEN *et al.* (2012)

A literatura científica indica que, em processos de combustão em leito fluidizado circulante, 20 – 70% do nitrogênio contido no combustível são transformados em NO, onde combustíveis com alto teor de material volátil mostram frações de NO maiores (KONTTINEN *et al.* 2012). NO_x térmico não é formado devido a baixa temperatura de combustão (BASU 2006)[8].

O enxofre passa quase integralmente para fase gasosa sob a forma de SO_x (ADAMS 2006). Material particulado, por sua vez, consiste principalmente em cinzas volantes, e, em menor parte, de carbono não queimado, sulfato de cálcio e óxido de cálcio. Em caldeiras de leito fluidizado, 40% - 80% das cinzas saem do reator em forma de cinzas volantes.

Para a simulação de uma UTE que opera com carvão no RS foi assumido que 70% do material inorgânico do combustível se encontram no gás de exaustão sob a forma de cinzas volantes, 40% do nitrogênio e 100% do enxofre contidos no combustível passariam para o gás de exaustão como NOx e SOx, respectivamente (Basu 2006, Spliethoff, 2010). Os resultados, indicados na Tabela 3-3, mostram que as emissões precisam ser reduzidas consideravelmente para cumprir as regulamentações ambientais.

Tabela 3-3: Concentração de poluentes no gás de exaustão oriundo da combustão de carvão ROM de Candiota com as premissas indicadas.

	mg/Nm³
NO_2	1.423
SO_2	8.433
MP	80.758

Fonte: Elaboração própria

[8] A formação de NO_x em processos de combustão de carvão ocorre tanto a partir de nitrogênio contido no combustível (NO_x de combustível) quanto a partir do nitrogênio do ar de combustão (NO_x térmico). A formação do último, todavia, se torna relevante somente a temperaturas acima de 1300 °C (CARPENTER *et al.* 2006). Temperaturas típicas em caldeiras de leito fluidizado se encontram numa faixa de 800-900 °C, portanto, a geração de NO_x térmico é evitada pela temperatura de combustão.

Para esta simulação deve-se levar em consideração que os limites de emissão se referem a uma situação em que o gás de exaustão esteja totalmente seco e contenha 6% v/v de O_2. Para cumprir esse critério, a razão ar-combustível na combustão deve ser definida em 1,4. A descrição da simulação e composição do gás de exaustão resultante da simulação pode ser consultada no Anexo 1.

3.2.3.2 Processos de redução de emissão

- Redução de NO_x

Em ambientes pobres em oxigênio, a formação de N_2 é favorecida. Assim, a injeção de ar em várias etapas (*air staging*), descrito detalhadamente em SPLIETHOFF (2010), pode levar a uma redução de emissão de NOx de 40 – 50% (BASU 2006, UTT *et al*. 2009).

Se o método da injeção de ar em etapas não for suficiente para cumprir os limites de emissão, métodos de redução pós-queima podem ser aplicados. Dois métodos pós-queima são utilizados em plantas de grande porte, chamados de redução seletiva não catalítica (SNCR) e redução seletiva catalítica (SCR). No processo SNCR, amônia ou ureia é injetada no gás de exaustão a temperaturas entre 800 e 1100°C, tipicamente logo depois da caldeira, antes do resfriamento do gás em trocadores de calor.

Diferentes reações entre NH_3, NO, NO_2 e O_2 ocorrem, reduzindo NO_x para N_2, onde a mais relevante é representada pela equação Eq 1 (BERKENPAS *et al.* 1999).

$$4\ NH_3 + 4\ NO + O_2 \rightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O \qquad \textbf{Eq 1}$$

O método NSCR atinge taxas de conversão de até 50%. Desvantagens deste processo são eventuais emissões de amônia (*amonia slip*) e a formação de N_2O, que é um gás de efeito estufa (CARPENTER *et al.* 2006a).

No processo SCR, o vapor de amônia é injetado na corrente de gás de exaustão, que logo em seguida passa por um catalisador. Esse catalisador pode ter diferentes composições, se baseando em óxido de titânio, zeólita óxido de ferro ou carvão ativado. Em UTEs usam-se principalmente catalisadores misturas de vanádio e titânio. A temperatura ótima desse processo se encontra entre 300 e 400 °C e a taxa de conversão encontra-se entre 80 – 90 % (CARPENTER *et al*. 2006a).

A vantagem principal do processo SNCR, quando comparado com o processo SCR, se encontra no fato de poder evitar a instalação de um catalisador, cujo custo de material é geralmente alto e a operação em temperaturas maiores. Portanto, quando o processo SNCR atende as restrições de emissão, este processo representa o mais viável.

- Redução de SO_x

Em processos de combustão em leito fluidizado, emissões de SOx podem ser reduzidas através da reação com cal (CaO) e oxigênio (O_2) formando sulfato de cálcio ($CaSO_4$), um sólido que pode ser removido do leito com as cinzas. Existem também processos de dessulfurização com sódio e amônia, porém cal e calcário representam os reagentes mais típicos por apresentarem maior disponibilidade e menor custo. A cal que participa da reação pode se originar no material inorgânico do carvão ou em aditivos, tais como calcário ($CaCO_3$) ou dolomita ($CaCO_3$*$MgCO_3$), que liberam cal através de reações de calcinação. A sulfurização da cal não pode ocorrer de forma estequiométrica. É necessário adicionar duas a três vezes mais $CaCO_3$ ao leito que seria necessário para uma reação estequiométrica (BASU 2006) para chegar a uma eficiência máxima de redução de 93%. A temperatura típica de 900 °C maximiza a remoção de enxofre e minimiza a geração de óxidos de nitrogênio.

Para casos em que o método in-situ não seja suficiente para cumprir os limites de emissão, métodos pós-combustão podem ser adicionados. As tecnologias atualmente mais aplicadas são a dessulfurização úmida e a dessulfurização com um *spray dryer*, sendo que a dessulfurização úmida possui uma participação de mercado consideravelmente maior. Nos dois casos, o sistema consiste em três maiores etapas: a preparação de um reagente, o reator onde o SO_x será removido e um sistema de deposição dos resíduos.

Na dessulfurização úmida usa-se o reagente típico consiste numa solução de calcário, que reage com o SO_2 como indicado na equação Eq 2 (ADAMS *et al*. 2006).

$$SO_2 + CaCO_3 \rightarrow CaSO_3 + CO_2 \qquad \textbf{Eq 2}$$

O processo ocorre normalmente em uma coluna, onde o exausto entra no fundo, enquanto a solução de calcário é injetada em diferentes níveis da torre. A solução acumula no fundo da coluna, para promover a oxidação de sulfito de cálcio para sulfato de cálcio (gesso). O teor dos sólidos do *slurry* é concentrado a 90 % por hidrociclones

ou filtros. As águas residuais do processo precisam ser tratadas. Lavadores úmidos podem atingir eficiências de remoção de até 99 %.

Na dessulfurização com um *spray dryer*, o reagente típico é cal (CaO). A solução de cal, também chamado leite de cal, é atomizado dentro de um vaso onde a reação com o SO_2 do exausto ocorre. No primeiro passo, a água evapora através do calor do gás de exaustão. O tempo de retenção de cerca de 10 segundos é suficiente para que o SO_2 e SO_3, que se encontram no exausto, reajam com a cal e formem uma mistura de sulfato e sulfito de cálcio. Assim, este processo apresenta uma demanda menor por água e não necessita de tratamento de águas residuais, pois toda a água que entra no reator é evaporada. O co-produto ainda contém cal, que não reagiu, e que pode ser realimentada no processo. Os parâmetros que afetam a eficiência desse processo são a temperatura do gás de exaustão, a concentração do SO_2 no gás de exaustão e o grau de atomização do *slurry* no reator. Essa tecnologia permite tipicamente a remoção de 90 % (ADAMS *et al*. 2006).

- Geração e controle de MP

Existem duas tecnologias comumente aplicadas para a remoção de partículas em usinas termelétricas, filtros manga e precipitadores eletrostáticos. As tecnologias se diferem no seu potencial de separação de partículas e no consumo de energia para a separação.

Precipitadores eletroestáticos (Electrostatic Precipitators - ESP) separam 99,95% de MP > 10 μm e 96,5% < 1 μm. A operação desses equipamentos consome 0,1%-1,8% da energia gerada. Filtros manga, por sua vez, possuem a mesma capacidade de separação de material > 10 μm, contudo, uma maior capacidade de separação de MP fino. MP < 1 μm pode ser removido em > 99,95%. Porém, o consumo de energia desses equipamentos é maior, chegando em 0,2% - 3% da energia elétrica gerada (CARPENTER et al. 2006b).

3.2.3.3 Simulação de redução de emissões para o caso estudado

Em base das informações detalhadas acima, os equipamentos necessários de redução de emissão para uma UTE no RS com carvão ROM da mina Candiota foram simulados. Num primeiro passo foram averiguadas as possibilidades de redução de

poluentes por métodos in-situ. Medidas pós-combustão requerem geralmente a instalação de equipamentos adicionais. Portanto, medidas in-situ se mostram vantajosas em termos de custo. Na modelagem, métodos pós-combustão foram adicionados somente nos casos em que a redução in-situ não é suficiente para atingir os limites de emissão definidos.

Tabela 3-4 mostra os resultados da modelagem dos processos de redução de emissão, separando a redução de poluentes que pode ser alcançada por medidas in-situ e que precisa ser realizada em equipamentos pós-combustão.

Para a redução de emissões de NO_x foi estipulada uma redução in-situ por injeção de ar em etapas de 45%. Contudo, para chegar ao limite de emissão de 400 mg/Nm³de NO_x, a concentração de NO_x no gás de exaustão precisa ainda ser reduzida em 49% por medidas pós-combustão, o que requer a adição de uma instalação pós-combustão. Como apresentado na seção precedente, um processo SNCR ou SCR poderia ser adicionado. O processo SNCR apresenta geralmente um custo de instalação e operação menor que o processo SCR e é, portanto, preferível. A eficiência de redução deste processo é limitada em 50%, o que é suficiente para o caso modelado. Assim, a redução de NO_x ocorre através da injeção de ar em etapas e a aplicação de um processo SNCR.

Tabela 3-4: Taxas de redução de emissões in-situ e pós-combustão necessárias para cumprir as regulamentações ambientais

	NOx	SOx	MP
Concentração no gás de exaustão [mg/Nm³]	1.423	8.433	80.758
Redução necessária [%]	71,89	95,26	99,94
Redução máxima in-situ [%]	45,00	93,00	0,00
Redução in-situ [%]	45,00	93,00	0,00
Concentrações após redução in-situ [mg/m³]	783	590	80758
Redução pós-combustão necessária [%]	48,90	32,24	99,94
Concentração após purificação [mg/Nm³]	400	400	50

Fonte: Elaboração própria

A redução de SO_x, por sua vez, ocorre por grande parte in-situ através da injeção de calcário. Todavia, 32% do SO_x contido no gás de exaustão precisam ainda ser removidos por equipamentos pós-combustão. Para este fim foi assumida a aplicação de

um *spray dryer*, no qual uma parcela do gás de exaustão deve ser tratada para chegar ao limite de emissão de 400 mg/Nm³ de SO_x.

Por último, a redução de material particulado pode ser realizada em equipamentos pós-combustão por filtros manga ou precipitadores eletroestáticos. Assumindo que 70% do material inorgânico é arrastado pelo gás de exaustão em forma de cinzas volantes, a corrente de gás levaria 80.234 mg/Nm³ de cinzas volantes. Para chegar ao limite de emissão de 50 mg/Nm³, uma eficiência de remoção de 99,94% deve ser atingida. Ambos os equipamentos alcançam essa eficiência. Todavia, filtros manga apresentam um desempenho melhor especialmente com relação a partículas finas. Optou-se, portanto, por esta tecnologia para a modelagem deste estudo.

3.2.4 Eficiência elétrica

Para a determinação do potencial termelétrico da região, a eficiência elétrica do processo de conversão química é um dos fatores mais relevantes. A eficiência elétrica denomina a fração entre a quantia de energia que foi transformada em energia elétrica e a energia contida no combustível. Compõe-se da eficiência de combustão (*burnout*), a eficiência térmica da caldeira, a eficiência do ciclo a vapor e do consumo parasítico de equipamentos auxiliares (SPLIETHOFF 2010).

3.2.4.1 Eficiência de combustão e eficiência da caldeira

A eficiência de combustão indica o *burnout* do combustível. Como mencionado acima, o *burnout* do carvão numa caldeira de leito fluidizado pode ser assumido como 99%, ou seja, somente 1% do material orgânico do carvão deixa a caldeira sem ter sido submetido à combustão (ADAMS *et al*. 2007).

A eficiência da caldeira considera todas as perdas energéticas que ocorrem durante a transformação da energia química do combustível para a energia térmica do vapor gerado na caldeira. Essas perdas incluem as perdas de calor sensível e de perdas de energia química. As perdas de calor sensível ocorrem através das correntes que saem da caldeira a temperaturas elevadas, ou seja, as cinzas e o gás de exaustão, e através de radiação na superfície da caldeira. A perda de combustível acontece através da combustão incompleta do combustível.

Para a modelagem da UTE, essas perdas foram avaliadas conforme dados padrão da literatura para processos de combustão em caldeiras de leito fluidizado (DOE/NETL

2011, CARPENTER *et al.* 2006a, CARPENTER *et al*. 2006b, ADAMS *et al*. 2007, ADAMS *et al.* 2007, BASU 2006, SPLIETHOFF 2010).

A eficiência da caldeira pode ser calculada através da definição das perdas que ocorrem através da combustão incompleta de material orgânico, do calor sensível, que deixa a caldeira através das cinzas e do gás de exaustão, e através de radiação. As perdas de calorsensível podem ser estimadas através da equação Eq 3. $\dot{Q}$ representa o fluxo de calor perdido, $\dot{m}$ o fluxo mássico de cinza/gás de exaustão e ΔT a diferença de temperatura entre o meio ambiente e o fluxo mássico no estado em que deixa o sistema da caldeira. Para as cinzas, a temperatura da caldeira, isto é 900 °C, foi assumida como temperatura de saída. Já a temperatura da saída do gás de exaustão foi definida como 130°C, assumindo a recuperação interna de calor em trocadores de calor. Os parâmetros assumidos para a avaliação da eficiência da caldeira são indicados na Tabela 3-5.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta T \qquad \textbf{Eq 3}$$

Tabela 3-5: Parâmetros assumidos para a avaliação da eficiência da caldeira

Parâmetro		Unidade
Capacidade térmica de cinzas/carvão/sorvente	1	kJ/(kg*K)
Capacidade térmica de vapor	1,6	kJ/(kg*K)
Capacidade térmica de gás de exaustão seco/ar	1,4	kJ/(kg*K)
Capacidade térmica de água	4,2	kJ/(kg*K)
Temp. cinzas na saída da caldeira	900	°C
Temperatura de ambiente	25	°C
Temperatura do gás de exaustão	130	°C
Carbono nas cinzas	1,0	%
Corrente de exausto seco	5,91	$kg/kg_{combustível}$
Umidade no exausto	0,26	$kg/kg_{combustível}$
Teor de cinzas no exausto	0,33	$kg/kg_{combustível}$
Perdas por radiação	3	%

Fonte: Elaboração própria com base em dados publicados por DOE/NETL (2011), SPIETHOFF (2010), ADAMS *et al*. (2007)

O resultado da avaliação indica uma eficiência de 87,6% (base PCI) para a caldeira. Tabela 3-6 mostra detalhadamente os itens que foram considerados para estipular as perdas da caldeira.

Tabela 3-6: Resultados da modelagem da eficiência da caldeira

Entradas e perdas de energia		Unidade
Poder calorífico do combustível	12.950	$kJ/kg_{combustível}$
Perdas térmicas de cinzas	123	$kJ/kg_{combustível}$
Perdas químicas de cinzas	130	$kJ/kg_{combustível}$
Perdas térmicas do gás de exaustão	948	$kJ/kg_{combustível}$
Perdas por radiação	389	$kJ/kg_{combustível}$
Eficiência da caldeira	87,61	%

Fonte: Elaboração própria

3.2.4.2 Eficiência do ciclo a vapor

A eficiência do ciclo a vapor depende das condições de vapor, ou seja, da temperatura e pressão antes e depois da expansão do mesmo e da configuração do processo de expansão. A divisão do processo de expansão em diferentes estágios de pressão com reaquecimento intermediário e a extração de vapor para fins de pré-aquecimento da corrente de água que alimenta a caldeira são medidas comuns para aumentar a eficiência do ciclo a vapor (SPLIETHOFF 2010, DOLEZAL 2000).

Caldeiras modernas de leito fluidizado circulante podem operar em condições supercríticas, que permitem um desempenho melhor que um ciclo em condições subcríticas (SPLIETHOFF 2010, DOE/NETL 2011).[9] Para este estudo, um ciclo Rankine ideal supercrítico com reaquecimento intermediário foi simulado, assumindo os dados indicados na

[9] Difere-se entre ciclos a vapor sub-críticos e super-críticos. As denominações subcrítico (SubC) e supercrítico (SC) derivam da definição do estado do vapor no ciclo a vapor. Abaixo do ponto crítico da água (374,12 °C / 221,2 bar), temperatura e pressão determinam se a água se encontra em fase líquida ou gasosa. Quando passa do ponto crítico, a fase de vapor e a fase de água são indistinguíveis, ou seja, a adição de pressão ou calor não leva a uma mudança de fase e transição de características aquosas para características de vapor. Portanto, em condições supercríticas o calor latente desaparece, o que permite um aumento considerável na eficiência do ciclo a vapor.

Tabela 3-7 para as condições de vapor e água. O diagrama T-S para o ciclo é indicado na Figura 3-3. As condições do estado supercrítico foram escolhidas conforme dados publicados pelo NETL (DOE/NETL 2011) (veja

Tabela 3-7).

A temperatura de condensação foi definida em 42 °C, pressupondo que o resfriamento ocorre em um sistema de ciclo aberto, que será descrito mais detalhadamente na seção 4.4. Os dados relacionados à condição de água e vapor foram fornecidos pelo *software* Termograf v5.3. Trata-se de um *software* para simulação de ciclos termodinâmicos, desenvolvido pelo departamento de engenharia mecânica da Universidade de Zaragoza. O software é disponibilizado na internet (http://termograf.unizar.es/www/index.htm).

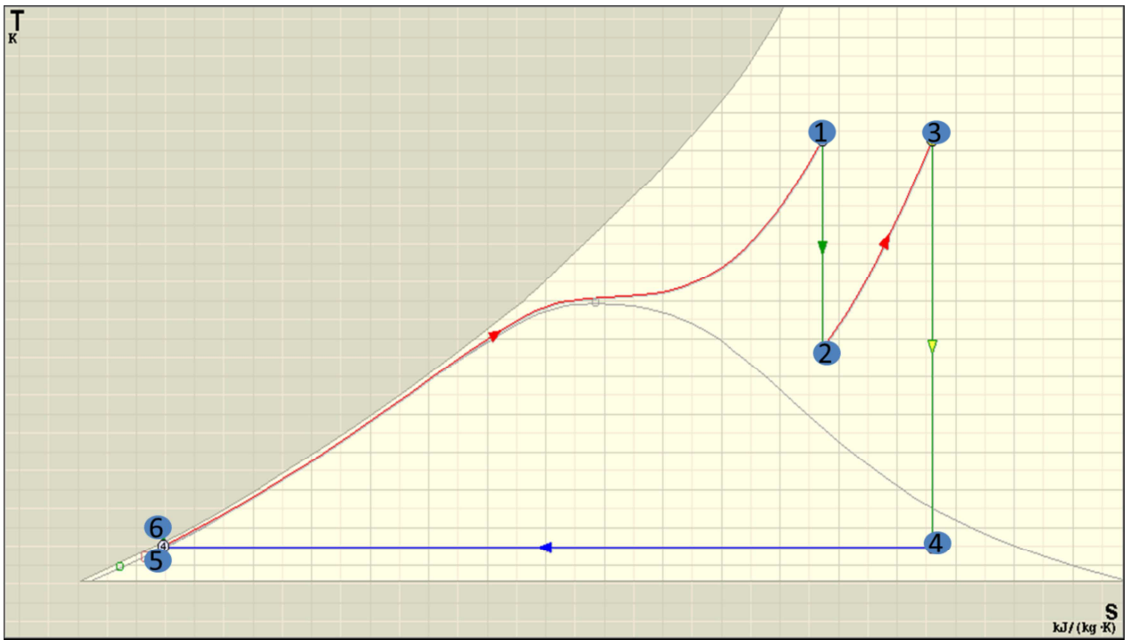


Figura 3-3: Diagrama T-S do ciclo a vapor simulado

Fonte: Termograph v5.3

Tabela 3-7: Dados da simulação do ciclo a vapor

Estado	P (bar)	T (K)	h (kJ/kg)
1	242,30	866	3476,31
2	45,00	588	2985,06
3	45,00	866	3653,08
4	0,08	315	2283,97
5	0,08	315	175,32

6	242,30	317	199,66

Fonte: Termograph v5.3

A partir dos dados indicados na

Tabela 3-7 calcula-se a eficiência do ciclo a vapor através da equação Eq 4.

$$\eta_C = \frac{(h_1 - h_2) + (h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)}{(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)} \qquad \textbf{Eq 4}$$

A eficiência do processo simulado atinge 46,54%. Note que a simulação observa um processo reversível, sem considerar as perdas que ocorrem em processos reais termodinâmicos. Perdas mecânicas na turbina e no gerador, também, foram negligenciadas nessa avaliação.

3.2.4.3 Consumo parasítico e eficiência líquida da planta

O consumo interno é provocado pelos equipamentos auxiliares necessários para a operação da planta, tais como sistemas de alimentação, de resfriamento e de purificação do gás de exaustão. O consumo interno dessa simulação foi definido conforme dados publicados em estudos do DOE/NETL (CMU 2012, DOE/NETL 2011). O fluxograma na Figura 3-4 mostra as unidades que compões a UTE modelada.

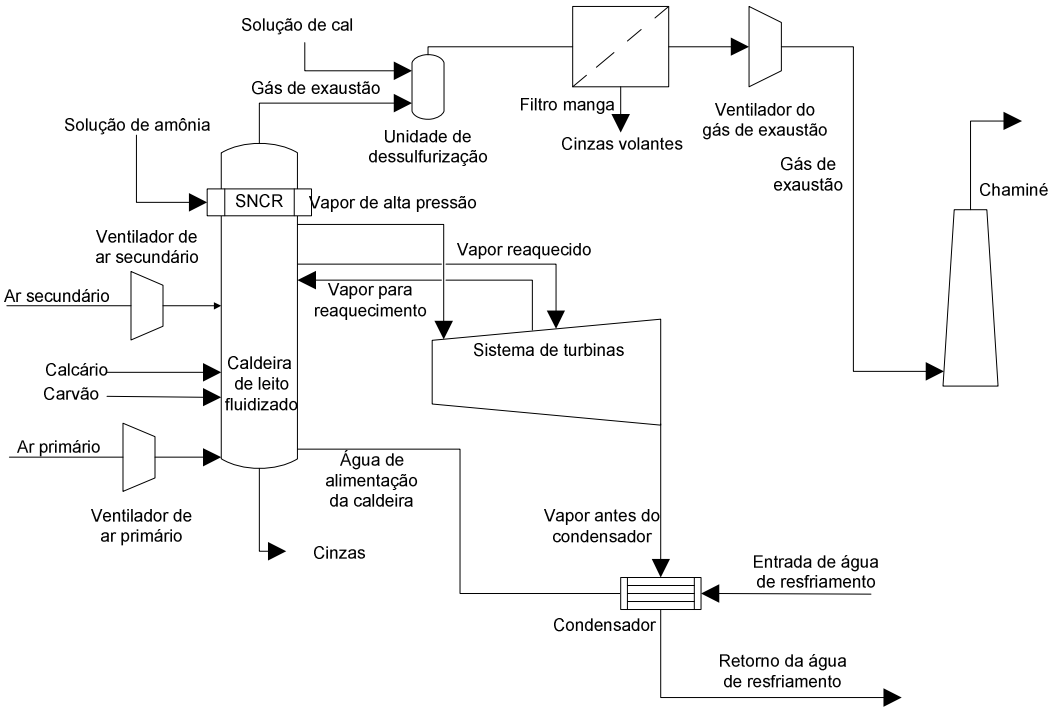


Figura 3-4: Fluxograma da UTE modelada

Fonte: Elaboração própria

Tabela 3-8: Resultados da simulação do consumo interno de energia elétrica

Cargas internas		Unidade
Transporte e armazenamento de combustível	1,19	kW/MW
Pulverizadores de carvão	0,32	kW/MW
Transporte e armazenamento $CaCO_3$	0,54	kW/MW
Transporte e armazenamento de cinzas	12,98	kW/MW
Ventiladores de ar primário	6,82	kW/MW
Ventiladores de ar secundário	1,87	kW/MW
Ventilador do gás de exaustão	12,34	kW/MW
Filtro manga	1,48	kW/MW
SNCR	0,02	kW/MW
Preparaçao de slurry de CaO	0,03	kW/MW
Lime Spray Dryer	1,63	kW/MW
Equipamento auxiliar da turbina a vapor	0,65	kW/MW
Outros equipamentos da caldeira	3,23	kW/MW
Perdas em transformadores	2,96	kW/MW
Bombas de condensado	1,24	kW/MW

Fonte: Elaboração própria

Os resultados são indicados na Tabela 3-8. A modelagem do consumo parasítico é descrito detalhadamente no anexo. As cargas mais relevantes são causadas pelo alto teor e cinzas no combustível que provocam um alto consumo de energia para a operação

do ventilador que responsável pela pressão necessária para a passagem do gás de exaustão pelo filtro. Subtraindo o consumo parasítico da eficiência bruta da planta, obtém-se uma eficiência total de 38,85 %.

3.3 O potencial de termeletricidade a carvão no RS

Nas seções precedentes, uma UTE foi simulada para o uso do carvão do RS conforme o atual estado-da-arte. Para a avaliação do potencial termelétrico de carvão no RS, plantas que apresentam o desempenho do modelo simulado são aplicadas. Com relação à quantidade disponível de carvão parte-se do pressuposto que a reserva é reduzida pelos usos concorrentes identificados em 2.5. O total das reservas medidas e reservas lavráveis disponíveis no RS atinge 4.988.383.832 t e 1.401.856.363 t, respectivamente.

A Tabela 3-9 lista os pressupostos e resultados da análise do potencial de termeletricidade no RS. A partir das reservas medidas, aproximadamente 30.000 MW poderiam ser alimentados com carvão ROM por um período de 45 anos. Porém, se considerar a reserva lavrável, esse potencial se reduz para aproximadamente 8.000 MW.

Tabela 3-9: Resumo dos parâmetros para a definição do Consumo de carvão por GW

Parâmetro	Valor	Unidade
Reserva medida	4.988.383.832	t
Reserva lavrável	1.401.856.363	t
Fator de capacidade para termeletricidade a carvão	60	%
Eficiência térmica de UTEs (base PCI)	38,86	%
PCI carvão	12.950	MJ/t
Tempo de vida técnica de UTEs	45	a
Capacidade potencial (medida)	29.485	MW
Capacidade potencial (lavrável)	8.286	MW

Fonte: Elaboração própria

Em seguida foi realizada uma análise espacial do potencial de termeletricidade mediante o *software* Quantum Gis. A Fig ura 3-5 e Figura 3-6 mostram mapas que indicam a distribuição do potencial termelétrico a partir das reservas medidas e reservas lavráveis, respectivamente.

As reservas medidas se distribuem sobre 28 municípios. A maior concentração de reservas medidas encontra-se na região da jazida de Candiota, nos municípios Bagé e Candiota, e na jazida de Morungava Chico-Loma, no município Gravataí. Um potencial acima de 2000 MW ocorre no município Minas do Leão, e um potencial acima de 1000 MW nos municípios Triunfo, Butiã, Rio Pardo e Cachoeira do Sul.

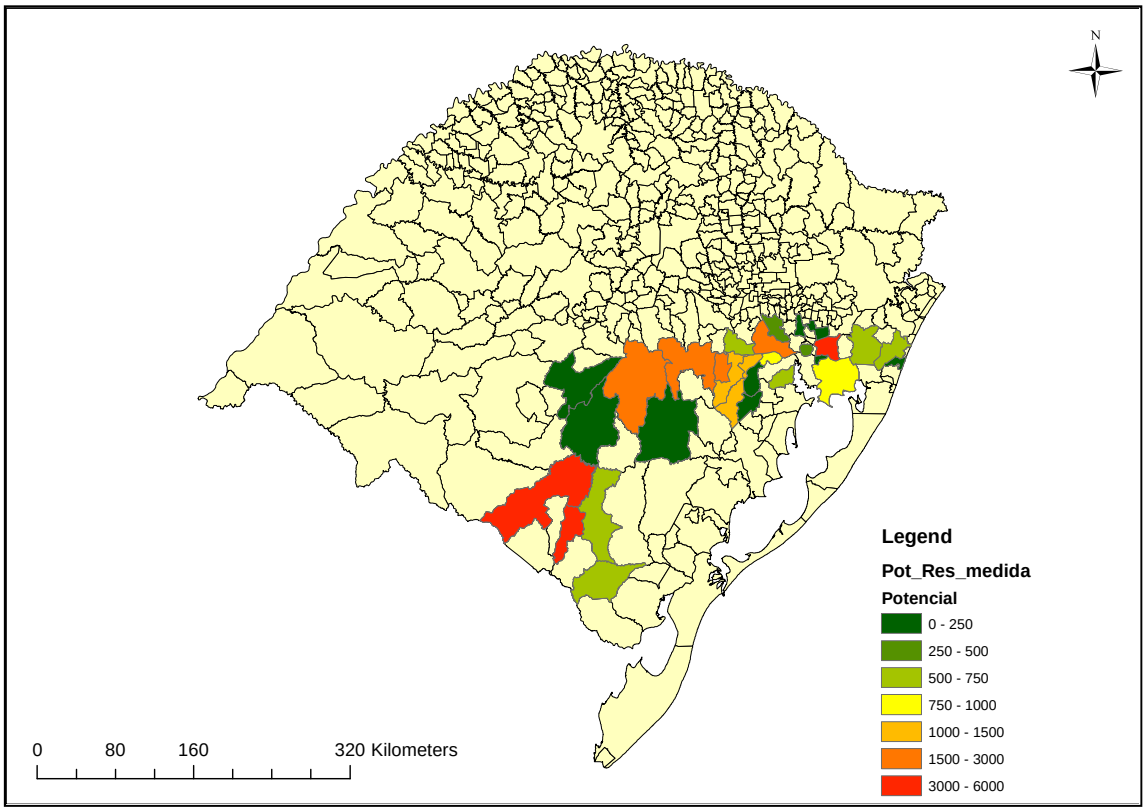


Fig ura 3-5: Potencial de operação de UTES no RS por município a partir da reserva medida indicado em 2009

O potencial termelétrico a partir das reservas lavráveis se reduz a 10 municípios. Nota-se que o potencial de reservas lavráveis se concentra fortemente na região do município de Candiota, a jazida de Candiota representando quase 50 % das reservas

lavráveis, possibilitando a instalação de 3.783 MW. Potencial suficiente para a instalação de uma ou mais UTEs de grande porte existe também nos municípios Triunfo (1.623MW), Minas do Leão (1.287 MW), Cachoeira do Sul (647 MW) e Guaíba (528 MW). Os municípios vizinhos Arroio dos ratos, São Jeronimo e Charqueadas possuem reservas lavráveis para 24 MW, 36 MW e 141 MW de termeletricidade, respectivamente. Finalmente no município São Sepé encontram-se reservas lavráveis para a operação de 98 MW.

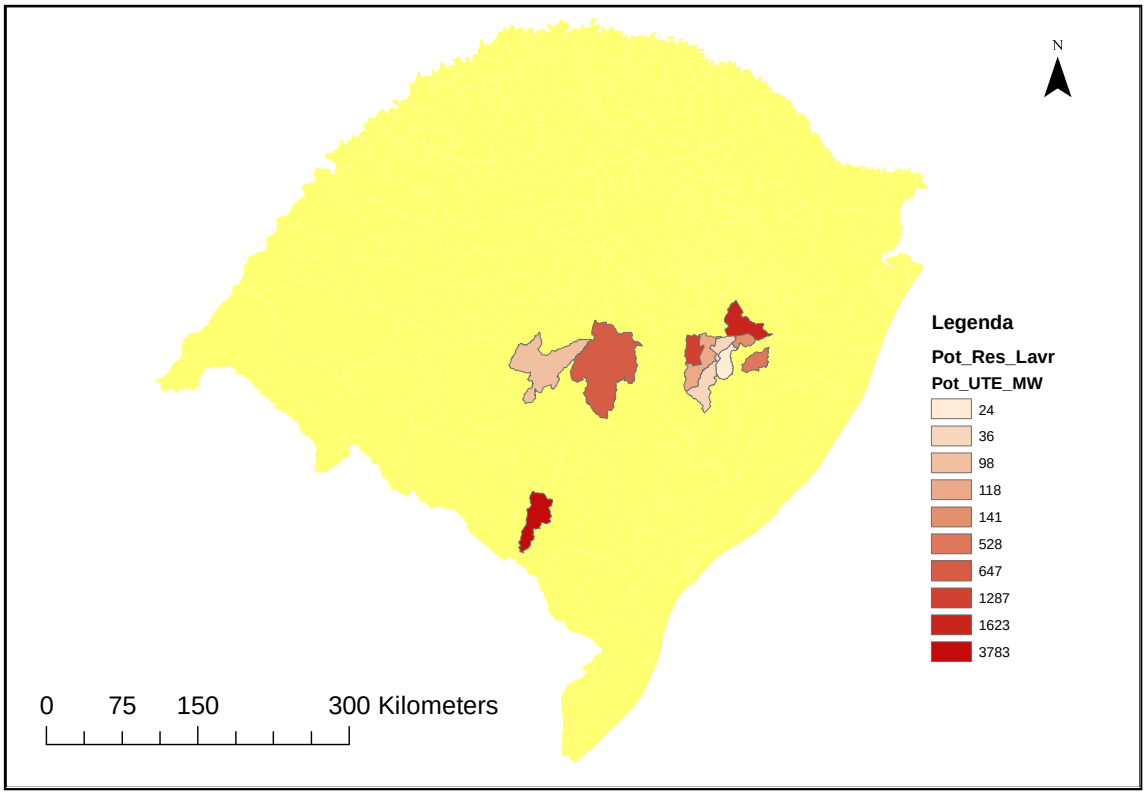


Figura 3-6: Potencial de operação de UTES no RS por município a partir da reserva lavrável indicada em 2009

Para as subsequentes análises, as reservas foram agregadas em regiões como indicado na Tabela 3-10. As reservas e respectivos potenciais termelétricos são listados na mesma tabela.

Tabela 3-10: Agregação das reservas lavráveis em regiões (t)

Município	Reserva Lavrável (t)	Potencial termelétrico (MW)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	387.750.486	2.292
Butiá, Minas de Leão	237.751.432	1.405
São Sepé	16.664.000	98
Cachoeira do Sul	109.403.551	647
Candiota	640.092.154	3.783
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	10.194.740	60
	1.401.856.363	8.286

Fonte: Elaboração própria

Vale ressaltar que essa avaliação negligencia que a aplicação da tecnologia supercrítica é considerada viável somente a partir de plantas com uma capacidade de 300 MW (IEA 2013). Isto significa que os potenciais que foram identificados para as regiões São Sepé e São Jerônimo/Arroio dos Ratos são superestimados, pois as plantas em que as reservas dessas regiões podem ser aproveitadas não alcançariam as eficiências simuladas. Contudo, como essas reservas representam somente uma pequena quantia do total das reservas, os números da Tabela 3-10 foram mantidos para este estudo.

Comparando o potencial estipulado com os números do BERS, que foram apresentados na introdução deste estudo, observa-se que o potencial termelétrico poderia atender uma parte do aumento da demanda por energia que foi projetado até 2035 no RS. Para um parque com fator de carga de 30% e um aumento da demanda 3,7 % a.a. uma capacidade de 17 MW teria que ser acrescentada (Capeletto & Zanchi 2010). A expansão do parque de usinas com UTEs a carvão que operam com um fator de capacidade de 60% reduziria a capacidade adicional necessária pela metade. Ou seja, o potencial estipulado de termeletricidade a base de carvão seria suficiente para suprir a demanda adicional projetada para 2035.

O perfil do SIN sofreria uma alteração relevante com a instalação do parque estipulado. A geração a carvão chegou, no ano de 2013, a cerca de 3 GW (ANEEL 2013). A adição de um parque de 8 GW significaria um aumento de quase 300%.

4 Restrições por disponibilidade de água

Usinas termelétricas a carvão apresentam eficiências entre 25% e 45% (KATZER, 2007). A quantidade de energia que não é transformada em energia elétrica deve ser retirada da planta em forma de calor. Assim, UTEs apresentam uma demanda alta por resfriamento. A opção tecnológica mais simples consiste no resfriamento com água em sistemas de ciclo aberto. Esta opção corresponde com a tecnologia que foi adotada no modelo de UTE descrito na seção precedente. Porém essa opção apresenta uma demanda por água muito alta. Portanto, deve-se averiguar se a disponibilidade de água nas regiões onde ocorrem as jazidas lavráveis de carvão no RS permitem a operação de UTEs do tipo modelado. Se não houver disponibilidade de água, opções tecnológicas de resfriamento que apresentam uma demanda menor por água podem ser aplicadas. Mas, a aplicação desses sistemas interfere também com sua eficiência e, portanto, com o potencial termelétrico da região. Ou seja, se a região não oferecer água suficiente para atender o potencial termelétrico estimado na seção 3.3 esse potencial deve ser reavaliado para UTEs com sistemas de resfriamento que demandem quantidades menores de água.

Este capítulo avalia a disponibilidade de água e reavalia o potencial termelétrico em regiões com restrição de disponibilidade de água. Mediante uma análise de dados georeferenciados no *software* Quantum Gis foram determinadas as bacias hidrográficas no RS que se encontram nas proximidades das reservas de carvão. A disponibilidade de água foi identificada para cada uma dessas bacias para definir a possibilidade de instalar UTEs a carvão com ciclo de resfriamento aberto como simulado na seção 3.2. Em seguida foram modelados UTEs com ciclos fechados de resfriamento, que necessitam de menos água e podem ser instaladas em regiões que não permitem a instalação de UTEs com ciclo aberto de resfriamento. Finalmente reavaliou-se o potencial nas regiões onde plantas de resfriamento em ciclo aberto não podem ser instaladas.

Para a modelagem de diversos equipamentos de resfriamento da UTE aplicou-se o *software* IECM, na sua versão 8.0.1 Beta.

4.1 Escopo da análise

As atividades relacionadas à geração de energia elétrica a base de carvão interferem geralmente com a disponibilidade de água na região, tanto pelas atividades de mineração, quanto pelas atividades de operação. A mineração pode apresentar um consumo relevante de água, dependendo da tecnologia de mineração aplicada (a céu aberto ou subterrânea), levando a alterações na disponibilidade de água por mudanças do fluxo de águas subterrâneas. Especialmente a mineração em camadas profundas exige, além da retirada de material sólido do subsolo, o bombeamento e descarte da água subterrânea, alterando o regime hídrico da área. Contudo, carvões do RS são, predominantemente, minerados a céu aberto, o que geralmente causa alterações menos relevantes nos fluxos subterrâneos. Essas atividades de mineração também não levam à redução da disponibilidade hídrica de região (SSM 2009). Por exemplo, os projetos UTE Sul e UTE Seival planejam o uso de carvão ROM da Jazida de Candiota, onde as minas são condicionadas pelos aquíferos da região (embasamento cristalino, formação Rio Bonito e depósitos quaternários) e pela presença do arroio Candiota. Haverá necessidade de bombeamento da água da frente de lavra para possibilitar a retirada do minério. Todavia, a partir das atividades de mineração, a quantidade de água disponível não está alterada. Ocorre, apenas, uma alteração da qualidade, através do aporte de sedimentos nos cursos d'água e um possível aumento da acidez, o que pode levar a impactos negativos sobre a qualidade dos corpos hídricos[10] (SSM 2009).

Outro consumo de água, relacionado ao uso de carvão em UTEs, ocorre em processos de beneficiamento de carvão. A quantificação do uso de água em processos de beneficiamento de forma geral não é possível, pois depende de uma serie de fatores como o tipo de mineração, as características do carvão e os processos de beneficiamento. No caso estudado, o carvão é utilizado na sua forma ROM ou apenas levemente beneficiado. Portanto, o uso de água para processos de beneficiamento é de pequena escala.

---

[10] O aporte de sedimentos pode modificar o leito, diminuindo sua profundidade e ampliando seu leito. Isto pode levar à erosão abaixo do horizonte enraizado, fazendo cair todo um conjunto quando a água escava além do ponto de equilíbrio. Ademais, sedimentos carreados para os cursos d'água podem soterrar substratos pedregosos, que são biótopos de algumas espécies. Um aumento da acidez, por sua vez, aumenta a solubilidade de sais tóxicos, potencializando a poluição dos manancias a jusante. Como medida preventiva, as águas em contato com o carvão da Mina do Seival deverão ser tratadas antes de serem lançadas nas drenagens naturais (SSM 2009).

Com base nessas considerações, eventuais efeitos da mineração e beneficiamento sobre a disponibilidade de água na região foram negligenciados neste trabalho. A análise da disponibilidade hídrica é restringida à disponibilidade de águas superficiais e aos usos e consumos devido à operação de UTEs. As UTEs a base de carvão rio-grandense devem ser situadas nas proximidades das minas (UTEs na boca da mina). Isto se deve ao baixo teor calorífico do carvão, que inviabiliza o transporte do mesmo.

4.2 Uso e consumo de água em UTEs

Tratando de uso de água em UTEs precisa-se diferenciar entre os conceitos '*uso de água*' e '*consumo de água*', ou também *'água retirada'* e *'água consumida'*. O uso de água descreve a quantidade de água que precisa ser retirada de uma fonte para o uso em processos do empreendimento. O consumo de água corresponde somente à quantia que não é devolvida à fonte, portanto, representa somente uma parcela do uso de água. Assim, somente o consumo de água interfere com a disponibilidade de água na região. O uso e consumo de água em UTEs se devem principalmente a processos de resfriamento e em menor parte à reposição de água em diferentes processos.

4.2.1 Uso e consumo para fins de resfriamento

Usinas termelétricas convertem a energia química contida no combustível em energia elétrica, geralmente com uma eficiência numa faixa entre 25% – 45%, dependendo do combustível e do projeto da planta. A parcela que não é convertida em energia elétrica se transforma em calor sensível que é removido e dissipado para o meio ambiente. A maior parte deste calor é rejeitada por um sistema de resfriamento que utiliza água como meio de transferência de calor (DELGADO 2012).

O resfriamento pode ser realizado por diferentes sistemas, que divergem nas suas exigências de água: o sistema de resfriamento em ciclo aberto (que foi assumido para a simulação da UTE na seção 3.2), o sistema de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida, o sistema de resfriamento em ciclo fechado com torre seca e sistemas híbridos que combinam essas opções.

Nos sistemas de ciclo aberto a água é retirada de uma fonte (por exemplo, mar, rio ou lago ou lagoa), utilizado em trocadores de calor para retirar o calor do sistema e retornada para a mesma fonte. Nisso, o aumento de temperatura permitido da água de

resfriamento é definido por questões ambientais e se encontra tipicamente numa faixa de 3 a 5 ºC (DELGADO 2012). Sistemas de ciclo aberto precisam, assim, de uma quantidade grande de água. Contudo, esta água não é consumida, mas devolvida ao corpo hídrico do qual foi retirada.

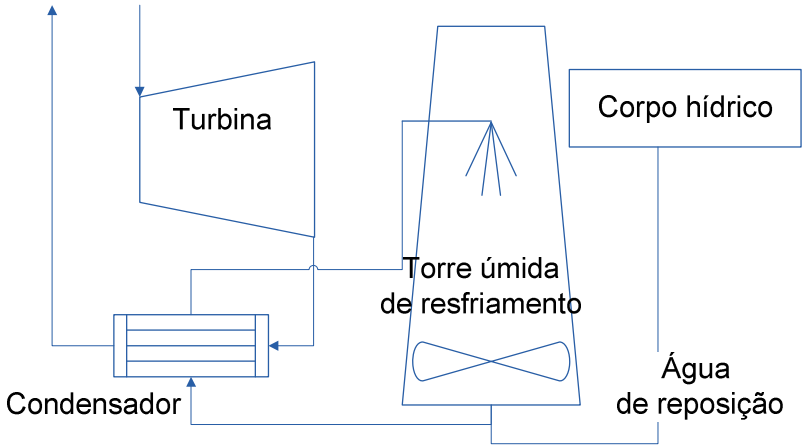


Figura 4-1 - Torre de arrefecimento.

Fonte: Elaboração própria

Num sistema de recirculação, a água de resfriamento corre num ciclo fechado. Nesse ciclo, a água retira o calor do sistema da UTE e dispersa, em seguida, este calor para o meio ambiente mediante uma torre de arrefecimento (veja Figura 4-1). O arrefecimento ocorre através da evaporação de uma parte da água e através da convecção com ar, que entra na torre por baixo e percorre a torre de baixo para cima. Existem vários sistemas para a realização dessa torre, que se diferem principalmente pelo método usado para a geração da corrente de ar. As opções principais consistem na sucção natural que se realiza pelo aquecimento do ar ao longo da torre e na sucção forçada por ventiladores (UNEP 2008). A quantidade de água que evapora neste processo precisa ser reposta continuamente. Portanto, há um consumo considerável de água neste processo.

Um sistema de arrefecimento seco (Air Cooled Condenser – ACC) resfria a água do ciclo a vapor através da convecção com ar, que é forçada por ventiladores. Desta forma, este sistema não requer água. A desvantagem dessa tecnologia consiste no maior consumo de energia elétrica, que é necessário para o acionamento de ventiladores. Portanto, este sistema é somente aplicado em regiões de forte escassez de água. Há

também a possibilidade de instalação de sistemas híbridos, nas quais a carga de resfriamento do ciclo a vapor ocorre numa torre de resfriamento seca, enquanto as demais cargas de resfriamento são atendidas por um sistema úmido aberto ou fechado.

4.2.2 Uso e consumo para outros fins

Além de sistemas de resfriamento há outros equipamentos causando uso e consumo de água. Deve-se mencionar neste contexto o ciclo a vapor e unidades de redução de emissões.

No ciclo a vapor, água precisa ser continuamente renovada para evitar a acumulação de sais e sólidos suspensos. A quantidade de água retirada do ciclo é chamada de *blowdown.* A quantidade do *blowdown* da caldeira encontra-se tipicamente por volte de 1% da quantidade de água que está em circulação (ZHAI *et al*. 2011). Assim, a taxa de *blowdown* depende, indiretamente, da quantidade de calor que é transferida na caldeira. A água que é alimentada no ciclo a vapor corresponde com a quantidade do *blowdown*. Portanto, este processo de uso de água não leva a um consumo de água.

Em unidades de purificação de gás de exaustão, por sua vez, há geralmente um consumo de água. Nesses processos, água é utilizada como solvente para substâncias que reagem com os poluentes no gás de exaustão, por exemplo, como solução de cal para a remoção de SO_x ou como solução de amónia para a remoção de NO_x. O gás de exaustão é lavado com essas soluções e, durante o processo de lavagem, água é evaporada e arrastada pela corrente de gás. Existem processos nas quais toda á água passa para a corrente de gás, ou seja, toda a água utilizada é consumida. Exemplos para tal processo são unidades de dessulfurização com *Lime Spray Dryer* e unidades SNCR (ambos aplicados na simulação da UTE descrita na seção 3.2). Em outros processos, efluentes contaminados com produtos de reação, que ocorre entre poluentes e solventes, são gerados, como, por exemplo, na dessulfurização úmida.

Para este estudo, os usos e consumos de água foram modelados para diferentes configurações da UTE. Descrições e resultados das modelagens encontram-se nas seções 4.4, 4.5 e no Anexo 3.

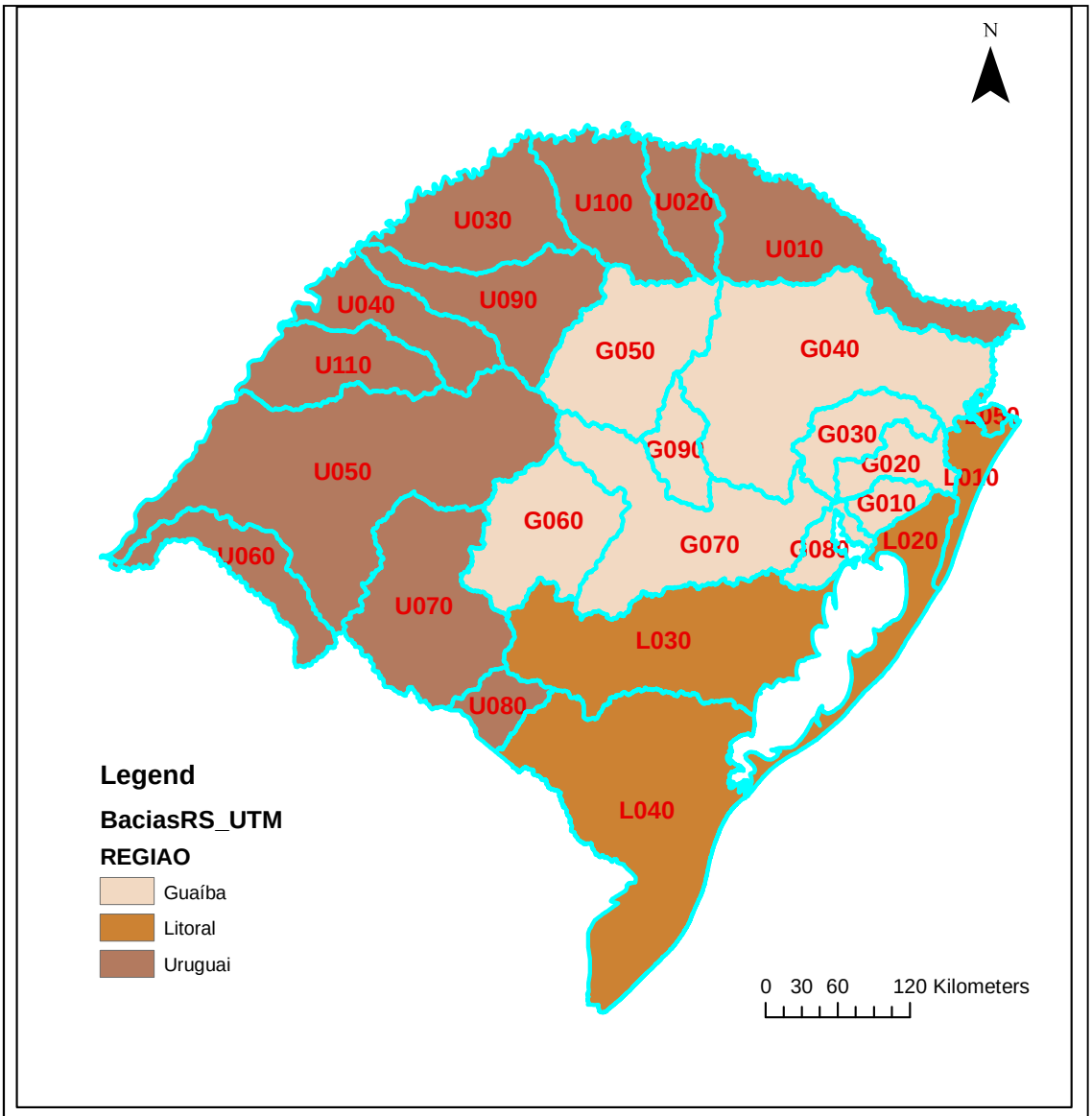
4.3 A identificação das bacias hidrográficas relevantes

A disponibilidade de águas superficiais depende de chuvas, escorregamento, evaporação, levando a variações temporais e espaciais. A análise da mesma ocorre através da divisão da área de interesse em bacias hidrográficas, ou seja, sub-regiões nas quais as águas superficiais convergem para um determinado ponto, que representa a saída da bacia, onde a água de superfície escorrega para um corpo de água como, por exemplo, um rio, lago ou reservatório.

O Estado do Rio Grande do Sul é dividido em três grandes regiões hidrográficas (conforme Lei Estadual Nº 10.350, de 1994) – Região Hidrográfica do Guaíba, Região Hidrográfica do Uruguai, e Região Hidrográfica das Bacias Litorâneas – e em 25 bacias hidrográficas (veja Figura 4-2).

Uma vez definidas as bacias relevantes, as vazões e a criticidade da disponibilidade de água nas mesmas foram analisadas conforme os dados e critérios indicados por um estudo da Secretária Estadual do Meio Ambiente do RS (SEMA) (SEMA 2007).

Esta análise foi realizada mediante a aplicação do *software* QuantumGis, utilizando os dados de localização das minas de carvão, disponibilizados pelo DNPM (DNPM 2013), e o mapa das bacias hidrográficas do RS disponibilizado pela SEMA (SEMA 2013). Foram observadas todas as bacias que contêm reservas de carvão ou cujas fronteiras se encontram próximas às mesmas. O mapa na Figura 4-3 mostra os resultados desta abordagem. As bacias que satisfazem as condições espaciais são marcadas por hachura.



G010	Gravataí	L010	Tramandaí	U010	Apuaê - Inhandava
G020	Sinos	L020	Litoral Médio	U020	Passo Fundo
G030	Caí	L030	Camaquã	U030	Turvo - Santa Rosa - Santo Cristo
G040	Taquari - Antas	L040	Mirim - São Gonçalo	U040	Piratinim
G050	Alto Jacuí	L050	Mampituba	U050	Ibicuí
G060	Vacacaí - Vacacaí Mirim			U060	Quaraí
G070	Baixo Jacuí			U070	Santa Maria
G080	Lago Guaíba			U080	Negro
G090	Pardo			U090	Ijuí
				U100	Várzea
				U110	Butuí - Icamaquã

Figura 4-2: Divisão das regiões e bacias hidrográficas no RS

Fonte: Elaboração própria com base em Fepam (2013)

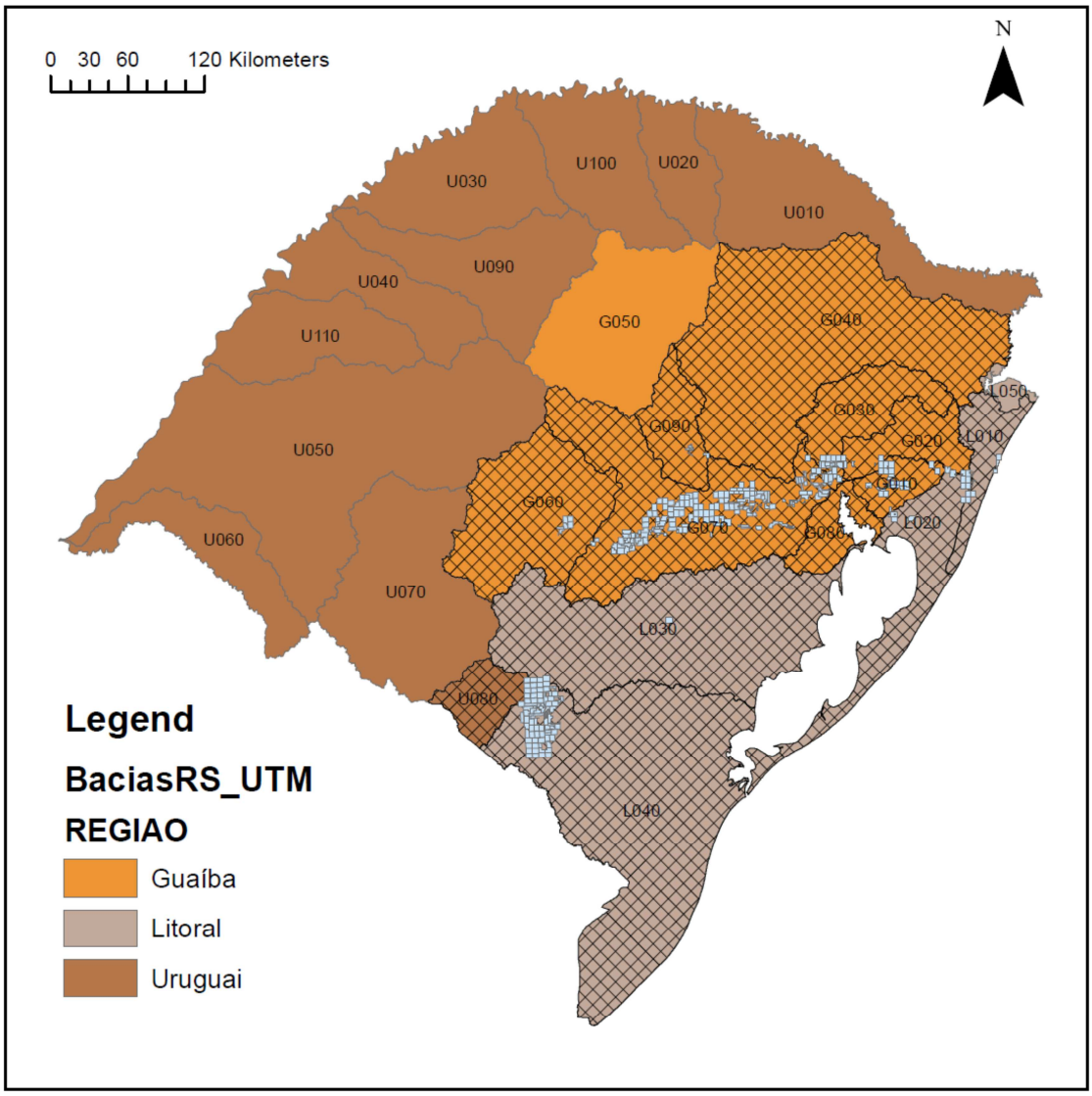


Figura 4-3: Bacias hidrográficas relevantes para a análise da disponibilidade hídrica para UTEs no RS

Fonte: Elaboração própria com base em Fepam (2013)

A análise da proximidade entre bacias e reservas de carvão é bastante vaga, pois o potencial hídrico de uma bacia não é distribuído uniformemente pela bacia. Como já mencionado acima, bacias hidrográficas são sub-regiões nas quais as águas superficiais convergem para um determinado ponto, que representa a saída da bacia, onde o potencial hídrico de uma bacia atinge seu máximo. A vazão fluviométrica indicada para cada bacia representa essa vazão total da bacia, isto é, a soma de todas as vazões que ocorrem dentro de uma bacia. A localização da região onde as vazões se encontram, representada pela região de menor altitude, pode ser identificada através do mapa

altrimétrico da bacia. Com a análise da altimetria, a análise espacial se torna mais precisa, indicando se a vazão máxima da bacia ocorre nas proximidades das reservas de carvão. Isto é especialmente relevante para bacias de grandes extensões, como, por exemplo, as bacias G040 e L030.

Figura 4-4 mostra um mapa de altimetria do RS, indicando, também, as bacias hidrográficas e principais corpos hídricos. Para a análise do mapa as reservas de carvão são subdivididas em três regiões: as jazidas ao Oeste de Porto Alegre (Charqueadas, Leão, etc.), as jazidas ao Nordeste de Porto Alegre (Morungava/Chico-Lomã e Santa Terezinha) e a jazida de Candiota.

Para as jazidas ao Oeste de Porto Alegre (Charqueadas, Leão, etc.) observa-se o seguinte: as bacias hidrográficas que foram identificadas como relevantes ao norte e oeste das jazidas de carvão (G030, G040, G060, G090) desembocam nos mananciais da bacia do Baixo Jacuí, bacia hidrográfica onde se encontram as jazidas mencionadas. Isto significa que, no caso dessas jazidas, a vazão indicada das bacias relevantes realmente ocorre nas proximidades das reservas.

Com relação às jazidas ao nordeste de Porto Alegre, observa-se que as jazidas são situadas por boa parte nas divisões das bacias, em regiões de maior altimetria (G010, G020, L010, L020). Isto indica que a disponibilidade real na proximidade das minas está consideravelmente abaixo da disponibilidade indicada para a respectiva bacia. O mesmo vale para o norte da jazida de Candiota, que é situada na divisa das bacias L040, L030 e U080. Seguindo para o Sul, a jazida segue o curso dos principais corpos hídricos da região, o rio Jaguarão, Arroio Seival e Arroio Candiota. Estes mananciais pertencem à bacia L040, representando uma pequena parcela do total dos corpos hídricos da mesma. Portanto, a disponibilidade hídrica real da bacia L040 na região da jazida de Candiota é inferior à disponibilidade indicada para a bacia.

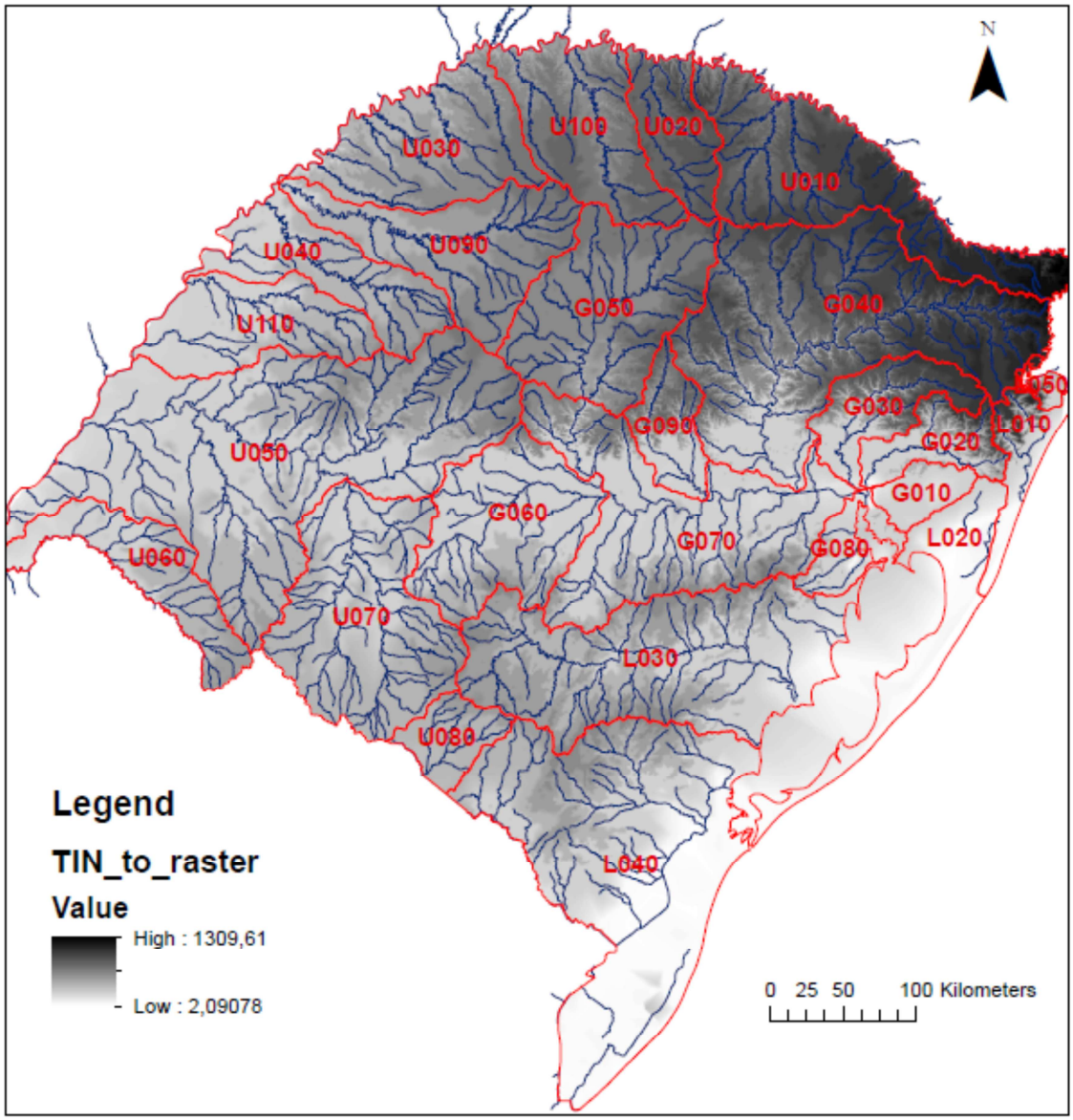


Figura 4-4: Mapa altimétrico do Rio grande do Sul

Fonte: Elaboração própria com base em FEPAM (2013)

4.4 Restrições para a instalação de UTEs com resfriamento em ciclo aberto

4.4.1 A disponibilidade de água no RS

No ano 2007, o Departamento de Recursos Hídricos da SEMA publicou, no contexto da elaboração do plano estadual de recursos hídricos, o Relatório do Diagnóstico e Prognóstico Hídrico das Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul (SEMA 2007). Os dados deste estudo foram consultados para estimar a disponibilidade

hídrica da região e definir eventuais limitações para a instalação de UTEs nas regiões próximas às minas de carvão.

O diagnóstico de recursos hídricos relata a vazão de água para cada bacia do estado e a demanda de água, dividida em uso e consumo de água. Os dados indicados se referem a números registrados em 2006 e previsões para 2026. Os dados de vazões características de águas superficiais foram recolhidos de 40 estações fluviométricas, das quais 29 fornecem series de dados de mais que 40 anos. A partir destas medições e informações adicionais obtidas por universidades e consultorias da região, foram definidas as vazões totais de cada bacia e os volumes de água armazenada em barragens e lagos. Os dados que foram relatados para as bacias identificadas como relevantes são indicados na Tabela 4-1.

Tabela 4-1: Vazões fluviométricas nas bacias relevantes

NOME	Vazão média anual (m^3/s)	Vazão mínima anual (m^3/s)	Vazão média verão (m^3/s)	Vazão mínima verão (m^3/s)	Volume armazenado (hm^3)
Gravataí (G010)	29,26	3,67	9,07	3,24	58,383
Sinos (G020)	87,91	7,5	51,26	4,54	25,795
Caí (G030)	99,52	6,81	53,03	7,35	2,138
Taquari – Antas (G040)	606,06	43,41	345,49	19,79	30,785
Vacacaí – V. Mirim (G060)	190,28	6,46	70,2	0,4	625,842
Baixo Jacuí*(G070)	1728,67	151,9	826,24	54,46	550,158
Lago Guaíba* (G080)	1888,35	174,23	911,16	72,24	143,681
Pardo (G090)	110,19	5,52	59,8	5,81	40,134
Tramandaí (L010)	35,08	17	35,85	11,98	60,184
Litoral Médio (L020)	82,5	40	84,31	28,18	1011,733
Camaquã (L030)	483,1	25,88	198,18	18,41	746,463
Mirim - São Gonçalo (L040)	395,91	22,99	208,6	41,98	1428,125
Negro (U080)	51,42	1,5	21,13	0,28	123,503

*Vazão acumulada

Fonte: SEMA 2007

Os dados indicados na tabela mostram a vazão média anual Q_m, a vazão mínima anual Q_{95}, a vazão média de verão Q_v e a vazão mínima de verão Q_{v95}. A vazão mínima anual Q_{95} consiste na vazão com permanência temporal de 95%, ou seja, em 95% das medições a vazão não é inferior a esta disponibilidade. Para bacias que recebem água de outras bacias a montante, as vazões são indicadas como vazões acumuladas,

somando as vazões oriundas de bacias a montante com as vazões produzidas na própria bacia. Isso ocorre nas bacias do Baixo Jacuí e do Lago Guaíba, que mostram vazões muito elevadas quando comparadas as demais bacias da região. Nota-se, ainda, que as vazões mostram variações sazonais, apresentando vazões inferiores na época de verão em quase todas as bacias.

Tabela 4-2: Demanda de água nas bacias relevantes em 2006 e 2016

	2006		2026	
NOME	Demanda total anual [m³/s]	Demanda Janeiro [m³/s]	Demanda total anual [m³/s]	Demanda Janeiro [m³/s]
Gravataí	7,08	15,71	8,68	18,18
Sinos	9,33	16,7	14,48	22,59
Caí	4,18	8,04	6,46	10,72
Taquari - Antas	10,21	20,26	13,83	25,36
Vacacaí - Vacacaí Mirim	29,59	115,18	32,66	126,81
Baixo Jacuí	42,51	161,53	49,28	180,2
Lago Guaíba	18,21	47,67	26,16	58,57
Pardo	4,38	15,56	4,92	17,23
Tramandaí	3,64	13,22	4,37	14,84
Litoral Médio	40,13	161,56	44,2	177,77
Camaquã	35,31	139,17	38,8	153,04
Mirim - São Gonçalo	73,61	289,66	81,13	318,77
Negro	5,00	18,89	5,51	20,8

Fonte: Sema 2007

Tabela 4-3: Consumo de água nas bacias relevantes em 2006 e 2016

	2006		2026	
NOME	Consumo total anual [m³/s]	Consumo Janeiro [m³/s]	Consumo total anual [m³/s]	Consumo Janeiro [m³/s]
Gravataí	2,70	8,10	3,20	9,13
Sinos	3,29	7,89	4,87	9,95
Caí	1,67	4,08	2,39	5,05
Taquari – Antas	4,80	11,22	6,14	13,68
Vacacaí - Vacacaí Mirim	18,07	71,57	19,9	78,74
Baixo Jacuí	25,6	99,98	28,9	110,73
Lago Guaíba	8,27	26,68	10,91	31,17
Pardo	2,53	9,51	2,81	10,51
Tramandaí	2,05	7,82	2,36	8,6
Litoral Médio	25,01	100,91	27,53	111,01
Camaquã	21,93	86,84	24,09	95,49
Mirim - São Gonçalo	45,23	180,26	49,78	198,31
Negro	3,00	11,68	3,3	12,86

Fonte: Sema 2007

Os dados de demanda e consumo hídricos, que foram indicados para os anos 2006 e 2026 são listados na Tabela 4-2 e Tabela 4-3, respectivamente. Observa-se uma forte sazonalidade nestes dados, a demanda e consumo de verão ultrapassando os números da média anual.

4.4.2 Uso e consumo de água da uma UTE com resfriamento em ciclo aberto

Como mencionado acima, o caso base simulado na seção 3.2 corresponde com uma UTE com sistema de resfriamento em ciclo aberto. Sistemas de resfriamento aberto representam os sistemas de menor custo e menor consumo de água, porém maior uso de água.

Usos e consumos de água na planta simulada são indicados na Tabela 4-4. O uso de água se deve principalmente ao resfriamento do ciclo a vapor. Menores quantias são demandadas para a renovação de água no ciclo a vapor a para a reposição de água no sistema de dessulfurização[11]. Um consumo de água ocorre somente no processo de dessulfurização. A modelagem dos usos e consumos é descrita detalhadamente no anexo.

Tabela 4-4: Uso e consumo de água numa UTE com resfriamento em ciclo aberto

Uso de água	Uso de água $kg_{H2O}/kg_{comb.}$	Consumo de água $kg_{H2O}/kg_{comb.}$
Ciclo de vapor	0,17	0,00
Unidade de dessulfurização	0,07	0,07
Resfriamento do ciclo a vapor	96,71	0,00
Total	96,95	0,07

Fonte: Elaboração própria

Aplicando os dados encontrados na modelagem, uma planta com uma capacidade líquida de 500 MW apresentaria um uso de água de 578 m³/min e um consumo de água de 0,4 m³/min.

[11] Foi assumido que a solução de amônia utilizada no processo SNCR está sendo fornecida para a planta já na concentração em que é utilizada. Assim, esse processo não provoca consumo de água no local da UTE.

4.4.3 Disponibilidade hídrica para uma UTE com resfriamento em ciclo aberto

Para a aplicação de sistemas abertos, corpos hídricos de alta capacidade são necessários. A capacidade necessária se determina pelo limite de aumento de temperatura permitido: A legislação estadual e a CONAMA 397/08 indicam que a temperatura do efluente do processo não deve ultrapassar o limite de uma temperatura de 40°C. Além disso, a CONAMA acrescenta que a variação de temperatura do corpo receptor não deverá exceder a 3ºC no limite da zona de mistura para que não comprometa os usos previstos para o corpo d'água (SSMA/RS 1989, CONAMA, 2008).

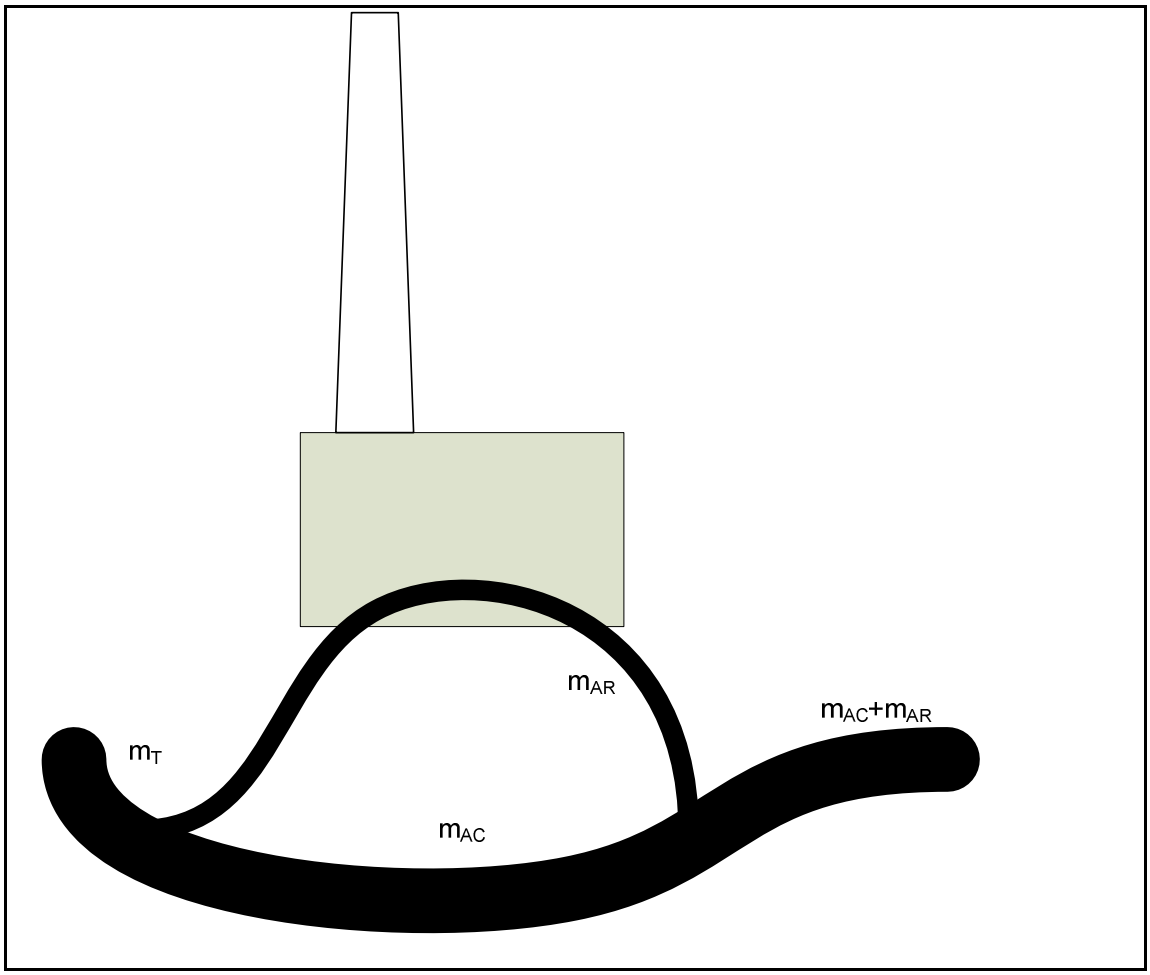


Figura 4-5: Esquema de uma UTE com resfriamento em ciclo aberto

Fonte: Elaboração própria

O aumento de temperatura do corpo hídrico causado pela descarga de água de resfriamento ocorre conforme a equação Eq 5 (KOCH & VOEGELE 2009). A Figura 4-5 vizualiza as vazões utilizadas na equação Eq 5.

$$\dot{m}_{AR} \cdot c_{pAR} \cdot T_{AR} + \dot{m}_{AC} \cdot c_{pAC} \cdot T_{AC} = (\dot{m}_{AC} + \dot{m}_{AT}) \cdot c_{pACM} \cdot T_{ACM} \qquad \textbf{Eq 5}$$

$\dot{m}$ fluxo mássico de água [kg]

c_p capacidade térmica da água [kJ/(kg*K)]

T temperatura da água [K]

$_{AR}$ água de resfriamento após uso

$_{AC}$ água do corpo hídrico antes da retirada da água de resfriamento

$_{T}$ água do corpo hídrico antes da retirada da água de resfriamento

$_{ACM}$ água do corpo hídrico após o retorno da água de resfriamento

Considerando que a capacidade térmica da água c_p é quase constante no intervalo de temperaturas observadas, a equação pode ser simplificada conforme indicado na equação Eq 6.

$$\dot{m}_{AR} \cdot T_{AR} + \dot{m}_{AC} \cdot T_{AC} = (\dot{m}_{AC} + \dot{m}_{AT}) \cdot T_{ACM} \qquad \textbf{Eq 6}$$

Essa simplificação negligencia que o fluxo de água $(\dot{m}_{AC} + \dot{m}_{AT})$ é geralmente menor que fluxo total do corpo hídrico antes da retirada da água utilizada no resfriamento, havendo perdas devidas ao consumo de água na planta e à poluição térmica que causa uma evaporação adicional no corpo hídrico. As perdas devidas à poluição térmica se encontram geralmente abaixo de 1 % da capacidade do corpo hídrico (EPRI, 2002). As perdas devido ao consumo de água contabilizam menos 0,1% conforme os resultados da simulação do consumo de água da planta (veja seção precedente).

Portanto, para os fins desta avaliação, foi pressuposto que $(\dot{m}_{AC} + \dot{m}_{AT}) = \dot{m}_T$. Assim, com $T_{AR} < 40°C$ na saída da UTE e $T_{ACM} = T_{AC} + 3\ °C$, pode-se determinar o fluxo mínimo necessário $\dot{m}_T$ para a instalação de uma térmica com resfriamento em ciclo aberto a partir das equações Eq 7 e Eq 8.

$$\dot{m}_T = \dot{m}_{AR} \cdot \frac{T_{AR} - T_{AC}}{T_{ACM} - T_{AC}} \qquad \textbf{Eq 7}$$

$$\dot{m}_{AR} = \frac{\dot{Q}_{UTE}}{(T_{AR} - T_{AC}) \cdot c_p} \qquad \textbf{Eq 8}$$

$\dot{Q}_{UTE}$ calor a retirar no condensador [kW]

Para $T_{ACM} - T_{AC}$ foi adotado o valor de 15 °C. Essa diferença de temperatura foi identificada a partir do pressuposto de a temperatura máxima da saída T_{ACM} não poder ultrapassar 40 °C. A temperatura de entrada T_{AC}, por sua vez, se determina pela temperatura média de ambiente na época de verão do local, indicada no mapa da Figura 4-6[12]. Como mostra o mapa, a temperatura média de verão se encontra numa faixa de 14 a 25°C. Na região das jazidas da bacia do Baixo Jacuí predominam temperaturas entre 22 e 25 °C, a temperatura aumentando gradativamente do oeste ao leste. Ou seja, a região que apresenta a maior disponibilidade hídrica possui também as temperaturas mais altas de verão. Como temperatura de entrada foi, então, adotada a temperatura média de verão mais alta, ou seja, 25°C.

[12] A definição exata da temperatura dos corpos hídricos T_{AC} é complexa. O regime térmico de corpos hídricos se altera na dimensão temporal, numa base diária e sazonal, e na dimensão espacial, ao longo do seu leito. Os processos de aquecimento e resfriamento dependem de condições meteorológicas e físicas como temperatura do ambiente, a profundidade, a radiação solar, vazões, entre outros (CASSIE *et al*. 2001). Poluição térmica por atividades antropogênicas, consistindo tanto no aquecimento, quanto no resfriamento, pode levar a alterações adicionais do regime térmico (COLISCHONN & TASSI 2008).

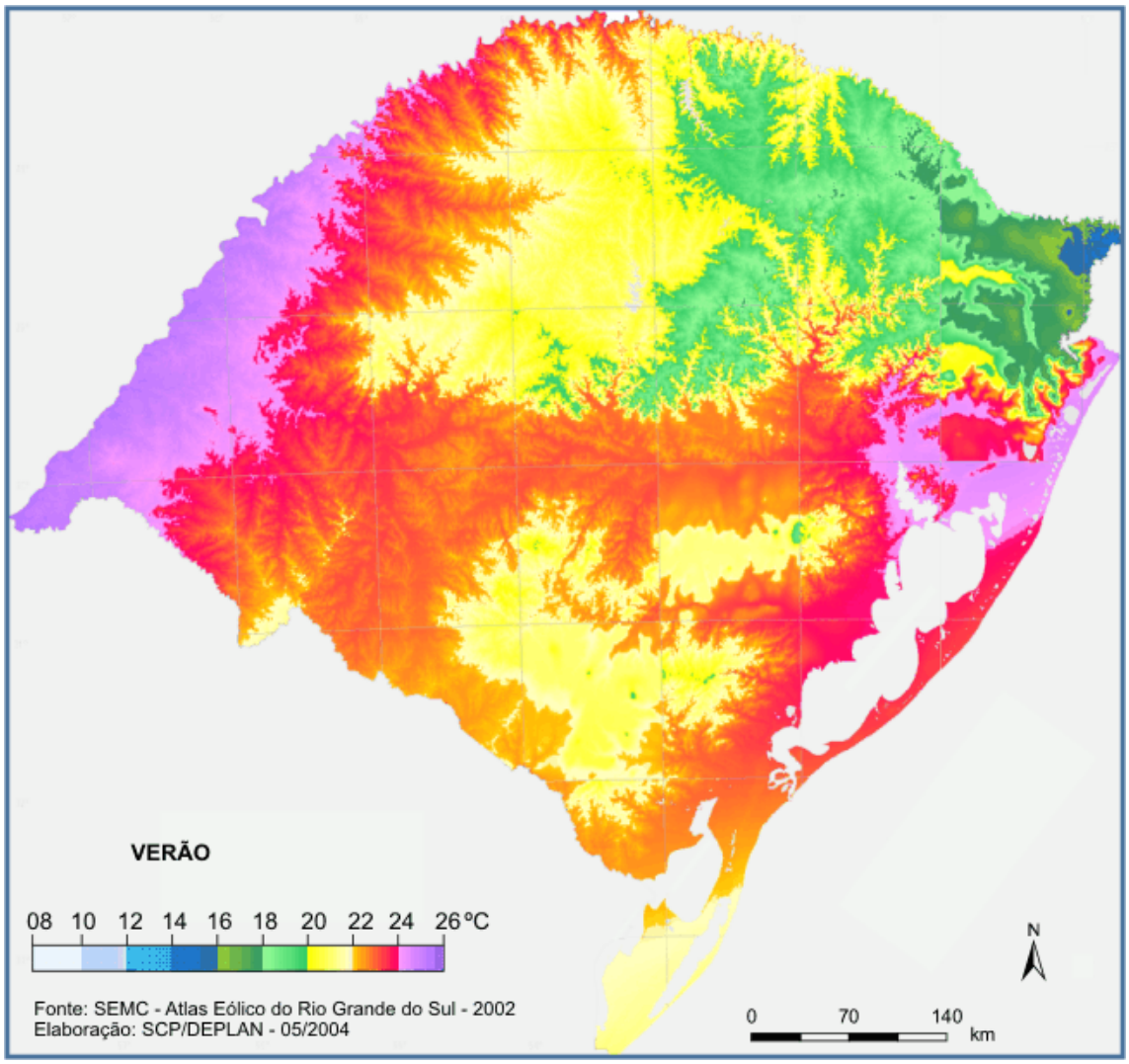


Figura 4-6: Temperaturas médias de verão no RS

A simulação da UTE indicou uma demanda por água $\dot{m}_{AR}$ de 96,95 kg água por kg de combustível. Para uma planta com capacidade líquida de 500 MW, este número leva a uma demanda por água de resfriamento de $\dot{m}_{AR}$ = 578 t/min. Através da equação Eq 7 encontra-se, então, a capacidade mínima que o corpo hídrico deve apresentar para permitir um resfriamento em ciclo aberto. Com uma densidade de 1 t/m³, o resultado dessa avaliação indica uma vazão mínima de 48 m³/s.

A partir dos resultados para $\dot{m}_T$ foi averiguado se existem bacias com disponibilidade hídrica suficiente para comportar sistemas de resfriamento aberto em UTEs de 500 MW. Para este fim a vazão Q_{95} foi considerada como representativa. A vazão média não pode ser utilizada como um indicador de disponibilidade efetiva, pois representa o volume total escoado ao longo do tempo. O aproveitamento efetivo de

percentuais elevados desta disponibilidade teórica só pode ser alcançado mediante a implantação de obras de regularização, alcançando até 60% ou 70% da vazão média de longo prazo (MMA, 2006). Então, para garantir a disponibilidade de água sem obras de regularização, precisa-se adotar a vazão Q_{95}.

Assim, a vazão Q_{95} do corpo hídrico deve atingir pelo menos a vazão de 48 m^3/s. Comparando estes números com os da disponibilidade hídrica (indicado na Tabela 4-1), fica evidente que sistemas de resfriamento em ciclo aberto podem ser considerados em poucas das bacias observadas. Apenas as bacias do Baixo Jacuí com 152 m^3/s e Lago Guaíba com 174 m^3/s comportam vazões mínimas suficientes para atender UTEs com resfriamento em ciclo aberto.

Como já mencionado na seção 4.4.1, as vazões indicadas para cada bacia se referem à vazão na saída da bacia hidrográfica, onde todas as vazões que ocorrem na bacia formam uma corrente. Isto significa que o número indicado como vazão indica a disponibilidade real de água somente para estas localizações onde a vazão corresponde com a vazão de saída da bacia. Figura 4-7 mostra a área das Bacias Baixo Jacuí e Lago Guaíba, junto aos corpos hídricos mais relevantes e à altimetria da região. Pela altimetria pode-se concluir a direção das vazões das bacias. Fica evidente que a bacia Baixo Jacuí (G70) é alimentada pelas bacias Alto Jacuí (G50), Vacacaí/Vacacaí-Mirim (G60), Pardo (G90) e Taquari-Antas (G40), na sequencia em que foram mencionadas. A bacia Lago Guaíba é alimentada pela bacia Baixo Jacuí (G70), Caí (9G30), Sinos (G20) e Gravataí (G10).

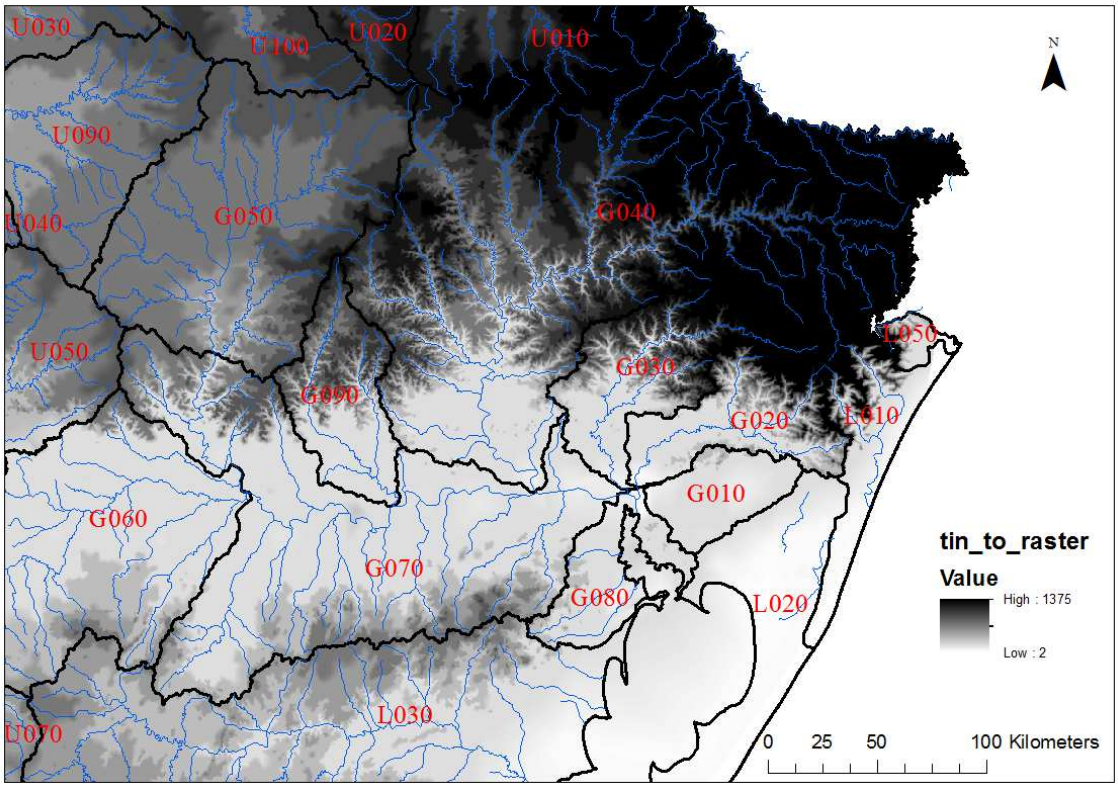


Figura 4-7: Mapa altimétrico da região hidrográfica do Guaíba

Fonte: Elaboração própria com base em Fepam (2013)

O fato da bacia G80 ser alimentada pela bacia G70 indica que o principal corpo hídrico de G80 possui água suficiente ao longo da bacia. Quanto à bacia do Baixo Jacuí, porém, deve-se averiguar a partir de que altura o Rio Jacuí comporta água o suficiente para atender um sistema de resfriamento em ciclo aberto. Nos locais, onde as bacias desembocam na bacia do Baixo Jacuí, a mesma comporta pelo menos a vazão que resulta da soma das vazões a jusante. Tabela 4-5 mostra as vazões Q_{95} das bacias que desembocam no Rio Jacuí, na sequencia em que chegam à bacia do Baixo Jacuí.

Tabela 4-5: Vazões específicas e vazões acumuladas das bacias a jusante da bacia Jacuí

Bacia		Vazão da bacia (m^3/s)	Vazão acumulada (m^3/s)
G50	Alto Jacuí	24,33	24,33
G60	Vacacaí - Vacacaí Mirim	6,46	30,79
G90	Pardo	5,52	36,31
G40	Taquari – Antas	43,41	79,72

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007)

Conforme esses dados, somente após a junção da vazão da bacia Taquari-Antas, o Rio Jacuí comporta com 79,72 m³/s água o suficiente para atender um sistema de resfriamento aberto como modelado acima. Isto significa que somente as jazidas localizadas nos municípios Triunfo, Charqueadas e Guaíba (indicadas em vermelho no mapa na Figura 4-8) poderiam ser utilizadas em UTEs com resfriamento em ciclo aberto. As reservas lavráveis desses municípios detêm um potencial de 388 Mt, ou seja, 2.292 MW.

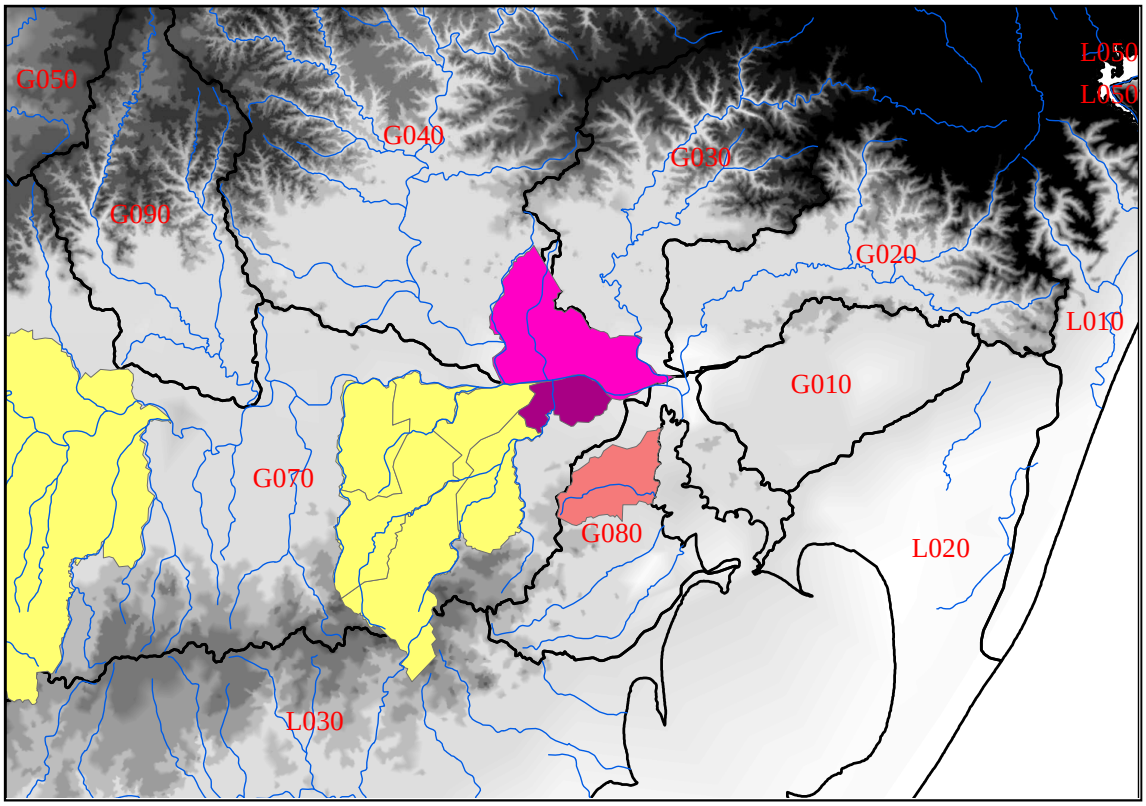


Figura 4-8: Municípios na região hidrográfica Guaíba que podem comportar UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo aberto

Fonte: Elaboração própria com base em FEPAM (2013)

4.5 Disponibilidade hídrica para sistemas de resfriamento fechado

4.5.1 Modelagem de sistemas de resfriamento fechado

Em sistemas de resfriamento fechado, a demanda de grandes quantidades de água é evitada através da aplicação de torres de resfriamento. Os efeitos, que a alteração

do sistema de resfriamento tem sobre a eficiência e o uso e consumo de água, são descritos brevemente em seguida.

4.5.1.1 Alteração de eficiência

Primeiramente são analisadas as alterações no ciclo a vapor, mais especificamente, no condensador, dado que os diferentes sistemas de resfriamento levam a alterações de temperatura do condensador. Em torres de resfriamento, as condições atmosféricas, possuem um papel importante na definição da temperatura do condensador. As condições atmosféricas adotadas de verão na região do RS, com uma temperatura de 25 °C (SEPLAG 2013), umidade do ar de 60 % e pressão atmosférica de 1,014 bar (INMET 2013).

O ciclo a vapor precisa ser remodelado com as novas condições no condensador. No restante, o ciclo não é alterado, ou seja, trata-se de um ciclo Rankine ideal supercrítico com reaquecimento intermediário conforme o diagrama indicado na Figura 3-3.

- No ciclo fechado com torre úmida:

A temperatura do condensador no sistema de resfriamento em ciclo aberto foi estipulada em 42 °C, sendo que a água de resfriamento pode ser aquecida por um ΔT de 15 °C, ou seja, até 40°C. No ciclo húmido, foi estipulado o mesmo ΔT, porém a temperatura de entrada corresponde à temperatura de bulbo úmido, que é 19 °C nas condições ambientais assumidas. Assim, estipulou-se uma temperatura de 36 °C para a condensação. Um sistema de resfriamento com torre úmida apresenta, portanto, uma temperatura de condensação menor que um sistema de resfriamento em ciclo aberto. Por consequência, o sistema fechado com torre úmida apresenta uma eficiência maior do ciclo a vapor.

- No ciclo fechado com um condensador resfriado com ar (*Air condensed Cooler* - ACC):

A temperatura de condensação num sistema de resfriamento seco é determinada buscando o ótimo entre dois efeitos contrários. De um lado, a redução da temperatura do condensador aumenta a eficiência do ciclo a vapor. De outro lado, o aumento da temperatura reduz o tamanho e consumo parasítico do ACC. Para as condições

ambientais de verão no RS (temperatura média de 25 °C), o IECM indica uma temperatura de 52°C como temperatura de condensação.

Os dados adotados para os ciclos alterados são indicados na Tabela 4-6. Aplicando os dados indicados na tabela na equação Eq 4, obtêm-se as eficiências do ciclo a vapor para os sistemas de resfriamento fechado. A operação com um sistema de torre úmida aumentaria a eficiência do ciclo a vapor de 46,54% para 47,27%. Já a operação com um sistema de resfriamento seco diminuiria a eficiência para 45,35%.

Tabela 4-6: Dados dos ciclos a vapor para a operação e ciclos fechados de resfriamento com torre úmida e ACC para um ciclo conforme indicado na Figura 3-3

	Torre úmida (η = 47,27%)			ACC (η = 45,35%)		
	P	T	h	P	T	h
	bar	K	kJ/kg	bar	K	kJ/kg
1	242,30	866	3476,31	242,30	866	3476,31
2	45,00	588	2985,06	45,00	588	2985,06
3	45,00	866	3653,08	45,00	866	3653,08
4	0,06	309	2243,56	0,14	325	2350,25
5	0,06	309	149,97	0,14	325	217,54
6	242,30	311	199,66	242,30	327	199,66

Fonte: Elaboração própria com base na simulação no *software* Termograf

O consumo interno de energia também altera com os diferentes sistemas de resfriamento. Enquanto o resfriamento em ciclo aberto não causa uma carga energética relevante, os sistemas de resfriamento fechado apresentam um consumo parasítico significativo devido à operação de bombas e ventiladores. Este consumo parasítico foi modelado em base de dados fornecidos pelo IECM e NETL (CMU 2012, DOE/NETL 2011). Os dados modelados são indicados na Tabela 4-7.

Tabela 4-7: Consumo de energia dos equipamentos de resfriamento como porcentagem da eficiência bruta da planta

Equipamento	Carga interna	TU	ACC
Bombas de água de resfriamento (TU)*	kW/MW	7,29	0
Ventilador da torre úmida (TU)	kW/MW	4,62	0
Ventilador do ACC (ACC)**	kW/MW a retirar	0	16,23
Total	%	1,19	1,62

*Torre úmida **Torre seca

Fonte: Elaboração própria

A eficiência total da planta altera pouco entre os sistemas de resfriamento em ciclo aberto e o sistema de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida, devido aos efeitos contrários de alteração de eficiência de ciclo a vapor e de consumo parasítico. Assim, a eficiência total aumenta levemente de 38,85% para 38,98%, quando se passa para um sistema de torre úmida. Já a aplicação de um sistema de ACC implicaria de forma mais significativa com a eficiência da planta, reduzindo a mesma pra 37,16%.

4.5.1.2 Alterações no uso e consumo de água

Dados de uso e consumo de água em plantas operando com os diferentes tipos de resfriamento de ciclo fechado são indicados na Tabela 4-8 e Tabela 4-9. Para fins de comparação, a tabela indica também novamente os resultados da simulação do resfriamento em ciclo aberto. A modelagem do uso e consumo de água é descrita mais detalhadamente no Anexo 3. Conforme os resultados das simulações, sistemas de resfriamento fechado atingem uma redução significativa com relação ao uso de água. Enquanto o uso de água de uma UTE com sistema de resfriamento aberto foi identificado como 96,95 kg de água por kg de combustível, essa demanda pode ser reduzida até 3,29 kg de água por kg de combustível em ciclos fechados de torre úmida e até 0,24 kg de água por kg de combustível em ciclos com ACC. Note que o uso de água em plantas com ACC não se deve a atividades de resfriamento, mas à reposição de água de processo. Um consumo relevante de água ocorre somente em sistemas de ciclo fechado com torre úmida.

Tabela 4-8: Uso de água na operação com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	ACC
Ciclo a vapor	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,17	0,17	0,17
Dessulfurização	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,07	0,07	0,07
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	96,71	3,05	0
Total	$kg_{água}/kg_{comb.}$	96,95	3,29	0,24

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4-9: Consumo de água na operação com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	ACC
Dessulfurização	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,07	0,07	0,07
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,00	2,29	0,00
Total	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,07	2,81	0,07

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 4-10 mostra o uso e consumo de água que seriam provocados por uma planta com capacidade líquida de 500 MW. A demanda de água se reduziria de aproximadamente 578 m³/min para 20 m³/min, alterando o sistema de resfriamento para um ciclo fechado com torre úmida. O consumo de água, por sua vez, aumentaria drasticamente de 0,42 para 14,03 m³/min. Já na aplicação de um ciclo fechado com ACC, o uso de água seria reduzido para menos de 1,52 m³/min, e o consumo seria mantido relativamente estável, em 0,44 m³/min.

Tabela 4-10: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	ACC
Uso de água	m³/min	577,94	19,55	1,52
Consumo de água	m³/min	0,42	14,03	0,44

Fonte: Elaboração própria

Com base nessas simulações obtém-se a conclusão que, em locais de baixa disponibilidade hídrica, sistemas de resfriamento em ciclo aberto podem ser substituídos por sistemas com resfriamento com torre úmida sem que haja uma redução significativa da eficiência da planta. A desvantagem, neste caso, se refere a questões econômicas, dado que o custo de investimento de um sistema com torre úmida dobra o custo de investimento do sistema de resfriamento de um sistema em ciclo aberto (CMU 2012). Em regiões com forte escassez de água, ACCs podem ser aplicados. Contudo, estes sistemas levam a uma penalidade energética relevante.

Disponibilidade hídrica para sistemas de resfriamento fechado

Na seção 4.4 foi identificado que, somente na região das jazidas de Leão e Charqueadas, UTEs a carvão de grande porte (500 MW bruto) poderiam operar com sistemas de resfriamento de ciclo aberto. UTEs nas regiões das restantes jazidas poderiam operar somente com sistemas de torre de resfriamento. Como mostrado acima, sistemas de torre úmida são vantajosos devido a menor penalidade energética quando comparados com sistemas com ACC. Portanto, precisa-se averiguar onde há disponibilidade hídrica para a instalação de UTEs com resfriamento em torre úmida e se existem regiões onde somente sistemas com ACC poderiam ser instalados.

A situação hídrica se define pela relação entre consumo e disponibilidade de água numa bacia. No Relatório do Diagnóstico e Prognóstico Hídrico das Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul (SEMA 2007) foram calculados balanços que indicam a relação entre o consumo e as vazões disponíveis, que servem para avaliar a criticidade da disponibilidade hídrica. Os balanços se restringem à observação do consumo, sendo que a demanda não contém informação sobre a diminuição da vazão dos corpos hídricos. Dada a forte sazonalidade da demanda de água e das vazões superficiais, a análise da criticidade da situação hídrica precisa levar em consideração não só as vazões médias anuais, mas também asvazões da época mais crítica que é o verão. Portanto, no Relatório foram estabelecidos os seguintes balanços para a análise da criticidade hídrica (SEMA 2007):

$$B1 = \frac{\text{consumo total anual}}{\text{disponibilidade média anual}}$$

$$B2 = \frac{\text{consumo total anual}}{\text{disponibilidade mínima anual}}$$

$$B3 = \frac{\text{consumo de verão}}{\text{disponibilidade média de verão}}$$

No cálculo dos balanços foi também considerada a água oriunda de barragens e lagos. O consumo e a disponibilidade de verão são representados pela vazão média para o mês de janeiro. O relatório enquadra os resultados B1, B2 e B3 em três níveis de criticidade para a avaliação da situação hídrica das bacias, que foram listados na Tabela 4-11.

Tabela 4-11: Classificação de criticidade para os balanços hídricos B1, B2 e B3

Indicador	Resultados (%)	Enquadramento
B1	0,00-2,50	Confortável
	2,51-5,00	Alerta
	>5,01	Crítico
B2	0,00-7,00	Confortável
	7,01-14,00	Alerta
	>14,01	Crítico
B3	0,00-15,00	Confortável
	15,01-30,00	Alerta
	>30,01	Crítico

Fonte: SEMA (2007)

Os mapas na Figura 4-9 e Figura 4-10 mostram os resultados do balanço B1 para as regiões nas proximidades das reservas de carvão para os anos 2006 e a previsão para o ano 2026. Conforme indicação nos mapas, em 2006 há uma situação de alerta nas bacias de Vacacaí/Vacacaí-Mirim, Sinos, Tramandaí e Mirim-São Gonçalo, e situações críticas nas bacias de Gravataí e Litoral Médio. As restantes bacias nas proximidades de reservas de carvão se encontram em situação confortável. As projeções para o ano 2026 mostram poucas alterações em relação à disponibilidade hídrica: somente na bacia Mirim-São Gonçalo, espera-se que a situação da bacia se torne crítica, devido ao aumento do consumo de água projetado. A criticidade da situação dessa bacia se deve a atividades de irrigação que respondem por 98 % do consumo de água em 2006 e 99 %, em 2026.

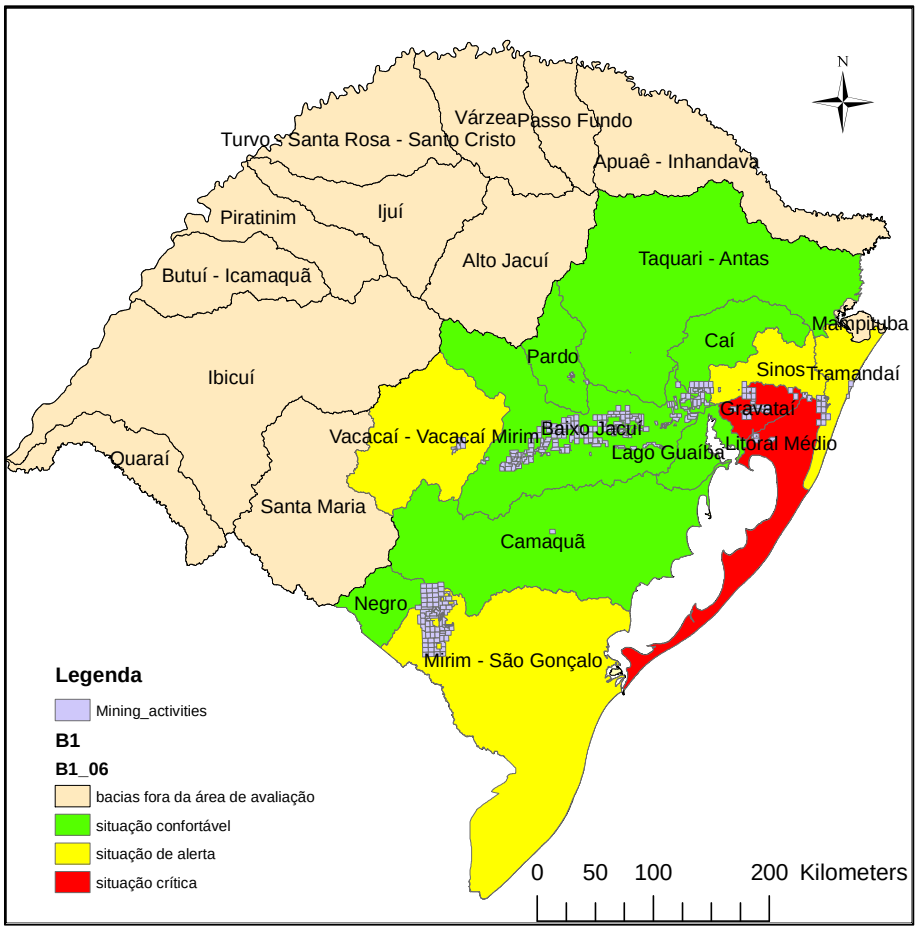


Figura 4-9: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B1 em 2006

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

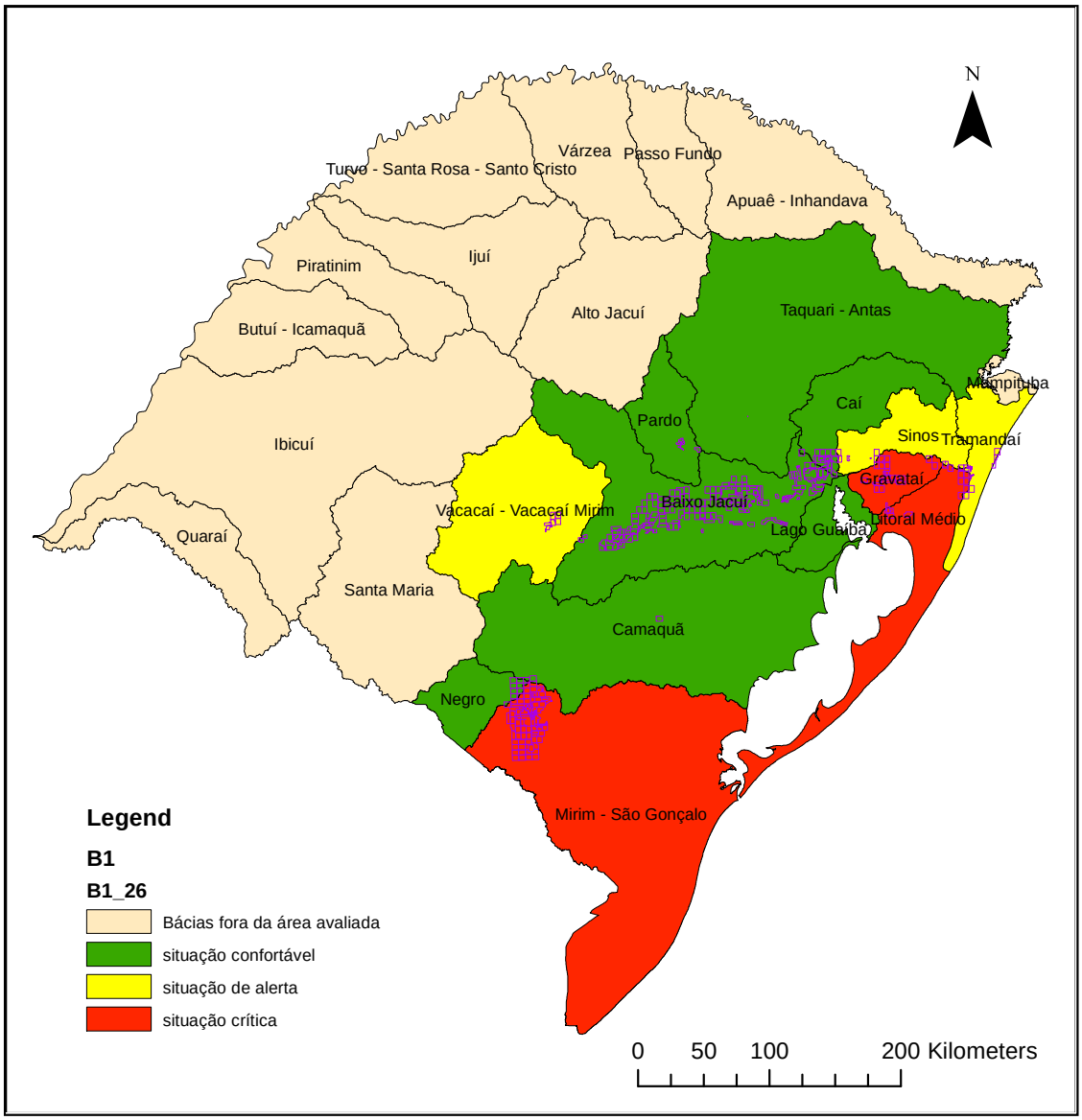


Figura 4-10: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B1 em 2026

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

Observando o balanço B2, a situação hídrica das bacias se apresenta bastante mais crítica. Somente as bacias do Lago Guaíba e Tramandaí se encontram em situação confortável e as bacias do Baixo Jacuí e Taquari-Antas, em situação de alerta. As restantes bacias se encontram em situação crítica, o que significa que as regiões sofrem estresse hídrico significativo quando as vazões caiem no nível de Q_{95}. A previsão para o ano 2026 projeta uma situação parecida com a de 2006. Somente a bacia de Tramandaí

altera seu estado, se tornando uma bacia em situação de alerta. As criticidades das bacias conforme indicador B2 são visualizadas nos mapas na Figura 4-11 e Figura 4-12.

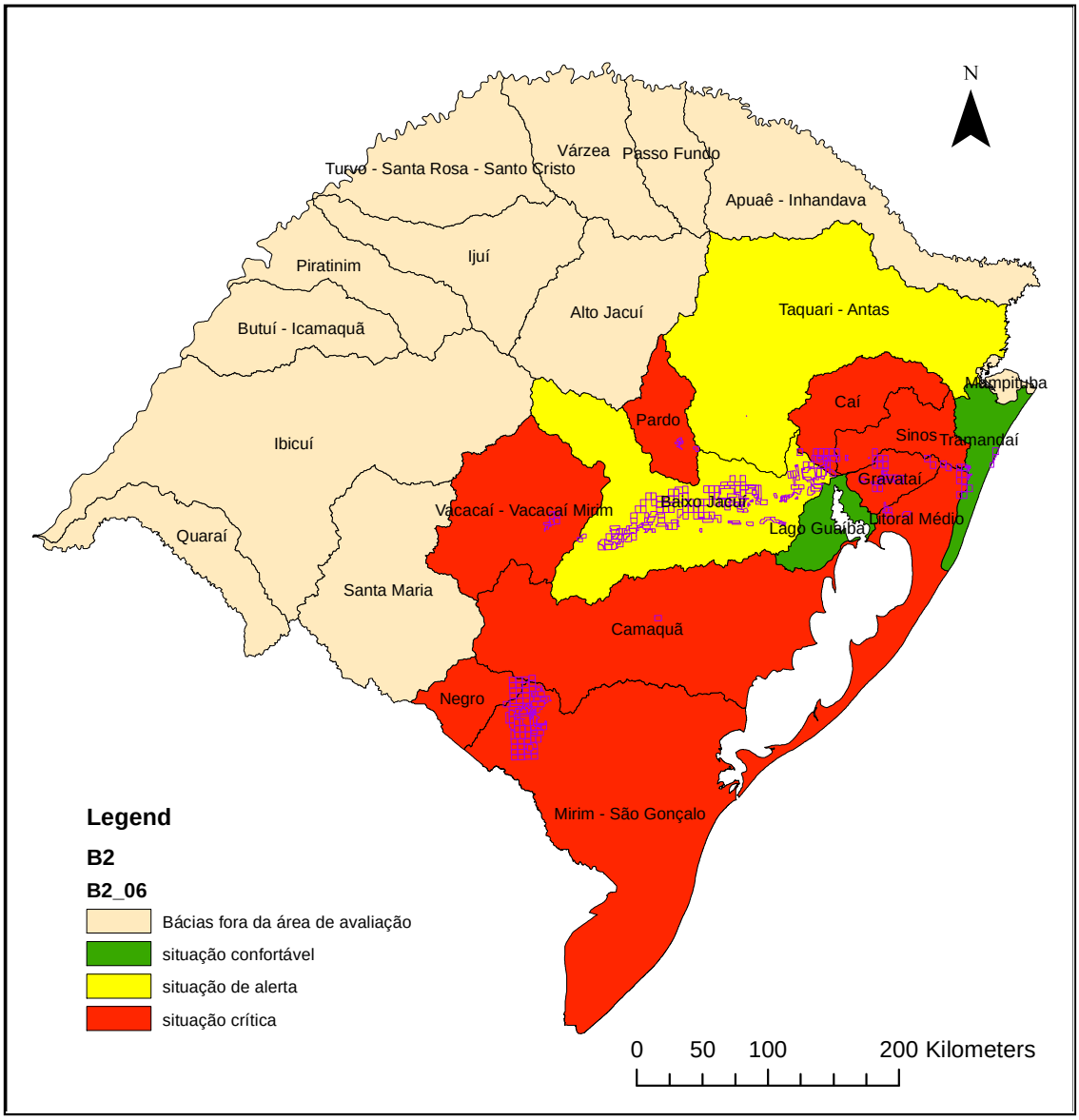


Figura 4-11: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B2 em 2006

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

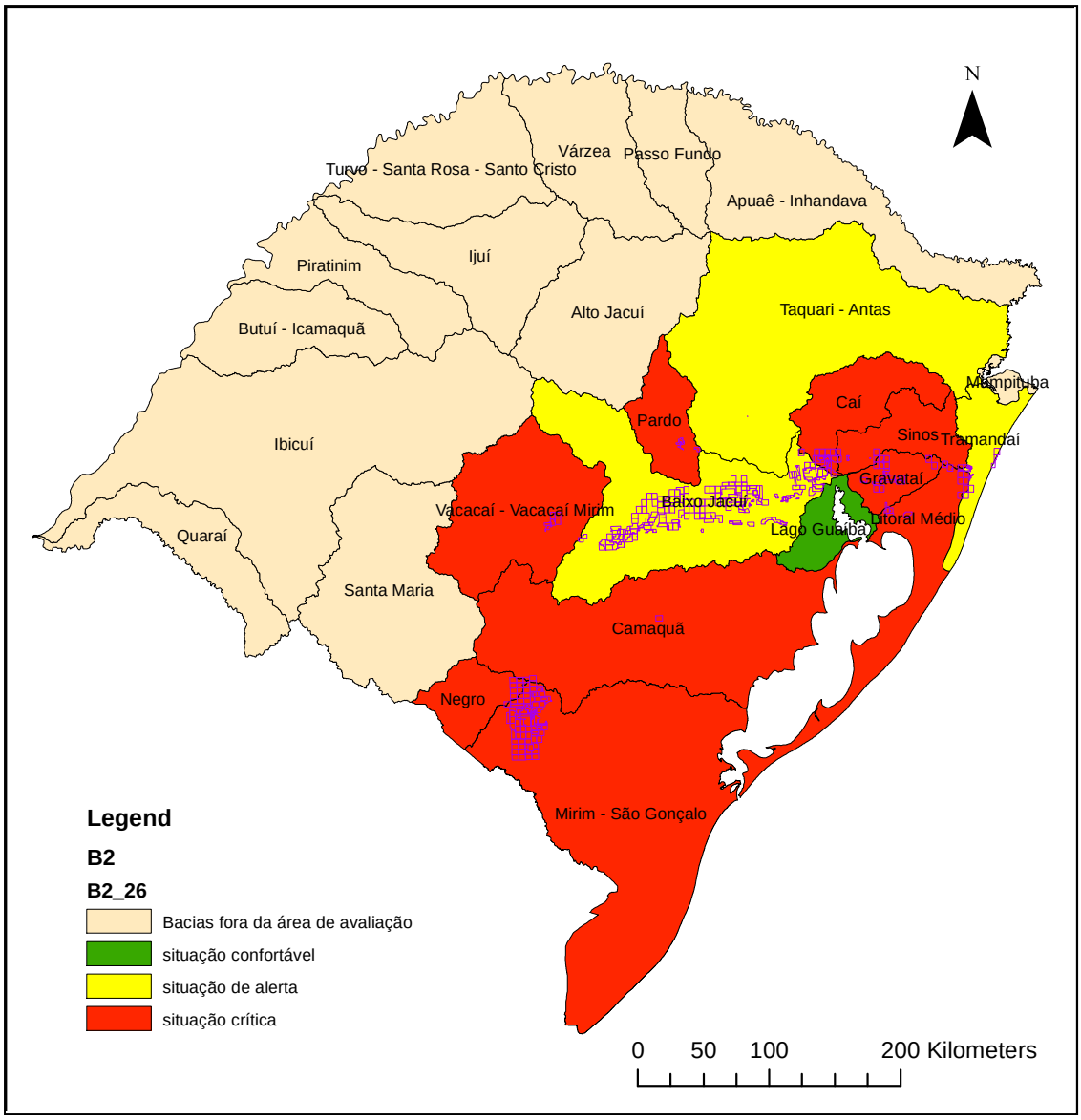


Figura 4-12: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B2 em 2026

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

Por último, o balanço B3 indica a criticidade que ocorre na época de verão considerando o consumo e as vazões médias de verão. Conforme os critérios estipulados pelo relatório de recursos hídricos do RS (SEMA 2007) para o balanço B3, a situação das bacias se apresenta confortável na maioria das bacias em 2006. Existem situações críticas nas bacias Vavacaí/Vacacaí-Mirim, Mirim-São Gonçalo e Gravataí e a situação de alerta na bacia do Litoral Médio. Para o ano 2026, a projeção indica que as bacias

Negro e Camaquã se tornarão bacias em situação de alerta (veja mapas na Figura 4-13 e Figura 4-14).

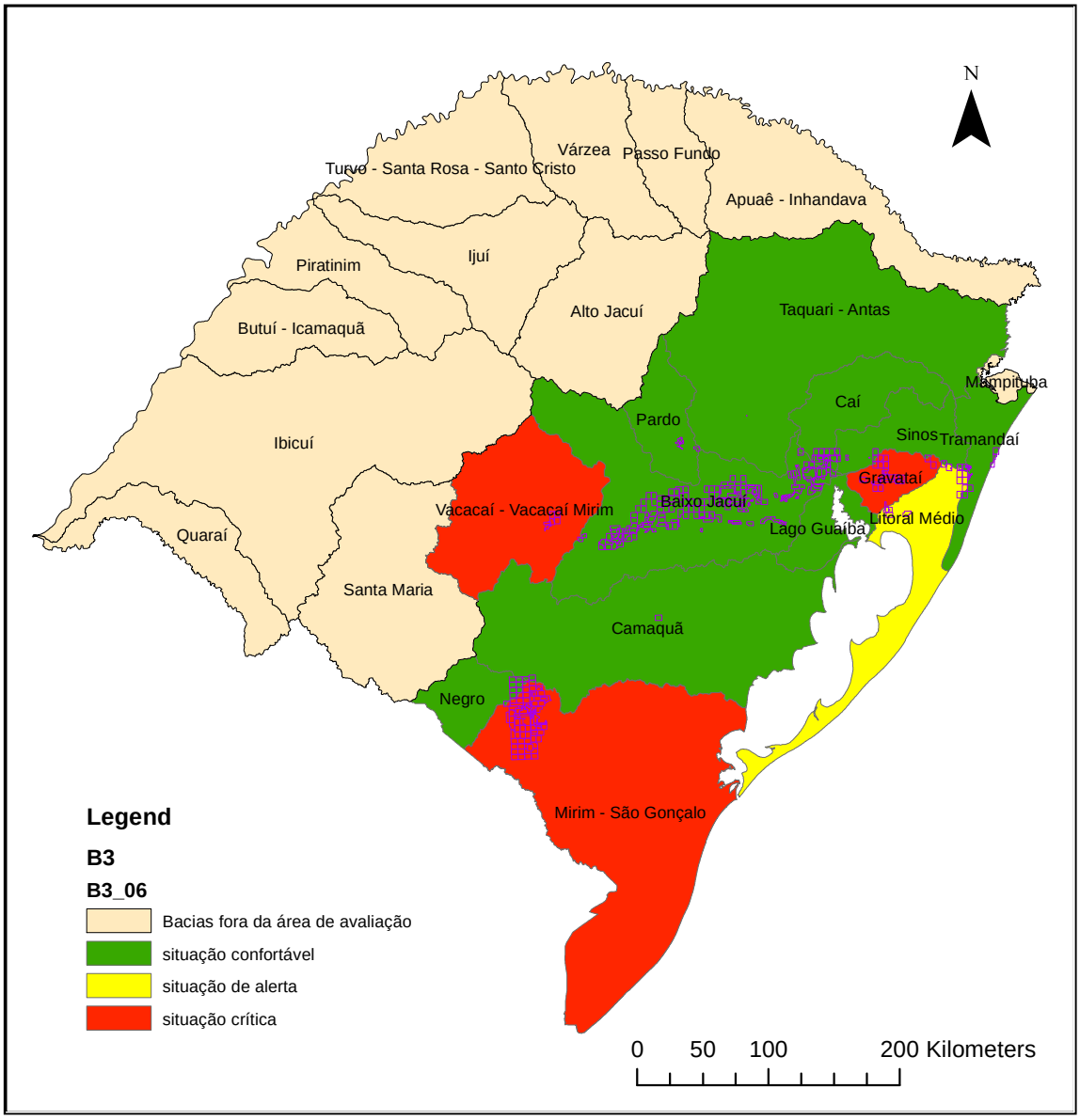


Figura 4-13: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B3 em 2006

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

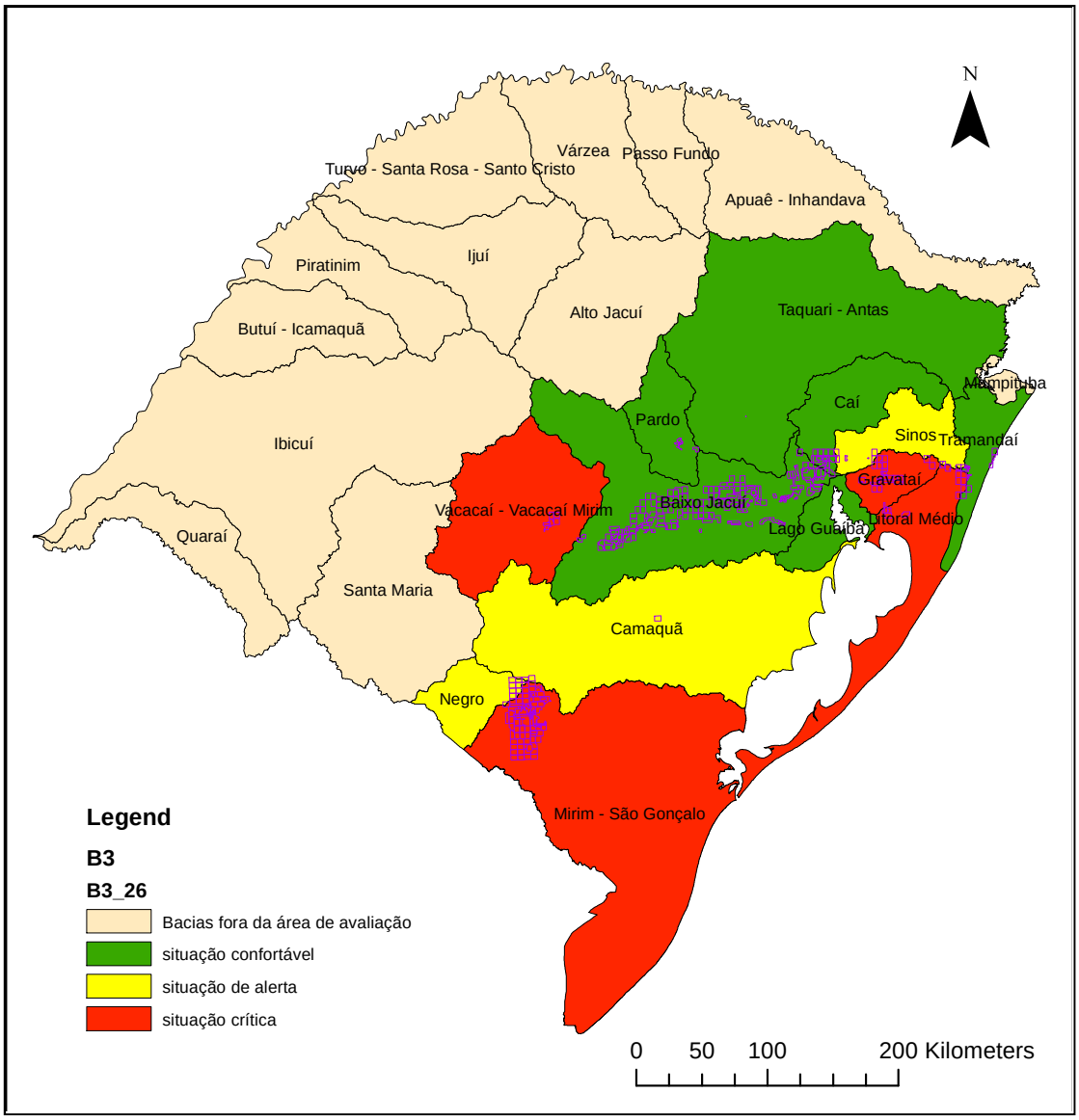


Figura 4-14: Classificação das bacias hidrográficas nas proximidades das jazidas de carvão conforme o balanço B3 em 2026

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2007), SEMA (2013)

A partir dos balanços indicados nos mapas pode-se analisar a disponibilidade hídrica ao redor das diferentes jazidas:

- A bacia Mirim-São Gonçalo, a bacia onde é localizada a maior parte da jazida de Candiota, encontrou-se em 2006 em estado de alerta, considerando o balanço B1. Já no ano 2026, espera-se que essa bacia estará em situação crítica. Os balanços B2 e B3 mostram situações criticas tanto para 2006 quanto para 2026. As bacias vizinhas, Negro e Camaquã, que também se encontram ao norte e noroeste da jazida, mostram, ate em 2026, uma situação confortável quanto ao

balanço B1. Porém, o balanço B2 indica situações críticas para essas bacias para 2006 e 2026, o que significa que se deve contar com estresse hídrico em anos com vazões abaixo da média. O balanço B3, por sua vez, mostra as bacias em situação confortável em 2006 e situação de alerta em 2026, indicando que essas bacias não chegam a estados críticos na época de verão considerando suas vazões médias.

- A bacia Vacacaí/Vacacaí-Mirim, bacia onde são localizadas as reservas do município São Sepé, encontrou-se, em 2006, em situação de alerta quanto ao balanço B1 e a projeção para 2026 indica que a situação da bacia se tornará crítica. Os restantes balanços apontam situações críticas para ambos os anos de avaliação.
- As bacias Sinos, Gravataí, Tramandaí e Litoral Médio, bacias ao redor das jazidas Morungava/Chico-Lomã e Santa Terezinha foram classificadas como em situação de alerta ou crítica conforme o balanço B1, não havendo alterações de classificação entre 2006 e 2026. O balanço B2, também, indica situação crítica para essas bacias, com exceção da bacia Tramandaí, uma bacia do Litoral onde a vazão mínima Q_{95} cai somente para 50% da vazão média. O balanço B3 indica estresse hídrico mais severo para as bacias Gravataí e Litoral Médio na época de verão. Tramandaí e Sinos, devido a menor sazonalidade de oferta e demanda, não apresentam criticidade nesses meses.
- As jazidas Iruí, Capané, Leão e Charqueadas estão localizadas em áreas de menor estresse hídrico, representadas pelas bacias Baixo Jacuí e Lago Guaíba, e, em menor parte, pelas bacias Pardo, Taquari-Antas e Caí. Para os dois anos avaliados, essas bacias se encontram em situação confortável com relação às vazões médias anuais e de verão. Contudo, considerando as vazões mínimas Q_{95} observa-se que até estas bacias já sofrem estresse hídrico em anos com vazões baixas. Somente a bacia Lago Guaíba disponibiliza sempre sobre água suficiente para manter uma situação hídrica confortável.

Para realizar uma estimativa quantitativa da capacidade termelétrica que poderia ser instalada, ou seja, da capacidade de suporte para novas térmicas, foi assumido que novas plantas podem ser adicionados somente até os balanços B1 e B3 atingirem o estado crítico em 2026. Ademais, para o balanço B2, que indica situação crítica para a

maioria das bacias em 2026, foi estipulado o limite de 80%, levando em consideração que as térmicas teriam que parar sua operação se esse balanço chegasse realmente em 100%.

Os resultados desta avaliação são indicados na Tabela 4-12 e no mapa na Figura 4-15. As bacias Vacacaí/Vacacaí-Mirim, Sinos, Gravataí e Litoral Médio e Mirim-São Gonçalo já terão atingido o estado crítico em 2026, portanto, o potencial de termeletricidade com resfriamento em ciclo fechado com torre úmida foi considerado nulo nessas bacias. As bacias que ainda apresentam capacidade para a instalação de UTEs com resfriamento em torre úmida são as bacias Negro com 500 MW, Tramandaí com 1150 MW e as bacias Caí, Taquarí-Antas, Pardo e Camaquã, cujos potenciais superam 4000 MW. Note que os potenciais das bacias Baixo Jacuí e Lago Guaíba também superariam o potencial de 4000 MW, todavia, essas bacias comportam vazões suficientes para atender sistemas de resfriamento em ciclo aberto. Portanto, não precisam mais ser consideradas aqui.

Tabela 4-12: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida

Bacia hidrográfica	Capacidade adicional	B1	B2	B3
Gravataí	0	7,1%	56,9%	51,0%
Sinos	0	5,0%	58,4%	15,5%
Caí	4000	4,2%	62,0%	12,7%
Taquari - Antas	4000	1,2%	17,1%	3,8%
Vacacaí - Vacacaí Mirim	0	4,2%	123,7%	43,4%
Baixo Jacuí	4000	1,2%	13,4%	8,5%
Lago Guaíba	4000	0,5%	5,8%	2,4%
Pardo	4000	3,6%	71,0%	15,5%
Tramandaí	1150	5,0%	10,3%	12,5%
Litoral Médio	0	10,0%	20,7%	39,1%
Camaquã	4000	2,4%	45,4%	20,1%
Mirim - São Gonçalo	0	5,7%	98,3%	42,2%
Negro	500	2,3%	78,9%	16,9%

Bacia em Situação crítica Situação de alerta Situação confortável

Fonte: Elaboração própria

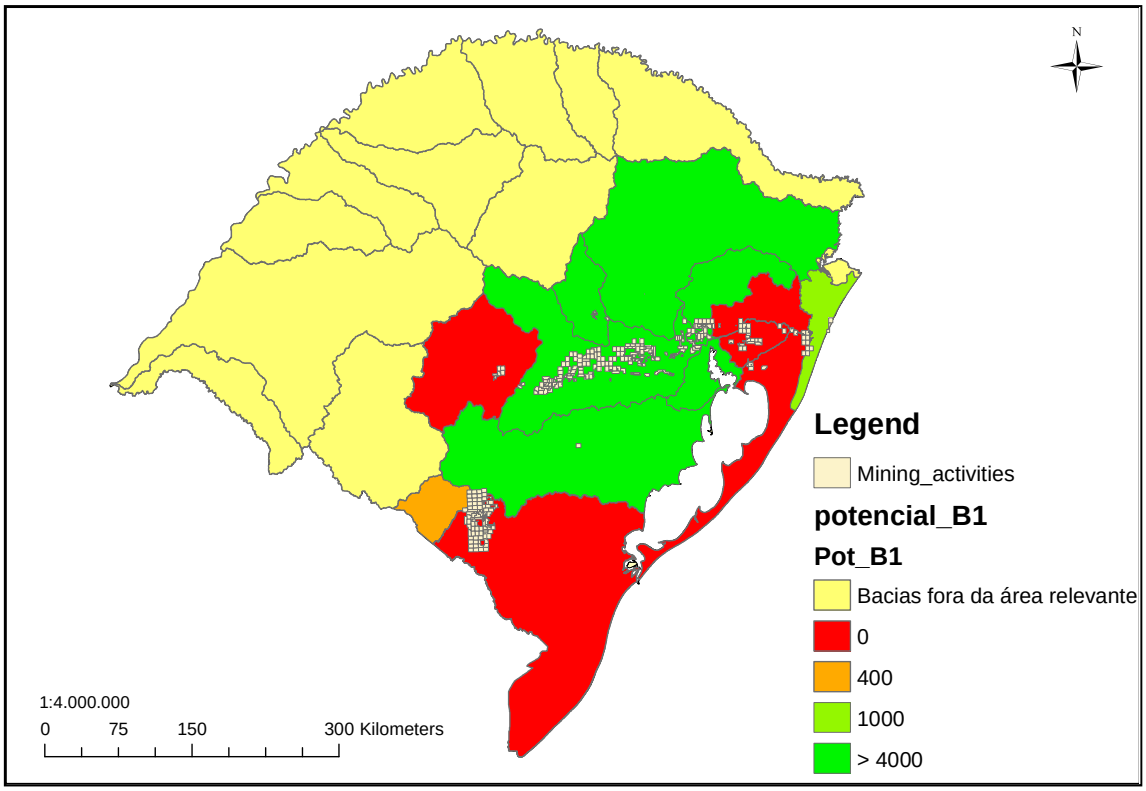


Figura 4-15: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com sistemas de resfriamento em ciclo fechado comtorre úmida

Fonte: Elaoboração própria

4.6 Potencial termelétrico ajustado

Para a avaliação do potencial termelétrico na seção 3.3 foi estipulada a aplicação de sistemas de resfriamento em ciclo aberto. Porém, as análises deste capítulo mostraram que essa alternativa pode ser aplicada somente para as jazidas nos municípios Triunfo, Charqueadas e Guaíba. As jazidas localizadas nos restantes municípios devem ser aproveitadas em UTEs com resfriamento em ciclo fechado com torre úmida ou ACC, dependendo da disponibilidade de água na região.

O mapa na Figura 4-15 indica que a bacia Baixo Jacuí (G070) dispõe de água suficiente para comportar mais de 4.000 MW em plantas com sistemas de torre úmida. Portanto, as jazidas localizadas nesta região podem ser consumidas em UTEs com sistemas com esta alternativa de resfriamento. Isto se refere às jazidas dos municípios Minas do Leão, Butiã, São Jerônimo, Arroio dos Ratos e Cachoeira do Sul.

A jazida no município São Sepé está localizada numa região onde não há disponibilidade hídirca para a instalação de um sistema de resfriamento com torre

úmida. Nesta região, o resfriamento com ACC deve ser adotado. O mesmo foi assumido para a jazida no município Candiota. Na bacia Mirim –São Gonçalo, que representa a bacia onde a maior parte da reserva de Candiota está localizada, não há disponibilidade hídrica para a instalação de sistemas de torre úmida. As bacias vizinhas, Negro (U80) e Camaquã (L030), por sua vez, apresentam sim potencial para a instalação de sistemas de torre úmida. Porém, a jazida de Candiota se encontra em extremidades altas dessas bacias (veja mapa altimétrico na Figura 4-4), onde a vazão indicada para a bacia não corresponde com a vazão real do local. Portanto, para esta região foi assumida que sistemas de resfriamento em torre seca devem ser aplicados.

Tabela 4-13: Potencial termelétrico no RS, considerando restrições pela disponibilidade de água

Município	Reservas lavráveis (t)	Potencial (MW)	Sistema de resfriamento
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	387.750.486	2.291	Ciclo aberto
Butiá, Minas de Leão	237.751.432	1.410	Torre úmida
São Sepé	16.664.000	94	Torre seca
Cachoeira do Sul	109.403.551	649	Torre úmida
Candiota	640.092.154	3.618	Torre seca
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	10.194.740	60	Torre úmida
	1.401.856.363	8.122	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 4-13 mostra os resultados para o potencial termelétrico no RS, corrigido pelas condições de disponibilidade de água. Comparando os resultados com o potencial estimado na seção 3.3, percebe-se uma redução do potencial termelétrico de 8.286 para 8.125 MW, ou seja, de 2%, que se deve à redução do potencial nas regiões onde UTEs podem ser operadas somente com resfriamento com ciclo fechado e torre seca. Portanto, pode-se afirmar que, mesmo que haja restrições de instalação de UTEs com sistemas de resfriamento aberto, essas restrições não apresentam efeitos relevantes sobre o potencial do parque de UTEs, pois podem ser contornadas mediante aplicação de sistemas de resfriamento com ciclos fechados. Até em áreas onde há forte estresse hídrico, UTEs podem ser instaladas através da possibilidade de utilizar ACCs para o resfriamento do ciclo a vapor.

5 Restrições ao aproveitamento por emissões de CO_2 – A aplicação da captura de carbono

Entre as opções tecnológicas para a geração de energia elétrica, UTEs a carvão representam a opção mais carbono-intensiva, ou seja, a tecnologia que apresenta as mais elevadas emissões específicas, medidas em kg_{CO2}/MWh_{gerado}. Como já mencionado na introdução deste estudo, este fato se tornou um obstáculo para a instalação de UTEs no Brasil. Pois, no período de 2009 a 2012, UTEs a carvão foram excluídas dos leilões de energia nova para o SIN. Mesmo que o governo brasileiro tenha voltado a aceitar o carvão no leilão de energia nova de 2013, sua aceitação futura ainda é incerta.

Através da aplicação de tecnologias de redução de emissões de CO_2, as chamadas tecnologias de captura e armazenamento de carbono (*Carbon Capture and Storage – CCS*), poder-se-ia contornar a problemática posta pelas emissões. Este capítulo visa analisar as alterações que a aplicação de um sistema de CCS provocaria no potencial termelétrico no RS. Várias opções tecnológicas encontram-se atualmente em desenvolvimento (KANNICHE *et al*. 2010, MONDAL 2012). A análise se propõe a focar na opção tecnológica de captura que pode ser considerada a mais madura para a aplicação em UTEs de queima em leito fluidizado. Após identificação da tecnologia de captura, o modelo de UTE foi estendido por uma unidade captura e compressão de CO_2. Mediante o modelo, o desempenho da planta com relação à eficiência líquida e ao uso e consumo de água é determinado para uma remoção de CO_2 de 90%[13].

Os resultados da modelagem foram aplicados para reavaliar o potencial termelétrico no RS para um parque de UTEs com captura de carbono. Note-se que o transporte e armazenamento de CO_2 não foi considerado na análise, primeiro, porque demanda por água e por energia não ocorrem no local da UTE e, segundo, porque apresentam demandas negligenciáveis quando comparado às unidades de captura e compressão, o que pode ser confirmado mediante dados sobre transporte e armazenamento de CO_2, publicados pelo DOE/NETL (GRANT *et al.* 2013).

[13] A fração de 90% foi escolhida com base em dados publicados por Rao e Rubin (2006) que identificaram que a remoção de 80% - 90% do CO_2 contido numa corrente de gás de exaustão torna o processo mais eficiente em termos de custos.

5.1 Políticas climáticas nacionais e emissões de CO_2 da frota modelada

Em dezembro de 2008, o Brasil lançou o Plano Nacional sobre Mudança do Clima, em que foram declaradas metas voluntárias de redução de emissões de Gases de Efeito Estufa (MMA 2013). A meta é a redução entre 36,1% e 38,9% das emissões que foram projetadas até 2020 num cenário base (MMA 2008). O governo Brasileiro instituiu a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC) no ano 2009 por meio da lei 12.187/2009. Através da PNMC se oficializa o compromisso voluntário do Brasil junto à Convenção-Quadro da ONU sobre Mudança do Clima (CQNUMC). Sob esta legislação os governos federal, estaduais e municipais estão autorizados a implementar ações de mitigação e de adaptação.

Para alcançar as metas nacionais voluntárias de redução de emissão, a PNMC exige o desenvolvimento de planos de mitigação específicos para frear as emissões nos setores florestal, siderúrgico, agrícola, energético, industrial, de transporte e de mineração brasileiros. Deve-se ressaltar que, diferentemente da grande maioria dos países, o setor energético brasileiro não é o principal responsável pelas emissões. Apenas um quinto das emissões nacionais é atribuído ao uso e produção de energia. Assim, a maior parte das reduções deve ocorrer nos setores de mudanças de uso dos solos e a do desmatamento (LUCON *et al.* 2013).

O fator de emissão médio do setor elétrico estava em 29 g CO_2/ kWh em 2011 (MCT 2012). Contudo, conforme PDE espera-se um aumento desse fator até 50 g CO_2/ kWh em 2020. Este aumento previsto se deve principalmente à entrada de plantas de gás natural (MME/EPE 2012). A Tabela 5-1 indica a projeção das emissões do setor energético para o período de 2011 a 2021, que foi elaborada no PDE.

Observando os números indicados para o SIN, que representa apresenta atualmente 67% da produção de energia elétrica no país (veja Tabela 5-1), espera-se um aumento de 33% nas emissões em 2021 quando comparado com o ano base de 2011. As emissões indicadas se referem em 2011 a um parque de geração com capacidade de 116.498 MW. Para o ano 2021 foi prevista um aumento de 57% da capacidade de geração (MME/EPE 2012). Esses números evidenciam que as emissões específicas do SIN são projetadas para seguir uma tendência decrescente.

.

Tabela 5-1: Projeção das emissões de GEE no setor elétrico até 2021 em Mt CO_2-eq.

	2011	2016	2020	2021
SIN	20	26	29	31
Autoprodução	10	28	39	38
Total	30	54	68	69

Fonte: MME/EPE (2012).

As projeções da capacidade do SIN contam com um aumento da geração termelétrica a base de fontes fósseis de 17,2 para 26,1 GW (MME/EPE 2012). Nisto a geração a base de carvão aumenta de 1,8 para 3,2 GW. Já a avaliação deste estudo indica um potencial termelétrico de 8,1 GW no RS. As emissões de CO_2 desse parque chegariam em 35 Mt/a (veja Tabela 5-2), o que ultrapassa as emissões de GEE do total do SIN que foram projetadas para o ano 2021. O aproveitamento do carvão em plantas convencionais aumentaria, portanto, drasticamente as emissões do SIN e poderia, assim, comprometer o objetivo de redução de emissões de GEE.

Tabela 5-2: Emissões do parque termelétrico no RS na exploração do potencial máximo

Município	Potencial termelétrico (MW)	Emissões esp. de CO2 (kg/MWh)	Emissões totais (Mt/a)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	2.292	793	9,55
Butiá, Minas de Leão	1.410	790	5,86
São Sepé	94	829	0,41
Cachoeira do Sul	649	790	2,70
Candiota	3.619	829	15,77
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	60	790	0,25
	8.125		34,53

Fonte: Elaboração própria

Não obstante, conforme indicações do PDE (MME/EPE 2012), um aumento de emissões de GEE no SIN poderia ser aceitável do ponto de vista do cumprimento das metas oficiais. O PDE foi elaborado com o objetivo de manter as emissões do setor energético em conformidade com a Comunicação Nacional do Brasil na COP – 15, a Lei 12.187/02 e o Decreto 7.390/10. Foi projetado que as emissões de GEE não poderão ultrapassar 680 Mt de CO_2 em 2021. A projeção das emissões de GEE do setor energético como um todo é de 641 Mt CO_2-eq. Ou seja, mesmo se o SIN apresentasse

emissões de GEE duas vezes maiores, o limite de 680 Mt de CO_2-eq não seria ultrapassado.

5.2 Identificação e descrição do sistema de captura de carbono

5.2.1 Identificação do processo apto para o modelo do estudo

As matrizes energéticas de várias grandes economias se baseiam até hoje fortemente no uso de combustíveis fósseis. Tecnologias de captura e armazenamento de carbono (Carbon Capture and Storage –CCS) podem contribuir de forma relevante para a redução de emissões de CO_2 e se encontram, portanto, no foco de pesquisa e desenvolvimento (IEA 2012). Sistemas de CCS consistem em unidades que separam CO_2, o comprimem e transportam para um local onde pode ser armazenado de forme permanente. Diversas rotas tecnológicas estão sendo desenvolvidas com o objetivo de maximizar a eficiência dos processos e minimizar seu impacto ambiental (OLAJIRE 2010, MONDAL 2012, GOTO *et al*. 2013, JENNI *et al*. 2013, IEA 2013).

Em UTEs com caldeiras de combustão, a captura de CO_2 ocorre na corrente do gás de exaustão e é, portanto, classificada como captura pós-combustão. Entre as rotas tecnológicas pós-combustõ que estão sendo desenvolvidas, se destaca absorção química por aminas, pelo fato de que a maioria dos projetos de demonstração na área de captura pós-combustão pretendem adotar esta tecnologia (MIT 2013). Esta tecnologia também já está sendo aplicada em escala comercial com objetivo de produzir CO_2 para uso na indústria alimentícia e química (FLUOR 2012). Desafios para sua aplicação em UTEs de grande porte consistem ainda no scale up e na redução de custos. Os primeiros projetos de grande porte são previstos para o período entre 2015 e 2020 (IEA 2013, MIT 2013). Um solvente aplicado em diversos projetos piloto e de demonstração da captura via absorção em UTEs consiste numa solução de monoetanolamina (MEA) (HUANG *et al.* 2010, FOLKE *et al*. 2011, ARTANTO *et al*. 2012, SCHERFFIUS *et al*. 2013). Devido a estas experiências, a absorção química por MEA pode ser considerado o processo mais próximo à implementação em escala industrial e foi, portanto, escolhido para a modelagem deste estudo.

Num processo de absorção química o solvente reage de forma reversível com o soluto, no caso, o CO_2. O processo envolve duas etapas, uma etapa de absorção, na qual o CO_2 é transferido do gás de exaustão para o solvente, e em seguida uma etapa de

dessorção (*stripping*), onde ocorre a regeneração do solvente e recuperação do CO_2, que retorna para a fase gasosa. A Figura 5-1 mostra um esquema simplificado das etapas de absorção e regeneração.

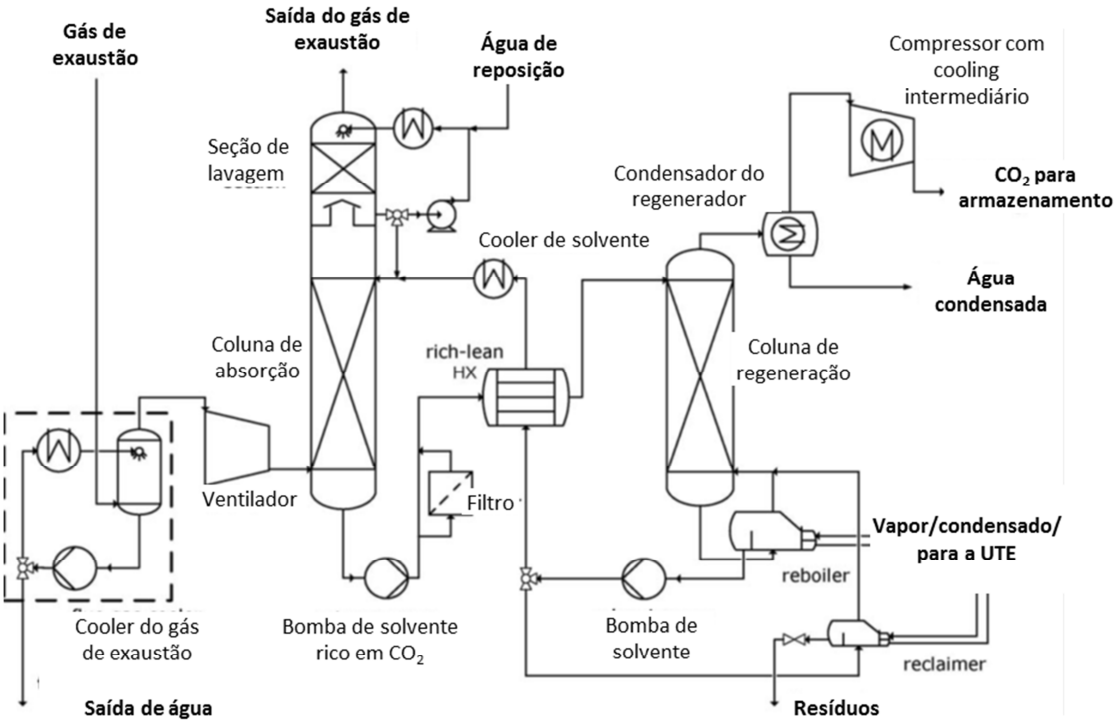


Figura 5-1: Esquema típico de um sistema de absorção para a recuperação de CO2 de gases de combustão

Fonte: Adaptado de OEXMANN & KATHER (2010)

No caso da absorção química com MEA, a carga do solvente se limita geralmente a 0,35 mol_{CO2}/mol_{amina}, para evitar problemas de corrosão. Somente em equipamentos de aço inox, cargas superiores são realizadas (MOFARAHI *et al.*, 2008). Desvantagens inerentes na aplicação da MEA se encontram na tendência de formar produtos de reação irreversíveis com compostos de enxofre, e na alta corrosividade, o que vale especialmente para soluções com concentrações de MEA acima de 20 % p/p (KOHL & NIELSEN, 1997). Portanto, a MEA, além de apresentar um elevado calor de absorção, ainda requer uma taxa de circulação de solvente alta, o que incrementa também o consumo de energia. Foram indicados consumos de energia até 5,5 MJ/kg CO_2 (ROCHELLE *et al*. 2011).

O desenvolvimento de inibidores de corrosão permitiu a aplicação de soluções de MEA com concentrações de 30 % p/p (7m MEA), o que leva à redução do consumo de calor no regeneração. O valor padrão para o consumo energético no processo de absorção com MEA foi estimado em 4,0 – 4,2 GJ/t CO_2 capturado para gases de exaustão de plantas a carvão, o que condiz com as indicações da Fluor sobre o processo Econamine FG (KOTHANDARAMAN *et al*. 2009, ROCHELLE *et al*, 2011). O processo Econamine FG foi comercializado pela Fluor há mais que 20 anos. Existem mais de 23 plantas em operação que separam CO_2 de gases de exaustão através de Econamine FG. Do processo Econamine FG foi desenvolvido o processo Econamine FG + que usa um solvente avançado, isto é, um solvente a base de MEA com inibidores de corrosão. Para este processo, a Econamine indica um consumo de energia no *reboiler* de 3,2 GJ/kg (FLUOR, 2003). O solvente EFG + apresenta um aumento na taxa de reação, um aumento de capacidade de carga. Detalhes sobre os desenvolvimentos não foram publicados pela Fluor. Vale ressaltar que este valor se refere a uma corrente de gás com concentração de CO_2 de 8 % v/v e o consumo de vapor indicado se refere a dados baseados em estudos, não em plantas reais.

5.2.2 Descrição do processo de captura assumido para o modelo

A MEA representa um solvente químico bastante reativo e tende a forma compostos estáveis com contaminantes contidos no gás de exaustão, especialmente SOx (RAO *et al.* 2004). Portanto, a adição de um sistema de captura por MEA requer um gás de entrada relativamente limpo e de baixa temperatura, o que pode levar a necessidade de instalações adicionais para condicionar o gás de exaustão. No total a unidade de captura de CO_2 consiste, então, numa unidade adicional de remoção de SO_2 (SO_2-polisher), uma unidade de resfriamento, uma torre de absorção de CO_2, unidades de regeneração do solvente e um sistema de compressão e secagem de CO_2 para condições supercríticas. Descrições detalhadas do processo e seus equipamentos e opções de realização podem ser encontrados em DOE/NETL (2010), REDDY *et al.* (2003) e RAO *et al*. (2004). O processo e os dados adotados neste estudo são descrito brevemente nesta seção.

5.2.2.1 A torre de absorção

A torre de absorção representa a unidade onde o CO_2 é retirado da corrente de gás de exaustão. A corrente de gás entra no fundo da torre de absorção, e a percorre de baixo para cima, em contracorrente com o solvente. A solução entra no topo da torre e esquenta gradualmente com a quantidade de CO_2 absorvido. A reação que ocorre na absorção de CO_2 com MEA está descrita pela Eq 9 (OLAJIRE 2010).

$$2R - NH_2 + CO_2 \rightarrow R - NH_3{}^+ + R - NH - COO^- \qquad \text{Eq 9}$$

com R = HO-CH_2CH_2

Para manter o balanço de água na torre, a temperatura de entrada do solvente e a temperatura de entrada do exausto devem ser as mais próximas possíveis. Uma diferença máxima de 5,5°C foi indicada pelo DOE/NETL (2010). O solvente rico de CO_2 deixa a coluna no fundo (por volta de 50ºC) e segue para um trocador de calor, onde é pré-aquecido para o processo de regeneração (por volta de 95 ºC) (DOE/NETL, 2010).

Na parte superior da coluna ocorre a lavagem do gás, que tem como objetivo a redução de perda de MEA e emissão de amônia[14], que são evaporadas ou mecanicamente arrastadas com o gás de exaustão. Através dessa lavagem, junto com um separador de névoa (*mist separator*), instalado na divisão entre os compartimentos de absorção e lavagem, uma grande parte das moléculas arrastadas pode ser recuperada. A água de lavagem pode ser reciclada, porém, uma parte precisa permanentemente ser substituída para manter o teor de MEA baixo, e, assim, não diminuir a solubilidade da MEA. A substituição ocorre pela adição de água limpa, que provoca que água no fundo do lavador transborde o prato e passe para o compartimento de absorção. Após passar pelo processo da lavagem, o gás de exaustão segue para a chaminé.

A temperatura de operação do absorvedor possui um papel importante para o desempenho total do processo de absorção química. Temperaturas mais altas de operação aumentam, de um lado, a cinética da reação, mas, de outro lado, diminuem a capacidade do solvente de absorver CO_2. Portanto, existe um perfil de temperatura

[14] A amônia pode ser formada a partir de MEA por oxidação com oxigênio presente no gás de exaustão. Ao percorrer da coluna, a amônia é transferida para o gás e sai com o exausto.

ótimo para o processo da absorção química. A redução da temperatura do solvente aumenta a capacidade de absorção do solvente, o que, por sua vez, resulta numa redução da taxa de circulação necessária. Portanto, a coluna de absorção é geralmente equipada com um sistema de resfriamento intermediário (REDDY *et al*. 2003).

5.2.2.2 O *Stripper* e *Reboiler*

O objetivo do *stripper* é a regeneração do solvente, ou seja, a separação do CO_2 do solvente. Trata-se de uma coluna de diferentes compartimentos de pratos e/ou de recheio. Na seção superior é instalado um sistema de lavagem, para minimizar o arrastamento de MEA para as partes após a coluna. A reação que ocorre na regeneração é descrita pela Eq 10 (OLAJIRE 2010).

$$R - NH - COO^- + 2R - NH_3{}^+ \rightarrow 2R - NH_2 + CO_2 \qquad \text{Eq 10}$$

com R = HO-CH_2CH_2

O solvente rico de CO_2 entra no *stripper*, após um pré-aquecimento, com aproximadamente 95°C (DOE/NETL, 2010). No *stripper*, o solvente percorre a coluna de cima para baixo, em contra-corrente com uma corrente de vapor de água e CO_2, que foi evaporado no *reboiler*. O *reboiler* se encontra no fundo da coluna. Nessa unidade, devido à adição de calor, a maior parte das ligações de MEA e CO_2 é quebrada e o CO_2 deixa o solvente. O calor, que é adicionado ao *reboiler* é proveniente de vapor de baixa pressão, extraído do bloco de turbinas, ou gerado num combustor adicional a gás natural (ROCHEDO, 2011). O solvente regenerado sai do *stripper* no fundo da coluna e segue para um trocador de calor, onde o pré-aquecimento do solvente rico é realizado. O solvente regenerado segue então por um resfriador onde é arrefecido até 40°C e volta ao processo de absorção.

O vapor quente no topo do *stripper* contém principalmente CO_2 e vapor d'água, como uma pequena quantidade de vapor de MEA. Este vapor segue para o condensador, onde a grande parte da água e MEA condensam. A corrente segue então para o tambor de refluxo do *stripper*, onde vapor e líquido são separados.

A corrente que não foi condensada consiste quase exclusivamente de CO_2, e segue para a unidade de secagem e compressão. A fração que foi condensada, contendo

água, MEA e pequenas quantidades de CO_2, é redirecionada para o topo do *stripper* como refluxo. Uma parte desse refluxo é desviada para a seção de lavagem do absorvedor para substituir água contaminada.

O solvente regenerado é retirado do fundo da coluna e segue para o trocador onde é arrefecido contra o solvente rico que sai do absorvedor. Uma pequena parte da corrente que sai do fundo do *stripper* é desviada para o *reclaimer*, cuja funcionalidade é explicada em seguida.

O objetivo do *reclaimer* é a recuperação de MEA degradada, ou seja, MEA que formou sais termicamente estáveis (STRAZISAR *et al.* 2003). Uma pequena corrente parcial do solvente pobre segue para o *reclaimer*, onde uma parte da MEA é recuperada através da reação com soda cáustica. A soda libera a MEA de ligações com óxidos de enxofre, devido ao seu forte caráter básico. O *reclaimer* é realizado como um trocador de calor onde vapor de baixa pressão, proveniente do bloco de turbinas, cede calor ao solvente. A MEA regenerada evapora então e volta ao circuito da absorção. O processo do *reclaimer* é essencial para a redução de corrosão e incrustação (*fouling*) no sistema do solvente. Os resíduos do *reclaimer* são imediatamente resfriados com água de resfriamento da UTE e descarregadas num tanque.

O solvente precisa ser continuamente filtrado. O sistema de filtração é relativamente complexo, devido à necessidade de aditivos que precisam ser estocados e preparados para o processo (DOE/NETL 2010). Além da filtração, a MEA é comumente passada por um leito de carvão ativado para retirar hidrocarbonetos que podem provocar a formação de espuma (DOE/NETL 2010).

5.2.2.3 Compressão e secagem do CO_2

A corrente de CO_2 sai da unidade de regeneração saturada com água. Grande parte da água é condensada durante a compressão e removida entre os diferentes estágios. A compressão ocorre tipicamente num compressor centrífugo de vários estágios (RAO & RUBIN 2002). Um secador de CO_2 está localizado após o terceiro estágio, para cumprir as especificações exigidas para o transporte. O objetivo do secador de CO_2 é a redução de umidade da corrente de CO_2 até um nível abaixo das especificações dos dutos de transporte de CO_2. Um exemplo para uma unidade de secagem pode, por exemplo, consistir de vários vasos com peneiras moleculares de 3A

(DOE/NETL, 2010), dos quais um se encontra geralmente fora de operação para ser regenerado.

Após a secagem, o CO_2 é liquefeito a uma pressão de aproximadamente 13 bar, através de um sistema de refrigeração em base de propano. Para o transporte, o CO_2 liquefeito é comprimido a uma pressão de tipicamente 110 -140 bar (RAO & RUBIN 2002). O sistema de refrigeração opera com compressores de centrífuga, condensadores, economizadores e evaporadores para produzir o frio exigido.

5.2.2.4 Equipamentos adicionais

Uma planta de absorção de CO_2 requer um gás a uma temperatura por volta de 45°C e com uma concentração de SO_2 não maior a 10 ppmv (DOE/NETL, 2010).

- O dessulfurizador adicional

Especialmente a MEA, que é uma amina primária, é facilmente degradada na presença de SO_2 e O_2 pela formação de subprodutos irreversíveis, reduzindo a capacidade de absorção da amina e tornando difícil a sua recuperação (STRAZISAR *et al*., 2001). Portanto, torna-se importante a adição de equipamentos adicionais de purificação de gás. Trata-se normalmente de um lavador que utiliza um solvente de soda caustica de 20 %. Este tipo de lavador é aplicado com sucesso em várias indústrias no mundo inteiro e atinge eficiências de remoção até 95 % (DOE/NETL 2010). O *polisher* pode ou ser instalado como compartimento da torre onde é realizada a dessulfurização principal, ou ser instalado como torre separada.

- Unidade de resfriamento

A absorção química é um processo cujo equilíbrio é determinado pela temperatura, dado que a solubilidade de CO_2 no solvente aumenta com a redução da temperatura[15]. Portanto, o exausto deve ser arrefecido para as temperaturas convenientes

[15] De outro lado, o transporte das moléculas do gás para o solvente é facilitado com o aumento da temperatura. Ademais, quanto menor a temperatura na absorção, maior o consumo de energia na etapa da regeneração, em que o solvente precisa ser aquecido até a temperatura em que o CO_2 é transmitido novamente para a fase de gás. Existe, então, um ótimo de temperatura, que se determina pela solubilidade e por mecanismos de transporte e consumo de energia.

para o processo de absorção. O gás é normalmente resfriado com um *cooler* de contato direto, que é uma coluna recheada onde o gás é resfriado através do contato intenso com uma corrente reciclada de água (RAYNAL *et al*. 2011, REDDY *et al*, 2003).

- Ventilador adicional

Um ventilador adicional é necessário para superar a queda de pressão que é provocada pela unidade de absorção. Este ventilador adiciona a pressão de cerca de 0,15 bar à corrente do exausto (RAYNAL *et al*, 2011, DOE/NETL 2010).

5.3 Modelagem da UTE com unidade de captura de carbono

5.3.1 Integração da unidade de captura de carbono na planta

Como mencionado na seção precedente, a captura de carbono por absorção química exige que o gás de exaustão entre na unidade de absorção com temperatura baixa e com baixa contaminação por SO_x e material particulado. Portanto, o lugar adequado para a inserção do processo é após as unidades de remoção de poluentes, como última unidade de tratamento antes da saída do gás pela chaminé (veja Figura 5-2).

O desempenho da UTE altera consideravelmente com a adição de uma planta de captura de carbono por absorção química. A descrição dos equipamentos da unidade na seção precedente evidencia que há um consumo adicional relevante de água e energia térmica e elétrica (veja Figura 5-3).

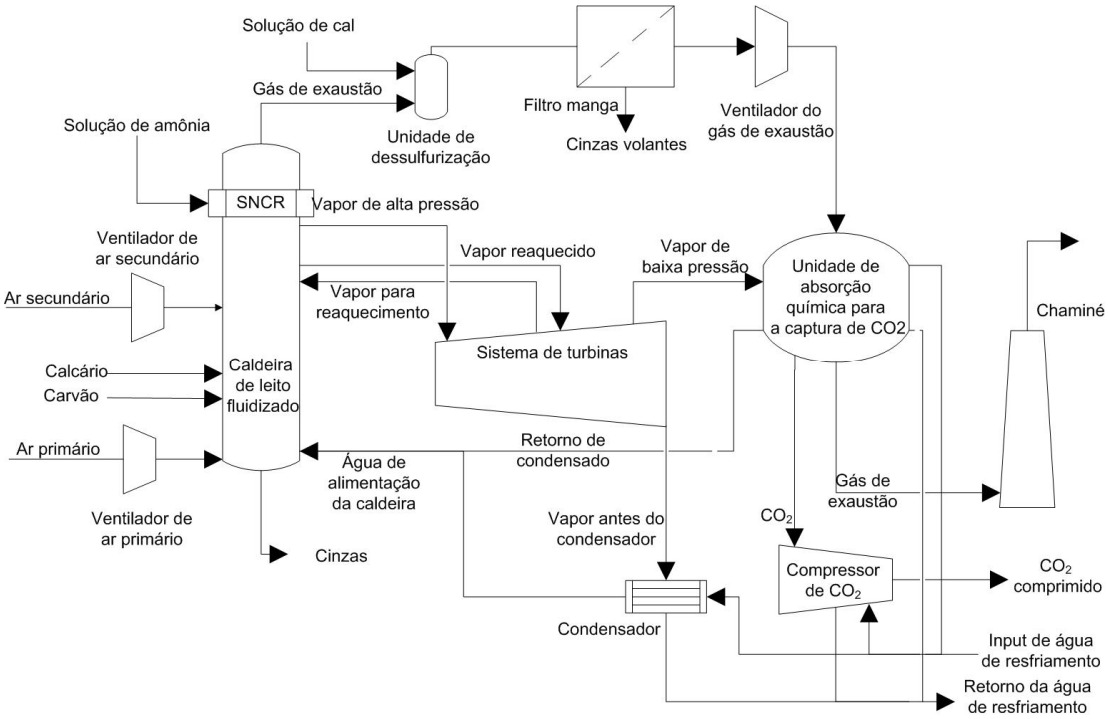


Figura 5-2: Fluxograma de uma UTE com caldeira de leito fluidizado em com captura de carbono por absorção química

Fonte: Elaboração própria

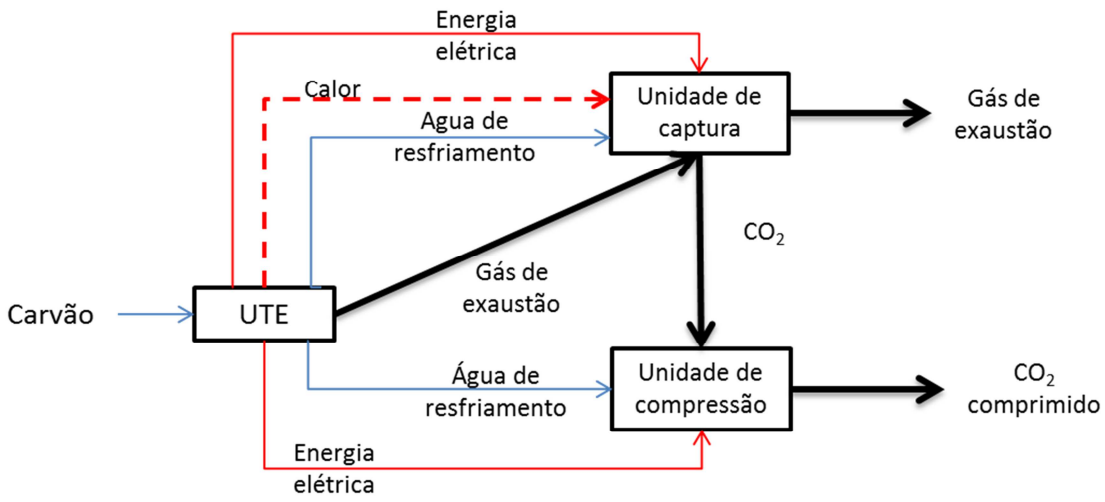


Figura 5-3: Integração energética da UTE, da planta de absorção química e da unidade de compressão,

Fonte: Elaboração própria

Para a simulação da UTE com captura de carbono, os seguintes pressupostos foram adotados com relação à integração da unidade de captura de carbono:

- Aquecimento do Reboiler e do Reclaimer

A maior parte da penalidade energética provocada por uma unidade de captura de carbono por absorção química se deve ao consumo de energia térmica para a regeneração do solvente no *reboiler* e *reclaimer*, ou seja, nas unidades onde o solvente é regenerado. No *reboiler*, a energia é consumida pelo aquecimento e pela evaporação parcial do solvente, durante o qual o CO_2 é liberado do solvente. No *reclaimer*, o solvente é completamente evaporado, para separar sais e outros contaminantes não voláteis do solvente. Porém, como a corrente, que passa pelo *reclaimer*, é muito menor que a carga que passa pelo *reboiler*, o *reboiler* apresenta um consumo mais relevante.

Existem duas opções para o fornecimento do calor à unidade de regeneração (ROCHEDO 2011):

- A extração de vapor de baixa pressão do ciclo a vapor
- Aplicação de uma caldeira adicional de gás natural

Na opção da extração de vapor, vapor de baixa pressão é extraído do ciclo a vapor. A condição, ou seja, o nível de pressão e temperatura, em que ocorre a extração, é determinada pela demanda de calor na unidade de regeneração. A extração de vapor leva a uma diminuição da capacidade de geração de energia elétrica. Para minimizar a perda de capacidade de geração no ciclo a vapor, as turbinas de baixa pressão devem ser projetadas para a operação com extração de vapor, isto é, para um volume menor de vapor (ROCHEDO 2011).

A alteração do sistema de turbinas pode ser evitada através do uso de gás natural para a geração do calor demandado. Todavia, uma UTE com este sistema apresenta uma eficiência líquida menor quando comparada com uma UTE com extração de vapor de baixa pressão (CMU 2012). O desempenho de um sistema de gás natural poderia ser melhorado quando se adiciona uma unidade de geração de energia elétrica, aproveitando, assim, melhor a energia contida no gás. Conforme CMU (2012), a eficiência líquida de uma UTE com tal sistema supera a eficiência líquida de uma planta que atende a demanda por calor pela extração de vapor da turbina a vapor de baixa pressão. Todavia, essas análises foram realizadas sob o pressuposto que o CO_2 gerado

pelo gás natural não seria capturado. Desta forma, essas plantas apresentam maiores emissões de CO_2 que plantas que usam a extração de vapor.

A principal desvantagem deste sistema, contudo, consiste no alto custo de operação devido ao preço do gás natural. No Rio Grande do Sul, o preço de gás natural para grandes consumidores é indicado como aproximadamente 30 R$/GJ. O preço médio do carvão, por outro lado, pode ser assumido como 5 R$/GJ. Assim, em regiões onde há tamanha discrepância entre os preços de gás e carvão natural, a operação de uma planta que aplica a opção da extração de vapor se mostra muito mais vantajosa economicamente. Portanto, para este estudo, esta opção tecnológica foi assumida para a simulação de UTEs com captura de carbono.

- Arrefecimento

O sistema de água de arrefecimento auxiliar é um sistema fechado, que fornece água de arrefecimento para os diferentes processos das instalações da planta de captura de carbono. A água de arrefecimento é fornecida pelo sistema da UTE para o DCC, o trocador de calor do solvente químico regenerado, o resfriamento intermediário do absorvedor, o resfriamento dos condensadores de refluxo e o resfriamento do resíduo do *reclaimer*. A água aquecida volta para a UTE e pode ser utilizada para o pré-aquecimento dá água de alimentação da caldeira.

Em UTEs com sistemas de resfriamento úmido, a quantidade de água de resfriamento precisa ser adaptada à nova demanda. De um lado, a quantidade demandada no condensador do ciclo a vapor é reduzida, devido à extração de vapor de baixa pressão. A unidade de captura de CO_2, por outro lado, gera uma demanda adicional por água de resfriamento.

Em UTEs, onde a água do ciclo a vapor é condensada num sistema seco, a adição de uma unidade de captura de carbono implica a adição de um sistema auxiliar de resfriamento. Isto ocorre porque uma unidade de captura de carbono exige processos de resfriamento em várias operações, tais como o resfriamento do solvente químico e do gás de exaustão antes da entrada na coluna de absorção, o resfriamento intermediário da coluna de absorção e o compressor de CO_2. A realização desses processos de resfriamento com sistemas secos aumentaria de forma significativa a complexidade, o custo e a demanda por espaço da planta (ZHAI & RUBIN 2010). Dados com relação à

realização de um sistema de resfriamento seco de uma unidade de absorção química não foram encontrados na literatura científica.

Assim, foi assumido um sistema auxiliar que consiste num sistema de ciclo fechado com torre úmida, considerando que UTES com sistemas com resfriamento seco operam em regiões de baixa disponibilidade hídrica. Note que a capacidade do sistema de resfriamento seco pode ser reduzida consideravelmente nestes casos, devido à extração de vapor.

- Energia elétrica

Energia elétrica é demandada por ventiladores e bombas necessárias no processo de absorção e por compressores para a compressão do CO_2. Assim, as cargas internas da UTE aumentam consideravelmente com a adição de uma unidade de captura de carbono.

5.3.2 A eficiência elétrica da UTE com sistema de captura de carbono

A integração de um sistema de captura de carbono por absorção química reduz de forma significativa a eficiência líquida de uma UTE, devido à alta demanda por energia dos equipamentos do sistema. As alterações de eficiência ocorrem por alterações do desempenho do ciclo a vapor e pelo aumento da carga interna (veja Figura 5-4). A adição de unidades de captura de carbono reduziria, portanto, o potencial termelétrico estimado.

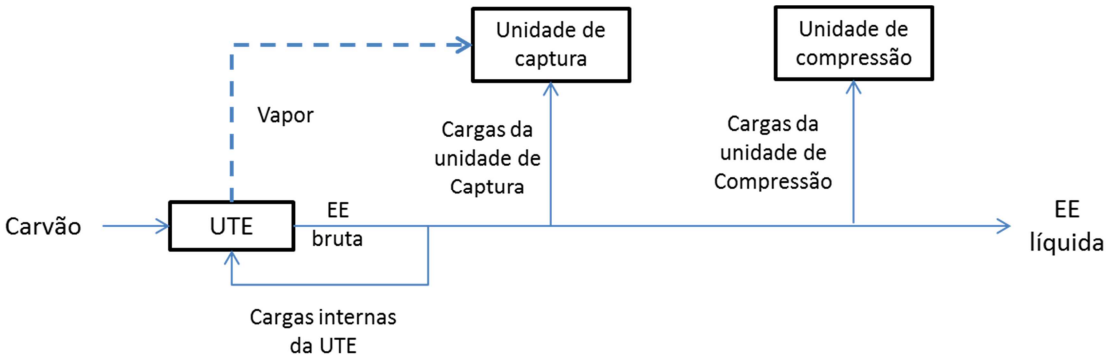


Figura 5-4: Demanda de Energia em unidades de captura de carbono por absorção química

Fonte: Elaboração própria com base em (GOTO *et al*, 2013)

5.3.2.1 Eficiência do ciclo a vapor em UTEs com captura de CO_2

O ciclo a vapor modelado na seção 3.2.4 precisa ser alterado para levar em conta o vapor que é extraído para o suprimento da unidade de captura de carbono. A penalidade energética que resulta dessa extração depende da quantidade que precisa ser extraída e das condições em que acontece a extração. Essa, por sua vez, depende da quantidade de calor que é demandada na unidade de regeneração do sistema de absorção química.

Neste estudo foi assumida uma temperatura de 140°C no reboiler da coluna de regeneração (OEXMANN 2011). A extração de vapor para fornecer o calor demandado ocorre a um nível de pressão de 5 bar, pois essa condição de vapor minimiza a penalidade energética (LIEBENTHAL *et al*. 2011). As condições de vapor na extração da turbina e no ponto de retorno para o ciclo a vapor são indicadas na tabela Tabela 5-3.

Tabela 5-3: Condições de vapor na extração na extração e no retorno para o ciclo de vapor

		Condição no ponto de extraçao	Condição após unidade de absorção química
p	Mpa	0,51	0,49
T	°C	292	151
h	kJ/kg	2747,84	636,75

Fonte: Elaboração própria com base em DOE/NETL (2011)

Através da redução da entalpia específica do vapor e da quantidade de calor que é demandada pela unidade de regeneração do solvente, pode-se determinar a quantidade de vapor que precisa ser extraída. A demanda por calor de processo de regeneração do solvente depende do solvente. Como indicado na seção 5.2.1, um processo de absorção por MEA 7m (30% p/p) foi assumido para este estudo. ROCHEDO (2011) discute detalhadamente origens e valores da demanda energética de regeneração. A energia de regeneração foi assumida em 3.550 kJ/kg CO_2 capturado (DOE/NETL, 2011). A partir destes dados calcula-se a quantidade de vapor que é extraída através da Eq 11.

$$m_{V_e} = f_{CO2} \cdot m_{CO2} \cdot E_{CCS} \cdot \frac{1}{\Delta h_{e_5bar}} \qquad \text{Eq 11}$$

m_{V_e}	Quantidade de vapor que é extraída do ciclo a vapor para suprir a demanda de calor na unidade de captura de carbono
f_{CO2}	Fração de CO_2 que é retirada do gás de exaustão
m_{CO2}	Corrente de CO2 no gás de exaustão em kgCO2/kgcombustível
E_{CCS}	Demanda específica de energia térmica da unidade de captura de carbono em kJ/kgCO2

O diagrama T-S do ciclo a vapor com extração de vapor é visualizado na Figura 5-5. Como mencionado acima, a extração de vapor ocorre a uma pressão de 5 bar. Os dados utilizados para a simulação são indicados na Tabela 5-4.

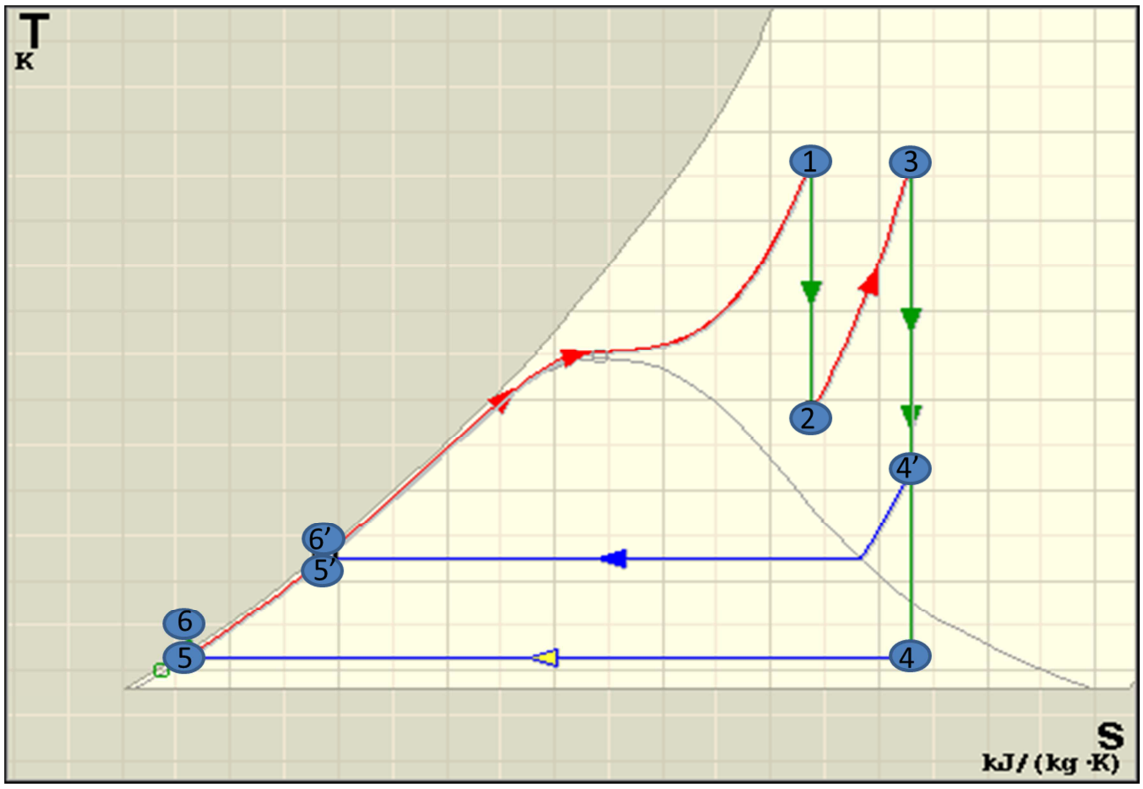


Figura 5-5: Diagrama T-S do ciclo a vapor com extração de vapor

Fonte: Termograf

Tabela 5-4: Dados dos ciclos a vapor com extração de vapor

	Ciclo aberto			Torre úmida (η = 47,27%)			Torre seca (η = 45,35%)		
	P	T	h	P	T	h	P	T	h
	bar	K	kJ/kg	bar	K	kJ/kg	bar	K	kJ/kg
1	242,30	866	3476,31	242,30	866	3476,31	242,30	866	3476,31
2	45,00	588	2985,06	45,00	588	2985,06	45,00	588	2985,06
3	45,00	866	3653,08	45,00	866	3653,08	45,00	866	3653,08
4’	5,00	528	2970,94	5,00	528	2970,94	5,00	528	2970,94
5’	5,00	425	647,21	5,00	425	647,21	5,00	425	647,21
6’	242,30	429	673,03	242,30	429	673,03	242,30	429	673,03
4	0,08	315	2283,97	0,06	309	2243,56	0,14	325	2350,25
5	0,08	315	175,32	0,06	309	149,97	0,14	325	217,54
6	242,30	317	199,66	242,30	311	199,66	242,30	327	199,66

Fonte: Elaboração própria com base na simulação no software Termograf

Para considerar as alterações na eficiência do ciclo a vapor, que ocorrem devido à extração de vapor, a equação Eq 4 é modificada conforme indicado na equação Eq 12.

$$\eta_C = \frac{(h_1 - h_2) + (h_3 - h_4) + (1 - f_{V_e}) \cdot (h_5 - h_6) + f_{V_e} \cdot (h_5' - h_6')}{(1 - f_{V_e}) \cdot (h_1 - h_6) + f_{V_e} \cdot (h_1 - h_6') + (h_3 - h_2)} \qquad \textbf{Eq 12}$$

f_{V_e} Fração de extração de vapor (veja Anexo 2)

As eficiências do ciclo com extração de vapor atingem 40,26% para um sistema de resfriamento aberto, 40,66% para um sistema de resfriamento fechado com torre úmida e 39,58% para um sistema de resfriamento fechado com torre seca.

5.3.2.2 Consumo parasítico e eficiência líquida da planta

O consumo interno de uma UTE com unidade de captura de carbono aumenta o consumo interno de energia de forma significativa, devido ao equipamento adicional da unidade e ao aumento da demanda por resfriamento. O consumo interno adicional foi definido conforme dados publicados em estudos do NETL (CMU 2012, DOE/NETL 2011). Os resultados são indicados na Tabela 5-5. A modelagem do consumo parasítico é descrita com mais detalhe no Anexo 2. Os números evidenciam que o principal aumento da carga interna ocorre devido à operação de compressor de CO_2.

Subtraindo o consumo parasítico da eficiência bruta da planta, obtém-se eficiências líquidas de 30,13% para o cado de resfriamento em ciclo aberto, 29,86% para casos de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida e 28,84% para casos de resfriamento em sistemas híbridos de ACC e torre úmida. Em comparação com plantas sem captura observa-se uma redução de 8,73 pontos percentuais para sistemas com resfriamento em ciclo aberto. Plantas com resfriamento em ciclo fechado sofreriam uma redução de eficiência de 9,13 pontos percentuais e plantas com resfriamento fechado e resfriamento híbrido de 8,33 pontos percentuais. Isto corresponde com uma penalidade energética de aproximadamente 23% para os três casos.

Esses dados condizem com dados encontrados na literatura científica. OEXMANN (2011), por exemplo, relata uma redução de eficiência de 9,57 pontos percentuais para um processo de captura de 90% com 7m MEA e uma compressão do CO_2 até 110 bar. PAGE *et al*. (2009) realizou uma revisão abrangente de literatura para identificar a faixe de valores indicados para a penalidade energética. No estudo foi identificado uma faixe de 9,2 a 12,3 pontos percentuais para a aplicação da absorção química por MEA em plantas novas (PAGE *et al*. 2009).

Tabela 5-5: Consumo interno de energia em UTEs com captura de carbono e diferentes sistemas de resfriamento (% da geração bruta)

	CA	TU	ACC/TU
Transporte e armazenamento de combustível	0,137	0,136	0,139
Pulverizadores de carvão	0,037	0,037	0,038
Transporte e armazenamento $CaCO_3$	0,063	0,062	0,064
Transporte e armazenamento de cinzas	1,500	1,485	1,525
Ventiladores de ar primário	0,788	0,781	0,802
Ventiladores de ar secundário	0,216	0,214	0,220
Ventilador induced draft	1,430	1,412	1,450
Filtro manga	0,171	0,170	0,174
SNCR	0,007	0,007	0,007
Preparaçao de slurry de CaO	0,003	0,003	0,003
Lime Spray Dryer	0,188	0,186	0,191
Equipamento auxiliar da turbina a vapor	0,065	0,065	0,065
Outros equipamentos da caldeira	0,323	0,323	0,323
Perdas em transformadores	0,296	0,296	0,296
Unidade de captura de CO_2	2,950	2,920	3,000
Compressor de CO_2	6,316	6,253	6,423
Bomba de condensado	0,077	0,076	0,078
Bombas de água de resfriamento (TU)*	0,000	1,071	0,637
Ventilador da torre úmida (TU)	0,000	0,678	0,404
Ventilador do ACC (ACC)**	0,000	0,000	0,992
Total	**14,563**	16,173	16,831

Fonte: Elaboração própria

5.3.3 Uso e consumo de água

Unidades de captura de carbono interferem com a demanda por água, o que se deve principalmente à alteração da demanda por resfriamento. De um lado, há uma redução na demanda por resfriamento no condensador, devido à extração de vapor. De outro lado, surge uma demanda adicional por resfriamento na unidade de captura de carbono que leva, no total, a um aumento da demanda por água de resfriamento. A Tabela 5-6 e a Tabela 5-7 mostram o uso e consumo de água em UTEs com sistema de captura de carbono.

Tabela 5-6: Uso de água na operação de UTEs com captura de carbono e com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	ACC/TS
Ciclo a vapor	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,18	0,18	0,18
Dessulfurização	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,07	0,07	0,07
Captura de CO_2	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,14	0,14	0,14
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	121,19	3,85	2,23
Total	$kg_{água}/kg_{comb.}$	121,59	4,25	2,63

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5-7: Consumo de água na operação de UTEs com captura de carbono com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	ACC/TS
Dessulfurização	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,07	0,07	0,07
Captura de CO_2	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,09	0,09	0,09
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,00	2,89	1,68
Total	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,16	3,06	1,84

Fonte: Elaboração própria

Comparando os números de um sistema com captura de carbono com aqueles de um sistema sem captura de carbono nota-se um aumento de 25% no uso de água em sistemas de ciclo aberto e 29% em sistemas de ciclo fechado com torre úmida (se referindo ao uso em $kg_{água}/kg_{carvão}$).

Já em sistemas de resfriamento com ACC, ocorre um aumento ainda muito mais significante, dado que este sistema seria transformado num sistema híbrido, onde somente o resfriamento do condensador continua sendo realizado com ACC (como já mencionado na seção 5.3.1). Assim, a adição de uma unidade de captura de carbono

aumentaria o uso de água por aproximadamente 10 vezes em UTEs projetadas com ACC.

A Tabela 5-8 mostra o uso e consumo de água que seriam provocados por uma planta com capacidade líquida de 500 MW. A demanda de água chegaria em 934,75 m³/min para sistemas abertos de resfriamento. Esta demanda se reduziria para 32,93 m³/min, alterando o sistema de resfriamento para um ciclo fechado com torre úmida. O consumo de água, por sua vez, aumentaria de 1,26 para 23,71 m³/min. A aplicação de sistemas híbridos com ACC mostram um uso e consumo de água que chega a aproximadamente 60% do uso e consumo de água em sistemas de torre úmida, o que evidencia que a demanda de resfriamento na unidade de captura de carbono supera a demanda do condensador.

Tabela 5-8: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	TS
Uso de água	m³/min	934,75	32,93	21,10
Consumo de água	m³/min	1,26	23,71	14,78

Fonte: Elaboração própria

Os resultados dessa análise evidenciam que as restrições de instalação de UTEs por disponibilidade de água precisam ser reavaliadas quando se cogita a aplicação de sistemas de captura de carbono, dado que a unidade de captura de carbono por absorção química provoca um uso e consumo adicional relevante em todas as opções disponíveis de resfriamento.

5.4 Potencial termelétrico ajustado

5.4.1 Consideração da redução de eficiência líquida

A modelagem de uma UTE com captura de carbono de 90%, descrita na seção precedente, indica a redução de eficiência que uma unidade de captura por absorção química provocaria. Utilizando tal tecnologia, a eficiência da planta seria reduzida em 8 – 9 pontos percentuais, causando uma penalidade energética de 22% - 23%. Essa penalidade energética se reflete no potencial termelétrico. Assim, se unidades de captura de carbono forem adicionadas ao parque termelétrico definido no capítulo precedente, o

potencial termelétrico seria também reduzido em 23 %, de 8.125 MW para 6.218 MW. Os dados do potencial reduzido são listados na Tabela 5-9.

Tabela 5-9: Redução da capacidade do parque de UTEs devido à adição de unidades de captura de carbono via absorção química com aminas

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termeletrico sem captura de carbono (MW)	Potencial termeletrico com Captura de carbono (MW)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	OT	2.292	1.777
Butiá, Minas de Leão	WCT	1.410	1.080
São Sepé	DCT	94	73
Cachoeira do Sul	WCT	649	497
Candiota	DCT	3.619	2.808
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	WCT	60	46
		8.125	6.281

Fonte: Elaborção própria

5.4.2 Consideração da disponibilidade de água

Esta reavaliação do potencial termelétrico ainda não levou em consideração o aumento do uso e consumo de água. Este pode comprometer a possibilidade de instalação de UTEs e reduzir, desta maneira, ainda mais o potencial do parque termelétrico.

5.4.2.1 Disponibilidade de água para sistemas de resfriamento em ciclo aberto

A verificação de eventuais restrições pela disponibilidadede de água para plantas com captura de carbono foi realizada conforme a metodologia aplicada na seção 4.4. Para plantas de 500 MW líquidos com resfriamento em ciclo aberto, o uso de água aumenta de 578 m³/s para 935 m³/s. Para atender esta demanda por água, a vazão Q_{95} do corpo hídrico deve acompanhar este aumento, disponibilizando, no mínimo, 78 m³/s. As bacias que foram identificadas como apropriadas para comportar UTEs com resfriamento em ciclo aberto com captura de carbono foram as bacias do Baixo Jacuí com 152 m³/s e Lago Guaíba com 174 m³/s. Igual ao caso de UTEs sem captura de carbono (veja seção 4.4.3), a vazão da bacia do Baixo Jacuí precisa ser analisada mais detalhadamente para averiguar a partir de que altura a vazão da bacia comporta água o suficiente para atender uma UTE com sistema de resfriamento em ciclo aberto. A análise realizada na seção 4.4.3 mostrou que UTEs com ciclo aberto poderiam ser

instaladas a partir do desemboque da bacia Taquari-Antas, onde a vazão acumulada Q_{95} das bacias a jusante da bacia do Baixo Jacuí atinge 79,7 m³/s (veja dados indicados na Tabela 4-5).

Uma vazão Q_{95} de 79,7 m³/s seria suficiente para atender a demanda de água de uma UTE com unidade de captura de carbono. Assim, o aumento da demanda por água não leva a alterações na delimitação da região apta para a instalação de sistemas com resfriamento em ciclo aberto. Ou seja, nas jazidas localizadas nos municípios Triunfo, Charqueadas e Guaíba (indicadas em vermelho no mapa na Figura 4-8) podem ser utilizadas em UTEs com resfriamento em ciclo aberto, mesmo quando essas UTEs forem operadas com unidades de captura de carbono.

5.4.2.2 Disponibilidade de água para sistemas de resfriamento em ciclo fechado

As áreas que foram identificadas como apropriadas para a instalação de UTEs com resfriamento em ciclo fechado também precisam ser reavaliadas, especialmente com relação às regiões que foram identificadas para o uso de sistemas de resfriamento seco. Com efeito, em UTEs com unidades de captura de carbono, sistemas de resfriamento seco são transformados em sistemas híbridos onde é acrescentado um sistema de arrefecimento úmido para o processo de captura de carbono. Desta forma, num parque de UTEs com captura de carbono, não existe a possibilidade de reduzir uso e consumo de água da mesma forma que em UTEs sem captura de carbono.

Áreas que foram definidas para a instalação de UTEs com sistemas de resfriamento seco são representadas por bacias cuja capacidade de suporte, com relação a uso e consumo de água, se encontra esgotada. Assim, o aproveitamento do carvão nestas áreas não pode ocorrer com sistemas de captura de carbono como modelados neste estudo. Vale ressaltar que a alta demanda por água é uma característica específica da captura por absorção química. Há uma série de opções tecnológicas em desenvolvimento que apresentam uma demanda por água muito menor que a absorção química, por não demandar água de resfriamento (CMU 2012, OLAJIRE 2010, MONDAL 2012).

O potencial para a aplicação de sistemas com resfriamento úmido pode ser avaliado conforme a metodologia adotada na seção 4.5. Tabela 5-10 indica a capacidade de suporte ajustada das bacias hidrográficas para termelétricas com captura de carbono e sistemas de refriamento úmido em ciclo fechado. Notam-se reduções do potencial nas

bacias Caí, Pardo, Tramandaí e Negro. Todavia, essas alterações não mudam o resultado final de forma relevante: as reservas de carvão nas proximidades da bacia do Negro consistem na jazida de Candiota, onde sistemas de resfriamento com torre seca foram projetados, devido à escassez de água na região. As jazidas nas proximidades da bacia Tramandaí pertencem à região de Santa Terezinha e Morungava/Chico Lomã, cujas reservas não são classificadas como lavráveis. As bacias Pardo e Caí encontram-se a montante da bacia do Baixo Jacuí. Esta bacia continua, mesmo considerando UTEs com captura de carbono e sistemas e resfriamento úmido, com uma capacidade de atender mais de 4000 MW. E, como as reservas de carvão estão localizadas na bacia do Baixo Jacuí, assumiu-se que a restrição da capacidade de suporte das bacias Pardo e Caí não restrinja a disponibilidade de água para UTEs na região.

Portanto, mesmo que haja um aumento no consumo de água, não há uma redução efetiva do potencial termelétrico que poderia ser instalado com sistemas fechados de resfriamento com torre úmida.

Tabela 5-10: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para termelétricas com captura de carbono com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida

Bacia hidrográfica	Capacidade adicional (MW)	B1	B2	B3
Gravataí	0	7,1%	56,9%	51,0%
Sinos	0	5,0%	58,4%	15,5%
Caí	3300	5,0%	72,8%	14,1%
Taquari - Antas	4000	1,4%	20,1%	4,2%
Vacacaí - Vacacaí Mirim	0	4,2%	123,7%	43,4%
Baixo Jacuí	4000	1,2%	14,2%	8,6%
Lago Guaíba	4000	0,6%	6,5%	2,6%
Pardo	3000	4,0%	80,0%	16,4%
Tramandaí	700	5,0%	10,4%	12,6%
Litoral Médio	0	10,0%	20,7%	39,1%
Camaquã	4000	2,7%	50,4%	20,7%
Mirim - São Gonçalo	0	5,7%	98,3%	42,2%
Negro	300	2,3%	79,2%	16,9%

Bacia em Situação crítica Situação de alerta Situação confortável

Fonte: Elaboração própria

5.4.2.3 Disponibilidade de água para sistemas híbridos de resfriamento

Todas as bacias cujo potencial é indicado como zero não podem comportar usinas termelétrica com sistemas úmidos de resfriamento. Todavia, as plantas

modeladas com captura de carbono sempre operam com sistemas ciclo fechado com torre úmida. Portanto, nestas bacias não há potencial para a instalação de UTEs com captura de carbono.

5.4.3 Resumo do potencial e emissões de CO_2 resultantes

Sem considerar as restrições dadas pela disponibilidade de água, o potencial do parque de UTEs com sistemas de captura de carbono chegaria em 6.281, o que significa uma redução de 23 % com relação ao caso base. As emissões de CO_2 derivadas da operação deste parque são reduzidas em 90%, quando comparadas ao caso base. Com relação às emissões específicas do parque foi encontrado o valor de 105 kg_{CO2}/MWh, o que representa uma redução de 87% com relação ao caso base.

Tabela 5-11: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono negligenciando restrições pela disponibilidade de água

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termelétrico (MW)	Emissões esp. de CO_2 (kg/MWh)	Emissões totais (Mt/a)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	CA	1.777	102	0,96
Butiá, Minas de Leão	TU	1.080	103	0,59
São Sepé	SH	73	107	0,04
Cachoeira do Sul	TU	497	103	0,27
Candiota	SH	2.808	107	1,58
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	TU	46	103	0,03
Total		6.281		3,45

Fonte: Elaboração própria

Todavia, em áreas que não suportam sistemas de resfriamento úmido, unidades de caputra de carbono não podem ser instaladas. Para considerar essa restrição, dois cenários foram desenvolvidos. O cenário CCS 90% (0) considera que o potencial termelétrico nas áreas com escassez de água seria zerado. Já o cenário CCS 90% (ACC) parte do pressuposto de que, em áreas com escassez de água, UTEs sem captura de carbono seriam instaladas. Os resultados para os parques termelétricos para estes dois cenários estão indicados na Tabela 5-12 e Tabela 5-13.

Tabela 5-12: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono incluíndo restrições pela disponibilidade de água

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termeletrico (MW)	Emissões esp. de CO2 (kg/MWh)	Emissões totais (Mt/a)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	OT	1.777	102	0,96
Butiá, Minas de Leão	WCT	1.080	103	0,59
São Sepé	SH	0	107	0,00
Cachoeira do Sul	WCT	497	103	0,27
Candiota	SH	0	107	0,00
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	WCT	46	103	0,03
Total		3.400		1,84

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5-13: Desempenho de um parque de UTEs com sistemas de captura de carbono incluíndo restrições pela disponibilidade de água

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termelétrico (MW)	Emissões esp. de CO2 (kg/MWh)	Emissões totais (Mt/a)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	CA	1.777	102	0,96
Butiá, Minas de Leão	TU	1.080	103	0,59
São Sepé	ACC	94	829	0,41
Cachoeira do Sul	TU	497	103	0,27
Candiota	ACC	3.619	829	15,77
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	TU	46	103	0,03
Total		7.114		18,02

Fonte: Elaboração própria

No cenário CCS 90% (0), o potencial do parque elétrico será reduzido por 52%. Assim, a redução de emissão com relação ao caso base chega a 95%. As emissões específicas desse parque foram identificadas como 103 kg_{CO2}/MWh. Já no cenário CCS 90% (ACC), a redução do potencial chega somente a 12% e a redução das emissões de CO_2 a 48%. As emissões específicas chegariam a 482 kg_{CO2}/MWh, representando uma redução de 40% com relação ao caso base.

6 Alternativa para mitigação de emissões de CO_2 - A co-combustão com biomassa

Na seção precedente foi realizada a avaliação de um parque termelétrico que considera a aplicação de unidades de captura de carbono para a redução de emissões de CO_2. Foi identificado que a aplicação mandatória de tais sistemas levaria a uma redução significativa do potencial termelétrico, dado que UTEs com captura não podem ser instaladas em regiões de escassez de água. Ou seja, as reservas de carvão, localizadas em regiões de estresse hídrico, não seriam aproveitadas.

Outro cenário apresentado nos resultados da análise precedente consiste num parque que aproveita as reservas de todas as regiões e aplica unidades de captura de carbono somente nas regiões onde há disponibilidade hídrica. Desta forma a redução de emissão do parque chegaria a 48%, pressupondo que seja aplicada uma redução de 90% nas regiões que permitem a instalação de unidades de captura. Ou seja, o potencial de remoção de CO_2 deste parque seria muito menor.

Uma alternativa tecnológica para um parque com um potencial reduzido de remoção consiste no parque que aplica a co-combustão de biomassa. A combustão de biomassa é considerada neutra em emissões de CO_2, pois o CO_2 liberado no processo de combustão foi retirada da atmosfera através de fotossíntese durante o cultivo da biomassa. UTEs que operam a base de uma mistura de carvão e biomassa atingem, desta maneira, uma captura virtual de carbono.

O nível de captura em projetos de co-combustão é limitado pela fração máxima de biomassa que pode ser adicionada, que, por sua vez, depende de fatores técnicos de combustão e pela disponibilidade de biomassa. Os fatores técnicos se referem aos equipamentos de combustão, dado que a biomassa apresenta propriedades de combustão diferentes das do carvão. Limites de disponibilidade de biomassa são dados por fatores econômicos e fatores ambientais, que se referem à sustentabilidade do cultivo da biomassa.

O objetivo desta seção consiste na avaliação do desempenho de um parque termelétrico no RS que utilize a co-combustão como medida de redução de emissão de CO_2. Primeiramente é identificado qual biomassa se mostra adequada para o uso no RS, quais os limites técnicos na co-combustão e quais os limites de disponibilidade desta biomassa. O modelo de UTE é adaptado para a simulação da operação com a mistura de

combustíveis. Os resultados da modelagem são finalmente utilizados para avaliar o potencial termelétrico para UTEs com co-combustão. Semelhantemente às avaliações precedentes, a disponibilidade de água é averiguada para a instalação de tal parque. Essa análise leva em consideração a redução da disponibilidade de água causada pelo cultivo de biomassa.

6.1 A co-combustão de biomassa como medida de mitigação de emissão

A biomassa representa uma das fontes renováveis de energia à qual é atribuída um potencial significativo de mitigação de emissões de CO_2 (IPCC 2011). Em UTEs a carvão que operam com co-combustão de biomassa atinge-se uma redução de emissões de CO_2, sem que haja a necessidade da adição de um processo real de captura do CO_2 que foi gerado durante a combustão. Conforme ETSAP/IRENA (2013) a emissão de 45 – 450 Mt/a de CO_2 poderia ser evitada se uma fração de 1 – 10% do carvão utilizado em UTEs for substituído por biomassa[16].

Para incentivar o uso da biomassa no setor elétrico, diversos países, especialmente na Europa, introduzirem políticas que incentivam a co-combustão de biomassa em UTEs a carvão (ETSAP/IRENA 2013). A capacidade total de geração de energia a partir de biomassa chegou a aproximadamente 62 GW no ano de 2010. Há variações fortes nas estimativas do potencial técnico de biomassa que pode ser destinada ao setor elétrico, que se devem principalmente a controvérsias com relação a usos concorrentes, área disponível e produtividade de cultivos (CHUM et al. 2011).

6.2 Definição do tipo de biomassa e da fração máxima de co-combustão

6.2.1 Biomassas observadas neste estudo

O potencial de biomassa para o caso aqui estudado se divide em duas categorias principais: resíduos de atividades agrícolas ou industriais e plantações especialmente para fins energéticos. O potencial de biomassas residuais depende das atividades de agricultura e silvicultura e diversas indústrias como indústria de móveis ou celulose. O

[16] Essa análise parte do pressuposto que as emissões de CO_2 que ocorrem devido a disponibilização da biomassa sejam negligenciáveis; emissões de CO2 de UTS a carvão foram assumidas como 95 kg/GJ.

potencial de biomassas energéticas se dá pela disponibilidade de áreas aráveis adequadas.

O sul do Brasil tem um grande potencial de biomassa pela fartura de água, temperatura, solos férteis, grandes áreas não cultivadas e tecnologia agroflorestal já desenvolvida. A aplicação de resíduos é uma opção interessante, sendo um combustível de baixo custo ou custo zero. Na região sul há uma produção agrícola expressiva de cana de açúcar, soja, trigo e arroz e muita atividade na indústria moveleira.

Todavia, a avaliação do potencial de resíduos é um desafio complexo, tanto do potencial existente, quanto do potencial futuro, já que o suprimento de matéria-prima estaria condicionado à expansão das atividades agrícola, florestal e industrial. Da mesma forma, vale considerar que o aproveitamento de resíduos de cultivos agrícolas e florestais como fonte de insumos para geração de energia elétrica implica a remoção de uma importante fonte de nutrientes e matéria orgânica para o solo, o que não é interessante do ponto de vista econômico ou ambiental.

Por outro lado, o cultivo de espécies florestais (florestas ou plantações energéticas) com finalidade exclusiva de produção de biomassa destinada à geração de eletricidade cria uma perspectiva ambiental mais sustentável, sendo que o sistema de produção visa ao aproveitamento das toras e retorna resíduos culturais (galhos, folhas e ponteiros) para o solo.

Nesse contexto, a silvicultura dedicada à produção de biomassa especificamente para geração elétrica, ganha destaque, pois apresenta potencial para solucionar grande parte dos problemas citados (DIAS MÜLLER 2005):

- Homogeneidade do material: material genético uniforme, selecionado.
- Aumento da densidade energética espacial: a produção é concentrada em um local.
- Disponibilidade x distribuição espacial: é possível planejar a localização da produção de matéria-prima.
- Demanda x oferta: a produção de matéria-prima não está atrelada a nenhuma outra atividade. Portanto, a oferta depende tão somente do planejamento da produção florestal.
- Fertilidade do solo: o aproveitamento apenas do componente lenhoso permite que sejam deixadas no solo a galhada e a folhagem, havendo o retorno de quantidades significativas de nutrientes pelo processo de mineralização.

Devido às vantagens mencionadas, este estudo concentra seu foco na silvicultura para fins energéticos, isto é, no potencial de plantações de florestas em monoculturas. Deve-se ressaltar que o Brasil apresenta produtividades bastante superiores aos números apresentados pela maioria dos outros países que produzem madeira em quantidades expressivas, o que se deve às condições climáticas altamente favoráveis ao desenvolvimento de florestas plantadas de rápido crescimento. Conforme informações da Associação Brasileira de Florestas Plantadas – ABRAF (STCP 2010), plantações de Eucalipto apresentam a maior produtividade, chegando em 40,5 m^3/(ha.ano).

6.2.2 Limites técnicos do co-processamento – o comportamento das Cinzas

A co-combustão de diferentes combustíveis pode modificar sensivelmente algumas características de combustão. Algumas características são modificadas de forma aditiva e, portanto, fáceis de prever. Por exemplo, a quantidade de cinzas e o poder calorífico de uma mistura de dois combustíveis podem ser diretamente derivados dos dados dos combustíveis puros mediante a média ponderada. Outras características, porém, se modificam de forma menos previsível. O comportamento de cinzas e a reatividade de uma mistura de combustíveis podem se alterar através de interações complexas que os compostos de um combustível têm sobre o outro. Especialmente mudanças do comportamento das cinzas podem apresentar efeitos negativos sobre a operação de uma caldeira (PRONOBIS 2005). O comportamento de cinzas pode limitar as possibilidades de co-combustão, causando incrustações, erosão e, em caldeiras de leito fluidizado, a sinterização do leito. Tal comportamento depende principalmente da faixa de temperatura em que as cinzas passam da fase sólida para a fase líquida (SPLIETHOFF 2010). O amolecimento das cinzas torna suas superfícies grudentas e leva, assim, a três problemas principais para a operação de reatores de leito fluidizado: a sinterização de material do leito, provocando problemas de fluidização e homogeneidade do leito, a formação de incrustações e a erosão em superfícies da caldeira e da tubulação do gás de exaustão (SPLIETHOFF 2010).

O processo de aglomeração do leito provoca problemas de fluidização e homogeneidade do leito e ocorre por diferentes mecanismos de sinterização (veja Figura 6-1). O processo do *coating* ocorre quando álcalis, especialmente sódio e potássio,

passam para a fase gasosa e condensam no material do leito, cobrindo-o totalmente com uma fina camada grudenta. O outro processo consiste na fixação de partículas do leito em pontos determinados através de partículas de cinza amolecidas.

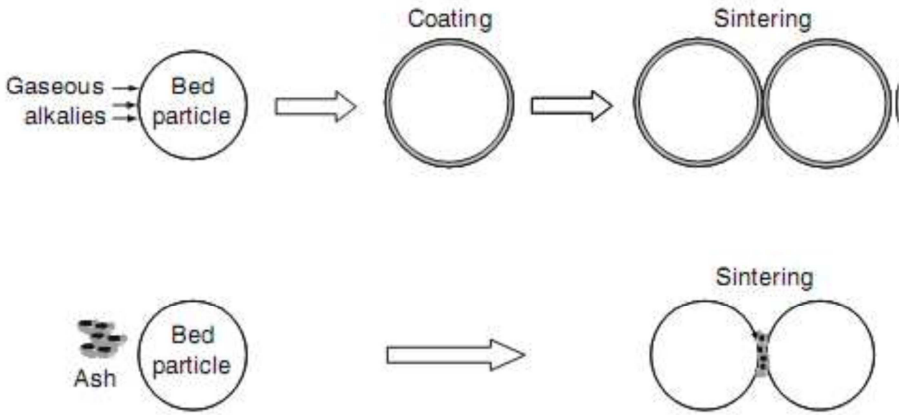


Figura 6-1: Processos de sinterização no leito fluidizado

Fonte: SPLIETHOFF (2010)

Além do fenômeno da aglomeração do leito há ainda a problemática das incrustações, principalmente provocadas por álcalis em interação com cloro. O cloro facilita a mobilidade de compostos inorgânicos, transportando álcalis para as superfícies das tubulações de trocadores de calor. A substituição do cloro por compostos de enxofre libera o cloro, que, por sua vez tem ação corrosiva. Portanto, atenção especial precisa ser dada não só aos álcalis e álcalis de terra, mas também aos teores de cloro e enxofre no combustível (GARCÍA-GALINDO *et al.* 2012).

As cinzas se formam a partir de material inorgânico presente no combustível em compostos orgânicos ou sais. Durante o processo de combustão, os componentes passam por processos de transformação. Especialmente a temperatura e a composição do gás de exaustão possuem um papel importante. Ferro, por exemplo, pode ocorrer como pirita (FeS_2), siderita (Fe_2CO_3) ou haematita (Fe_2O_3). Numa atmosfera oxidante, a pirita é convertida a Fe_2O_3 e SO_2, o Fe_2O_3 apresentando uma temperatura de amolecimento de 1566 °C. Numa atmosfera redutora, porém, são formados FeS, FeO e íons metálicos, apresentando temperaturas de amolecimento de 1195 °C e 1369 °C, respectivamente (SPLIETHOFF 2010). Portanto, o comportamento das cinzas depende

não só da composição do combustível, mas também das condições da combustão. Como a mistura de combustíveis pode alterar características relevantes da combustão, o comportamento de cinzas de misturas de combustíveis não é facilmente previsto.

Compostos típicos de cinzas e as respectivas temperaturas de amolecimento são relatados na Tabela 6-1. As temperaturas de amolecimento se encontram numa faixa muito ampla. Quase todos os compostos relatados apresentam uma temperatura de amolecimento acima de 1000 °C. Uma vez que a queima em leito fluidizado ocorre a temperaturas por volta de 900 °C, estes compostos não apresentam um risco para a operação da caldeira. Porém, alguns compostos de sódio e potássio, especialmente misturas eutéticas[17] destes elementos, apresentam temperaturas de amolecimento muito inferiores. Na Tabela 6-2 são listados exemplos de sistemas eutéticos com temperaturas de amolecimento extremamente baixas.

Tabela 6-1: Temperaturas de derretimento de compostos em caldeiras

Composto	Temperatura de derretimento [°C]
Sulfatos	
$CaSO_4$	1447
Na_2SO_4	884
K_2SO_4	1076
Sulfetos	
Na_2S	1175
K_2S	840
FeS	1195
FeS_2	1171
Óxidos	
MgO	2800
CaO	2570
Al_2O_3	2020
SiO_2	1723
Fe_2O_3	1566
FeO	1369

Fonte: Hein & Zelkowski apud SPLIETHOFF (2010)

[17] Misturas eutéticas consistem em misturas de elementos cuja temperatura de derretimento está inferior que as temperaturas de derretimento dos respectivos elementos puros.

Tabela 6-2: Misturas eutéticas com baixa temperatura de derretimento

Sistema	Temperatura de derretimento [°C]
Silicatos	
SiO_2- Al_2O_3- K_2O	750
SiO_2-CaO-Na_2O	725
SiO_2-CaO-K_2O	710
Compostos sulfúricos	
Na_2SO_4-NaCl	625
Na_2SO_4- $CaSO_4$	918
Na_2SO_4- $CaSO_4$- K_2SO_4	845-933
Na_2S-FeS	640

Fonte: Hein & Zelkowski apud SPLIETHOFF (2010)

Apesar das incertezas na estimativa de temperaturas de amolecimento de cinzas, foram introduzidos procedimentos de avaliação que se baseiam geralmente em índices determinados pela razão de componentes básicos e componentes ácidos. Os principais componentes básicos incluem ferro, metais alcalinos e alcalino-terrosos, enquanto os componentes ácidos são principalmente silício, alumínio e titânio.

Índices frequentemente relatados são o índice $R_{B/A}$, que coloca em relação os componentes básicos e ácidos das cinzas, o índice R_S para slagging, que ainda leva em conta o efeito do enxofre, e o índice R_F para fouling, que foca no teor de álcalis e alcalino-terrosos. A definição matemática desses índices é indicada nas equações Eq 13, Eq 14 e Eq 15 (SPLIETHOFF 2010, PRONOBIS 2005).

$$R_{\frac{B}{A}} = \frac{Fe_2O_3 + \mathrm{CaO} + \mathrm{MgO} + K_2\mathrm{O} + Na_2\mathrm{O}}{\mathrm{Si}O_2 + TiO_2 + Al_2O_3} \qquad \textbf{Eq 13}$$

$$R_S = R_{B/A} \cdot S \qquad \textbf{Eq 14}$$

$$R_F = R_{B/A} \cdot Na_2O \qquad \textbf{Eq 15}$$

O índice $R_{B/A}$ assume que componentes básicos diminuem a temperatura de fusão de cinzas, enquanto componentes ácidos a elevam. Carvões com $R_{B/A} < 0{,}5$ são considerados não problemáticos com relação a processos de *slagging* e *fouling*. Os índices R_S e R_F se baseiam na mesma correlação. Carvões com R_S e R_F> 0,6 podem se

apresentar problemáticos com relação a processos de slagging e fouling, respectivamente.

A aplicação destes índices para um caso de co-combustão de carvão rio-grandense e eucalipto é descrita a seguir, usando as características de combustível indicadas na Tabela 6-3).

Tabela 6-3: LHV, análise elementar e composição de cinzas de carvão ROM de Candiota e eucaliptus

Combustível	Carvão Candiota	Biomassa Eucaliptus
Umidade (% p/p)	11.4	30.0
LHV (MJ kg^{-1})	13.0	12.2
Análise elementar		
Cinzas, b.s. (%p/p)	52.9	0.9
Carbono, b.s.. (%p/p)	34.5	48.8
Hidrogênio, b.s.. (%p/p)	1.9	6.0
Nitrogênio, b.s. (%p/p)	0.5	n.a.
Enxofre, b.s. (%p/p)	2.0	0.0
Cloro b.s.(% p/p)	n.a	0.1
Oxigênio + Halogêneo b.s. (%)	7.8	44.2
Outros não definidos	0.4	-
Composição das cinzas		
Óxido de silício (SiO_2) (%)	65.5	2.8
Òxido de alumínio (Al_2O_3) (%)	21.5	0.27
Óxido de ferro (Fe_2O_3) (%)	7.1	0.94
Óxido de cálcio (CaO) (%)	0.8	59.47
Óxido de fósforo (P_2O_5) (%)	<0,1	3.53
Óxido de magnésio (MgO) (%)	0.54	5.79
Óxido de sódio (Na_2O) (%)	<0,5	3.4
Óxido de potássio (K_2O) (%)	1.9	10.67
Outros não definidos	2.7	13.1

*ROM Run of Mine

Fonte: PEREIRA GOMES *et al*. (2003); ZEVENHOVEN-ONDERWATER *et al*. (2001)

No caso do carvão, óxidos de silício e óxidos de alumínio, ou seja, cinzas ácidas, respondem por 87 % p/p das cinzas. Quanto às cinzas de eucalipto, o cálcio e o potássio possuem os papeis mais relevantes, indicando o caráter básico das cinzas. Portanto, a adição de eucalipto ao reator de combustão da termelétrica que processa carvão brasileiro significa a adição de compostos básicos a compostos ácidos, o que deve reduzir a temperatura de amolecimento das cinzas.

O índice $R_{B/A}$ do carvão ROM da mina Candiota resulta em 0,1, enquanto o índice para eucalipto chega em 26,1, devido ao alto teor de cálcio. O desenvolvimento do índice com diferentes frações de co-combustão pode ser observado no gráfico da Figura 6-2. Uma mistura dos dois combustíveis apresenta um índice < 0,5 até uma fração de 95 % de biomassa.

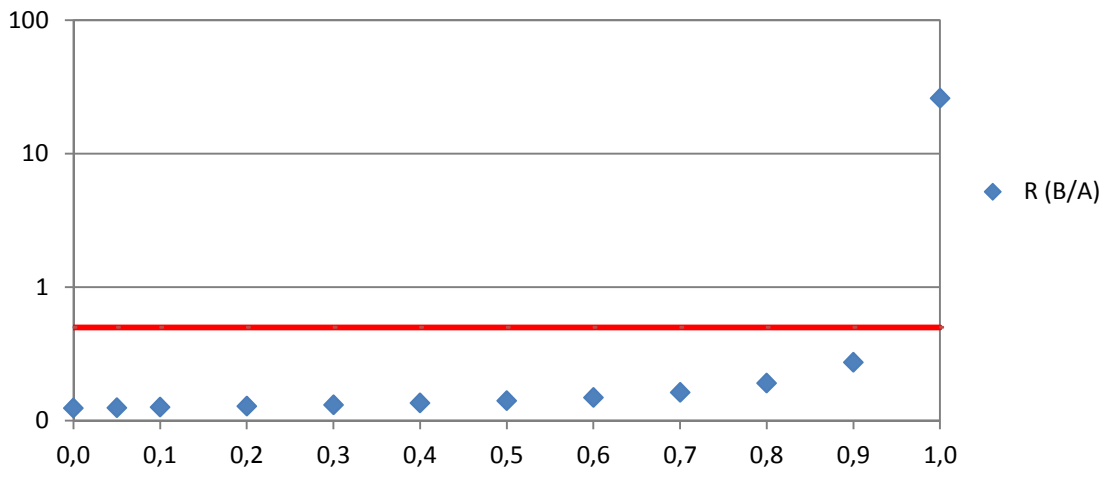


Figura 6-2: Índice $R_{(B/A)}$ para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto

Fonte: Elaboração própria

A estabilidade do índice até altas frações de biomassa se deve ao alto teor de cinzas no carvão (cerca de 50% p/p) e baixo teor de cinzas no eucalipto (cerca de 0,5 % p/p). Assim, a composição da cinza de biomassa tem um efeito negligenciável conforme esse índice.

Os índices R_S e R_F também mostram um desenvolvimento relativamente estável, porém, conforme esses índices, o carvão ROM da mina Candiota não se encontra na área de segura operação (ou R_S e R_F < 0,6) (veja gráfico na Figura 6-3). Isto significa que o carvão de forma pura já apresenta tendências de *slagging* e *fouling*. Nisso, o índice R_S se desloca na direção da região segura com um aumento da fração de biomassa, enquanto R_F mostra um comportamento contrário. Vale ainda ressaltar que esses índices foram desenvolvidos para o uso de carvão em caldeiras convencionais, que operam a temperaturas acima de 1000°C (SPLIETHOFF 2010), ou seja, acima das

temperaturas de operação de caldeiras em leito fluidizado. Devido à menor temperatura, problemas de *slagging* e *fouling* podem se reduzir em caldeiras de leito fluidizado.

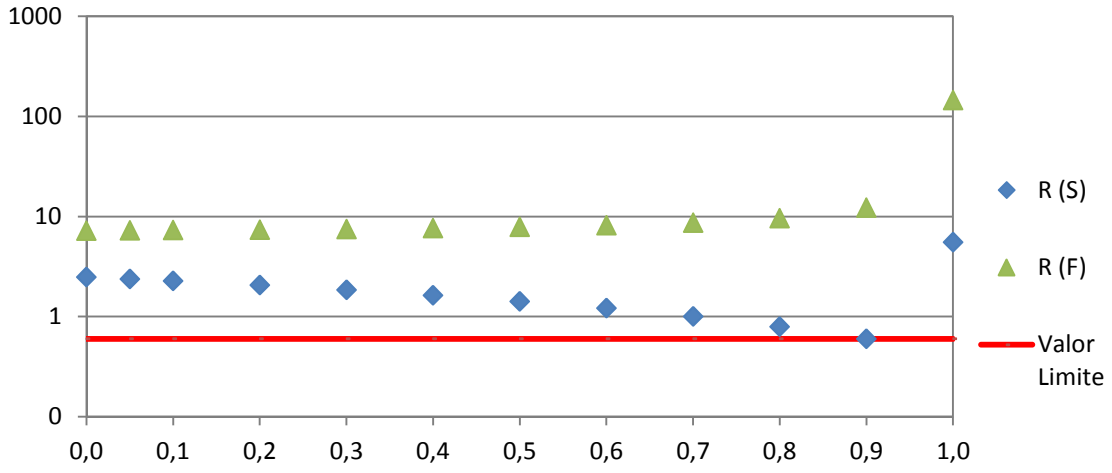


Figura 6-3: Índice $R_{(S)}$ $R_{(F)}$ para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto

Fonte: Elaboração própria

Resumindo pode-se afirmar que os índices utilizados apresentam contradições que evidenciam a dificuldade de aplicação dos mesmos. Ademais, deve-se considerar que carvões possuem geralmente uma composição diferente do que as biomassas, apresentando teores menores de álcalis, alcalino-terrosos e cloro, e teores maiores de enxofre e cinzas ácidas. A definição dos índices se baseia em experiências feitas com carvões. Para combustíveis de composições muito diferentes, a validade desses índices é questionável (TEIXEIRA *et al.* 2012). A aplicação dos índices para carvão e biomassa realizada acima resultou em índices de ordem de grandeza tão diferente que precisaram ser plotados em escala logarítmica. Especialmente, a aplicação de índices baseados no teor de enxofre, álcalis e alcalino-terrosos pode levar a previsões incoerentes. De outro lado, a consideração de cloro seria interessante, uma vez que o cloro está presente em quantidades relevantes nas biomassas e mostra interações relevantes em processos de formação de *slagging* e *fouling* (TEIXEIRA *et al*. 2012). Outro argumento contra a aplicação desses índices é que os índices empíricos a partir de dados de composição de combustíveis assumem que as forças motrizes para *slagging*, *fouling* e corrosão são associadas à composição do combustível, negligenciando que outros fatores também

exercem influência sob os fenômenos mencionados, como, por exemplo, a temperatura e o perfil de oxigênio dentro da caldeira (GARCÍA-GALIDNO *et al.* 2012). Por último, as biomassas possuem um alto teor de material volátil e mostram, portanto, mais reatividade que carvões. Como a reatividade interfere com a formação de cinzas, o comportamento das cinzas de biomassa podem não obedecer aos índices definidos para carvões.

Para contornar essas incertezas inerentes, GARCÍA-GALINDO *et al.* (2012) compilaram num estudo as experiências de mais de 200 casos de co-combustão de carvão e biomassa em plantas de carvão pulverizado em escala comercial. Índices experimentais tradicionais e novos foram aplicados para os casos observados. De 70 índices testados, somente quatro índices foram identificados como estatisticamente significativos. Para três destes, foi definida uma área de operação segura (veja Tabela 6-4).

Tabela 6-4: Índices experimentais identificados para a avaliação de casos de co-combutão

	Fenômeno observado	Definiçao	Área de operação segura
EI3	Slagging	SiO2 [%] / Al2O3 [%]	< 2,25
EI23	Fouling HT/PM/Corrosion	K2O [%] + Na2O [%]	< 5,00
E24	Fouling LT/PM/Corrosion	(K2O [mg] + Na2O [mg])/LHV[kJ]	< 0,25

Fonte: Elaboração própria com base em GARCÍA-GALINDO *et al.* (2012)

Na aplicação desses índices para o caso de co-combustão deste estudo observa-se o seguinte:

- O índice empírico EI3, que coloca em correlação a o teor de SiO_3 e Al_2O_3, e o índice EI23, que considera o teor sódio e potássio no combustível, se mostram estáveis até altas taxas de co-combustão. Nisso, o índice EI3 se encontra levemente acima do limite encontrado para a operação segura. O índice EI23, por sua vez, permanece abaixo do limite que foi determinado no estudo de GARCÍA-GALINDO *et al.* (2012).

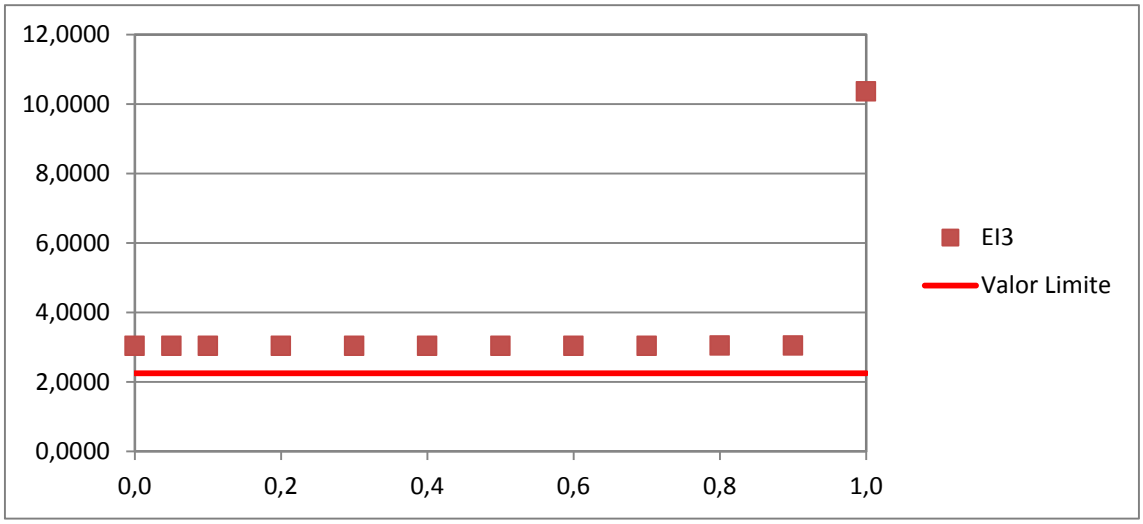


Figura 6-4: Índice E13 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto

Fonte: Elaboração própria

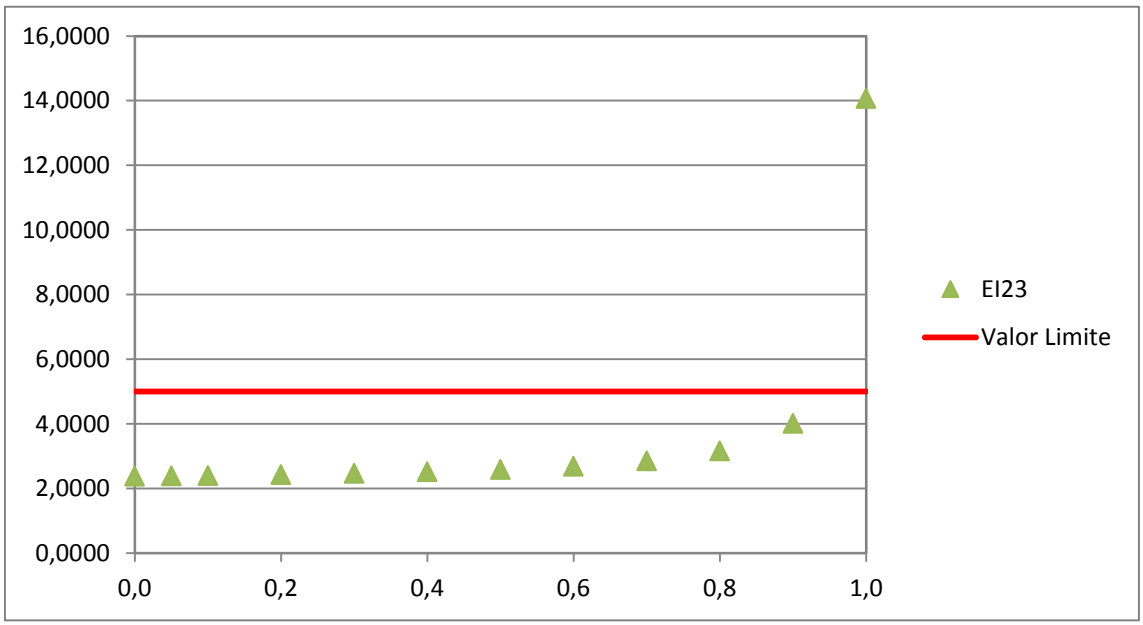


Figura 6-5: Índice EI23 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto

Fonte: Elaboração própria

- O índice EI24 mostra um comportamento diferente, uma vez que não deriva de valores percentuais, mas sim absolutos. Como a quantidade absoluta de sódio e potássio diminui constantemente com o aumento da fração de biomassa, e o poder calorífico se mantém relativamente estável, o valor deste índice cai monotonamente com o aumento da fração de biomassa. Este comportamento é

incomum para misturas de carvão e biomassa. Como a biomassa possui geralmente teores maiores de álcalis que o carvão, espera-se um desenvolvimento contrário com o aumento da fração de biomassa. Contudo, neste caso específico, o alto teor de cinzas do carvão faz com que a quantidade absoluta de álcalis presentes no carvão supera a quantidade absoluta de álcalis presentes na biomassa. Somente com frações de co-combustão acima de 80 %, o índice entra na área de operação segura, ou seja, neste caso, a biomassa apresenta propriedades mais favoráveis que o carvão e levaria a uma melhora das propriedades do combustível.

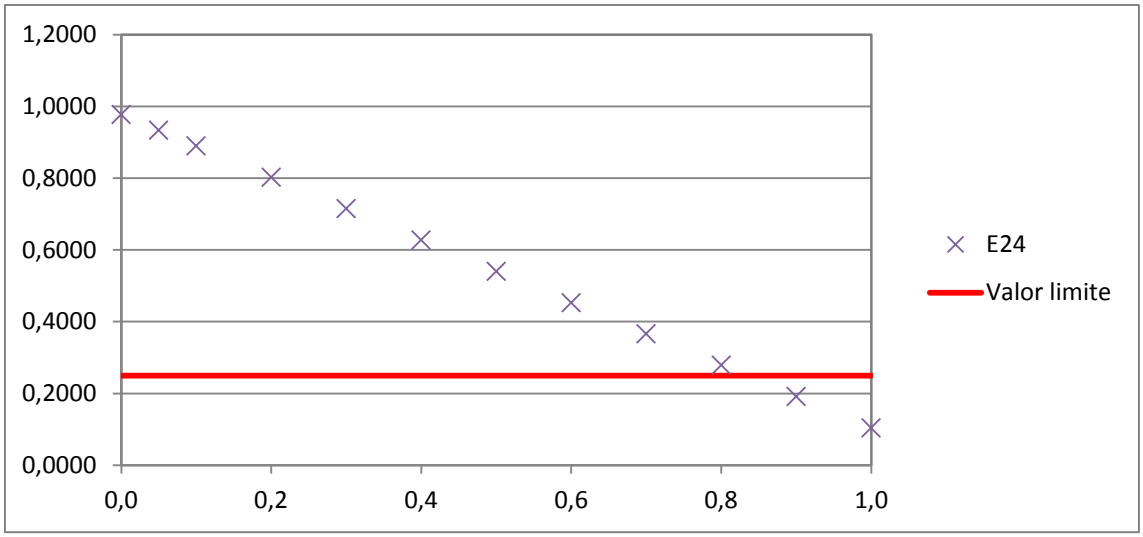


Figura 6-6: Índice E24 para a mistura de carvão ROM de Candiota e eucalipto

Fonte: Elaboração própria

Resumindo pode-se afirmar que os índices empíricos relatados na literatura não mostram resultados coincidentes. Portanto, uma previsão do comportamento de cinzas na co-combustão a partir dos mesmos se mostra difícil. Contudo, os índices indicam uma alta estabilidade no comportamento das cinzas, mesmo aumentando as frações de biomassa acima de 60%. Espera-se, portanto, que sistemas de combustão do carvão de Candiota ROM que não apresentam problemas de operação, possam também operar com altas frações de eucalipto.

Ainda, na literatura científica, a co-combustão de carvão e madeira é indicada como não problemática com relação a fenômenos de *slagging*, *fouling* e corrosão. A característica dominante das cinzas de madeira é o alto teor de cálcio e a ausência de

enxofre: a ausência de enxofre limita a formação de misturas eutéticas com enxofre e um aumento de cálcio relativo ao potássio permite o aumento da temperatura de derretimento da mistura eutética SiO_2-CaO-K_2O, como pode ser visto em Figura 6-7. As características das cinzas de eucalipto indicam, portanto, uma alta temperatura de fusão (PRONOBIS, 2005, TEIXEIRA *et al*. 2012).

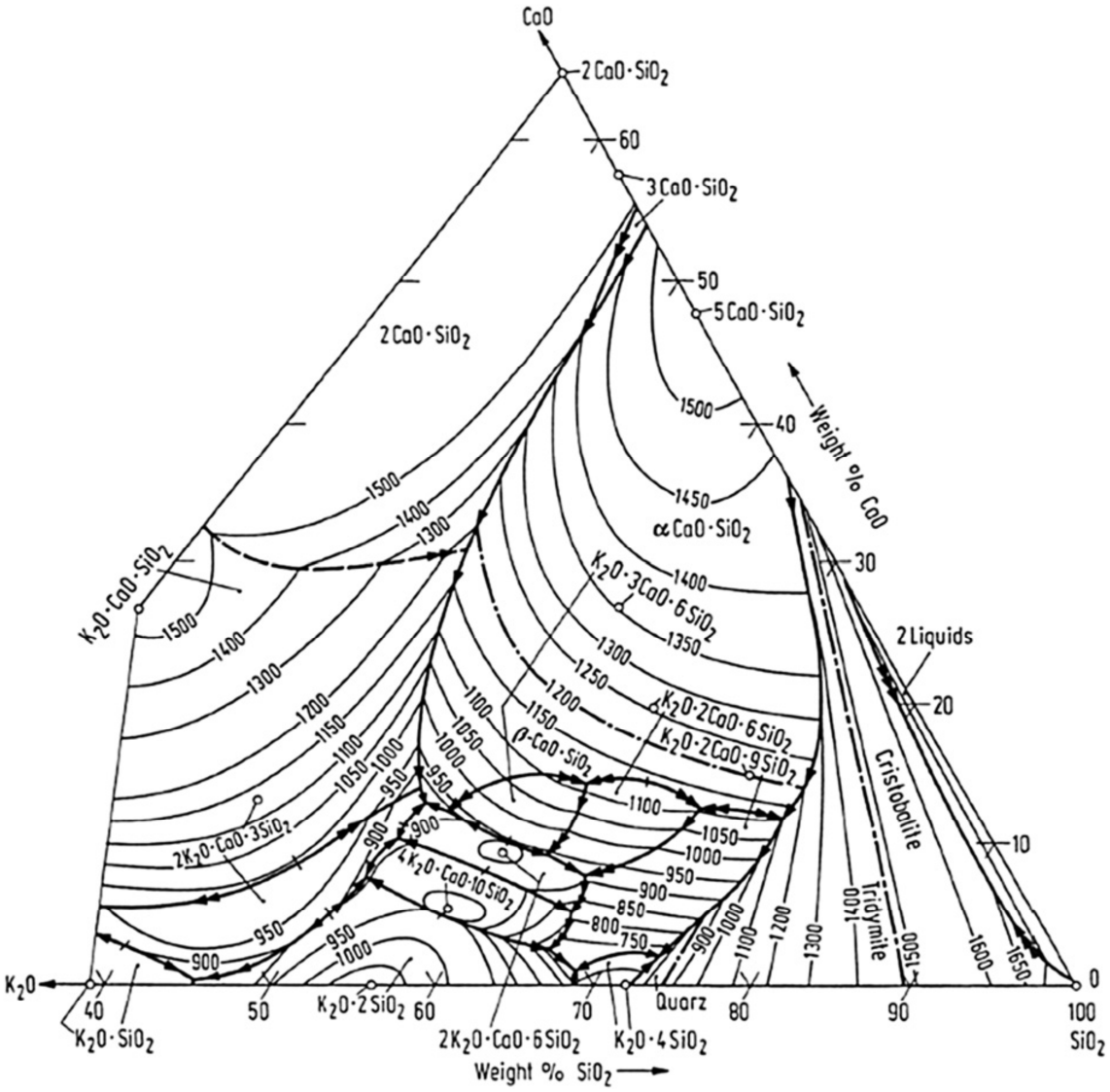


Figura 6-7: Diagrama de fase da mistura mistura eutética SiO_2-CaO-K_2O

Fonte: TEIXEIRA *et al.* (2012)

Finalmente, SHAO *et al*. (2010) realizaram experiências de co-combustão de pellets de madeira e linhito numa caldeira de leito fluidizado e identificaram que a co-

combustão de pellets, que apresentaram um teor de cinzas menor, levou até à redução de processos de *fouling*.

Assim, conforme os resultados dos índices empíricos e as informações encontradas na literatura científica, pode-se afirmar que não se esperam dificuldades técnicas num processo de co-combustão de eucalipto numa caldeira CFB operada com carvão brasileiro, mesmo com frações altas de biomassa.

Uma revisão bibliográfica com relação a experiências de co-combustão em plantas de grande porte mostrou que frações típicas de co-combustão se encontram numa faixa de 3 a 10 % de biomassa (ZUWALA & SCIAZKO 2010, ROYO ET AL. 2012, DE & ASSADI, 2009, AL-MANSOUR & ZUWALA 2010). O limite superior de frações que foram testadas em plantas de grande porte se encontra numa faixa de 20% a 30% (DE & ASSADI, 2009, AL-MANSOUR & ZUWALA 2010, SPLIETHOFF 2010). A partir destes dados e dos resultados desta seção optou-se por adotar um limite superior de 30% para a co-combustão de biomassa para este estudo.

6.2.3 A viabilidade econômica e ambiental da disponibilização da biomassa

O suprimento de termelétricas com biomassa abrange atividades de plantação, colheita, processamento e transporte, cujos custos, à exceção da etapa de transporte, são tipicamente custos fixos. Os custos de transporte consistem, por boa parte, em custos variáveis que dependem da distância de transporte.

O custo de transporte é geralmente um elemento relevante em projetos de bioenergia. A biomassa é plantada em campo, muitas vezes, em áreas remotas de grandes centros urbanos ou industriais. Certo rendimento mássico por hectare, dependendo da biomassa e do meio ambiente, não pode ser ultrapassado. Esses fatores determinam a distância por que a biomassa teria que ser transportada para chegar à usina elétrica. Biomassas possuem geralmente baixa densidade energética (determinada pela densidade e o poder calorífico). SPLIETHOFF (2010) indica a densidade energética para vários tipos de biomassa em suas diferentes formas (veja Tabela 6-5). Biomassa sem tratamento mecânico complexo ocorre em densidades energéticas entre 1,0 GJ/m³ (palha solta) a 3,8 GJ/m³ (cavaco de madeira). A densidade energética para carvão sub-betuminoso (poder calorífico de 10 MJ/kg) é indicada como 7,4 MJ/m³. Para biomassa chegar a níveis parecidos de densidade energética, processos

mecânicos ou termoquímicos são necessários, como a torrefação ou peletização. A peletização de palha, por exemplo, fornece biomassa com densidade energética de 7,5 GJ/m³.

Tabela 6-5: Densidade energética de diferentes biomassas

Combustível	Densidade kg/m³	PCI (MJ/kg)	Densidade energética GJ/m³
Palha em fardo	150	14,4	2,2
Palha solta	70	14,4	1,0
Palha em pellets	520	14,4	7,5
Plantas inteiras em fardo	220	14,4	3,2
Miscanthus em fardo	130	14,4	1,9
Cavacos de madeira	250	15,3	3,8
Carvão betuminoso	870	28,0	24,4
Linhito	740	10,0	7,4

Fonte: SPLIETHOFF (2010)

A densidade energética determina a distância máxima que uma biomassa pode ser transportada de forma viável em termos econômicos. Quanto maior a densidade energética, mais econômica se torna a manobra e o transporte do material.

A definição da distância viável de transporte depende dos custos e rendimentos gerados pelo uso da biomassa. Na ausência de políticas que subvencionam o uso de biomassa, o custo da disponibilização da biomassa não deve ultrapassar o custo da disponibilização do carvão para não comprometer o desempenho econômico de uma planta a carvão. De outro lado, mecanismos políticos, tais como créditos de carbono, permitiriam o uso de biomassa, mesmo que o custo gerado pela aplicação da mesma ultrapasse o custo que aplicação de carvão geraria.

Para este estudo, o preço médio do carvão foi estimado em 60 R$/t (ELETROBRAS 2012). Para o preço de biomassa, o Centro de Inteligência em Florestas – CIFlorestas (CIFLORESTAS 2012) relata valores em volta de 30 R$/ster para período de 2010 – 2012 o que corresponde a aproximadamente 52 R$/t[18]. Como receita de créditos de carbono foi adotado o valor de 12 R$/$t_{CO2}$, sendo este o valor

[18] Para a transformação de ster para toneladas de madeira foram adotados os fatores 1 ster ≈ 0,7 m³, 1 m³ ≈ 0,8 kg a um teor de água de 50%, o que corresponde com o teor de água de madeira fresca).

médio de créditos de carbono do mercado voluntário de 2011 (PETERS-STANLEY & HAMILTON 2012). Vale notar, que este preço se encontra acima do atual preço de CERs do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, que caíram ultimamente abaixo de 2 €/t_{CO2} (EEX 2012). Através do fator de emissão de CO_2 para UTEs, que foi indicado pelo IPCC em 0,101 t_{CO2}/GJ, se determina a receita atingível por créditos de carbono por redução de unidade de carvão. Para a comparação dos custos de combustível, é preciso transformá-los de R$/t para R$/GJ. Os valores transformados são indicados na Tabela 6-6.

Tabela 6-6: Preços adotados para o carvão, a biomassa e créditos de carbono

Preço de Carvão ROM	4,63	R$/GJ
Preço de Eucalipto para fins energéticos	4,26	R$/GJ
Crédito de carbono	1,21	R$/$t_{CO2}$

Fonte: Elaboração própria

A partir dessas informações pode-se estipular a distância máxima de transporte, até a qual o custo de biomassa não ultrapasse o preço do carvão. O custo do transporte foi avaliado através de uma análise de regressão linear de dados publicados no Portal SIFRECA (SIFRECA 2011). O resultado da análise é indicado na equação Eq 16. Aplicando os dados indicados obtém-se uma distância máxima de transporte de aproximadamente 50 km, isto é, a biomassa destinada à co-combustão em UTEs no RS deveria ser disponibilizada num raio de 50 km em volta da localização das UTEs, ou seja, das jazidas de carvão.

$$\text{Custo} = 14{,}04\ \text{RS\$/t} + 0{,}10\ \text{RS\$/t/km} * \text{Distância} \qquad \text{Eq 16}$$

A quantidade de biomassa que pode ser disponibilizada nas proximidades das jazidas de carvão, que, por sua vez, depende da viabilidade ambiental do cultivo de eucalipto, ou seja, a capacidade de suporte para monoculturas de eucalipto nas respectivas áreas. Monoculturas podem apresentar diversos impactos negativos (CANNELL 1999) e a viabilidade ambiental da sua implantação precisa ser averiguada. Para tanto foi consultado o Zoneamento Ambiental da Silvicultura (ZAS) no Rio Grande do Sul, conduzido pela Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique

Luiz Roessler (Fepam) e publicado em Março 2010 (SEMA 2010). Este zoneamento determinou a área disponível para atividades de silvicultura no Rio Grande do Sul, considerando a conservação de recursos hidrológicos, ecossistemas, flora e fauna e paisagens frágeis. Além dos aspectos ecológicos mencionados, o zoneamento levou também em consideração a preservação de patrimônios arqueológico, paleontológico, histórico, cultural e social.

Para a realização do zoneamento, o estado foi dividido em 45 unidades de paisagem natural (UPN), estabelecidos conforme suas características geomorfológicas e fisiológicas, vegetação potencial original, solos e altimetria. Os limites dessas unidades são neutros com relação a usos antrópicos, considerando somente alterações de características naturais. A proteção de flora, fauna e patrimônio foi analisado conforme esta divisão de unidades. Usos socioeconômicos, por sua vez, foram analisados dividindo o estado nas suas 25 bacias hidrográficas. Sobrepondo a grade das UPNs e das bacias hidrográficas, uma malha de 159 unidades foi gerada. Para cada unidade foi determinada a porcentagem que poderia, no máximo, ser destinada a plantações de florestas. Os resultados do Zoneamento são mostrados no mapa na Figura 6-8.

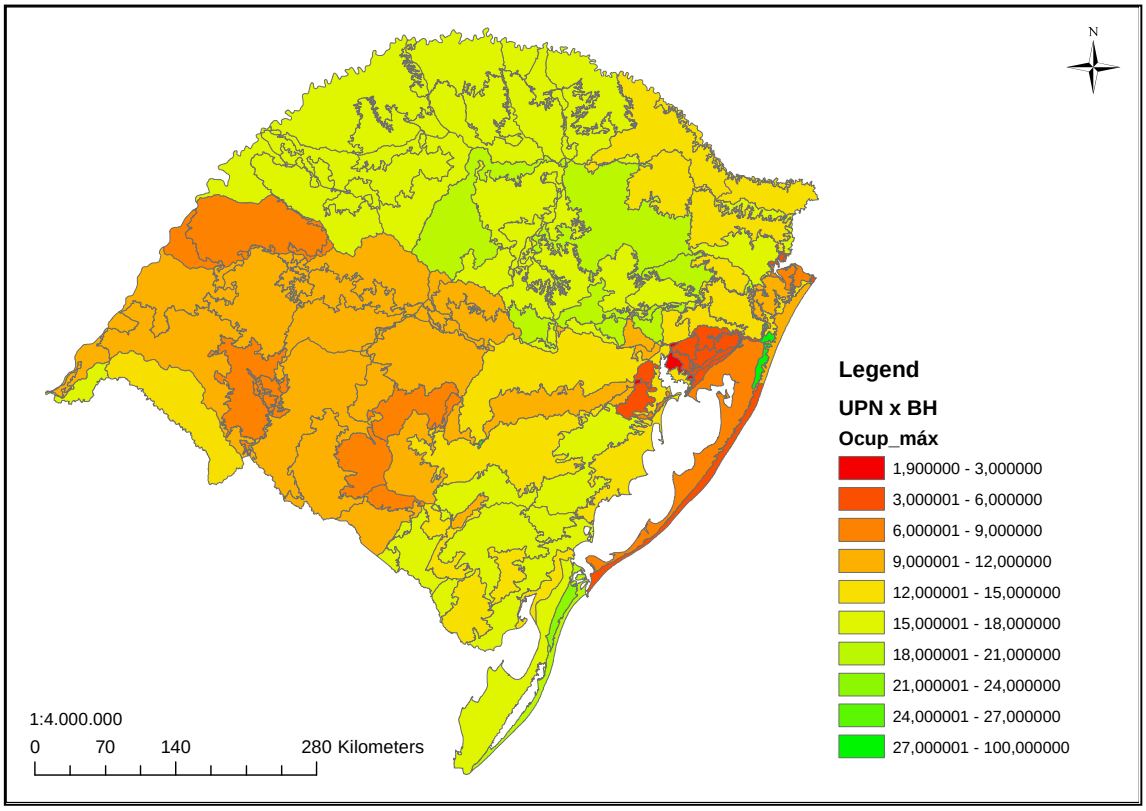


Figura 6-8: Zoneamento Ambiental de Silvicultura no Rio Grande do Sul

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2010)

A partir dos dados georeferenciados fornecidos pelo ZAS, pode-se averiguar a disponibilidade de biomassa para cada uma das seis regiões que foram definidas na seção 3.3. Para tanto, foi determinada a área em volta das atividades de mineração, que se encontra numa distância máxima de 50 km através do software QuantumGis. Nisto, a localização das minas de carvão foi definida mais detalhadamente conforme as informações georeferenciadas fornecidas no portal Sigmine do DNPM (DNPM 2013)[19]. Essas áreas foram sobrepostas com o mapa do ZAS, permitindo assim a análise do potencial de plantações de eucaliptos nas mesmas. A Tabela 6-7 indica de forma detalhada os resultados desta análise. As áreas resultantes são visualizadas nos mapas nas figuras 6-9 a 6-14.

Tabela 6-7: área disponível para plantações de biomassa num raio de 50 km em volta das jazidas lavráveis de carvão

Região	Área dispinível para cultivos de eucalipto [ha]
Candiota	198.512
São Sepé	103.223
Cachoeira do Sul	228.451
Leão/Butiã	198.586
Charqueadas/Triunfo/Guaíba	180.515
S. Jeronimo/A. d. Ratos	166.398

Fonte: Elaboração própria

[19] Neste portal, o DNPM disponibiliza arquivos com as informações sobre localização e estado de atividades de mineração, dividindo essas em 5 categorias: Disponibilidade, Requerimento de Pesquisa, Concessão de Pesquisa, Requerimento de Lavra e Concessão de Lavra. Porém, o sistema não informa sobre a viabilidade das atividades nos diferentes locais, ou seja, não há informação se determinadas minas são classificadas como lavráveis ou não. Para restringir a análise a reservas lavráveis, as informações georeferenciadas do DNPM foram sobrepostas com as informações do DNPM sobre reservas lavráveis por município, classificando como reservas lavráveis aquelas que se encontram em municípios com reservas lavráveis Vale notar que há uma incoerência nos dados da DNPM. Foram indicadas reservas lavráveis para o município de Guaíba, porém, as informações georeferênciadas não indicam reservas neste município. Para contornar esta incoerência, as reservas que foram indicadas para o município de Guaíba foram adicionadas às reservas num município vizinho para o qual o portal Sigmine indica a existência de reservas.

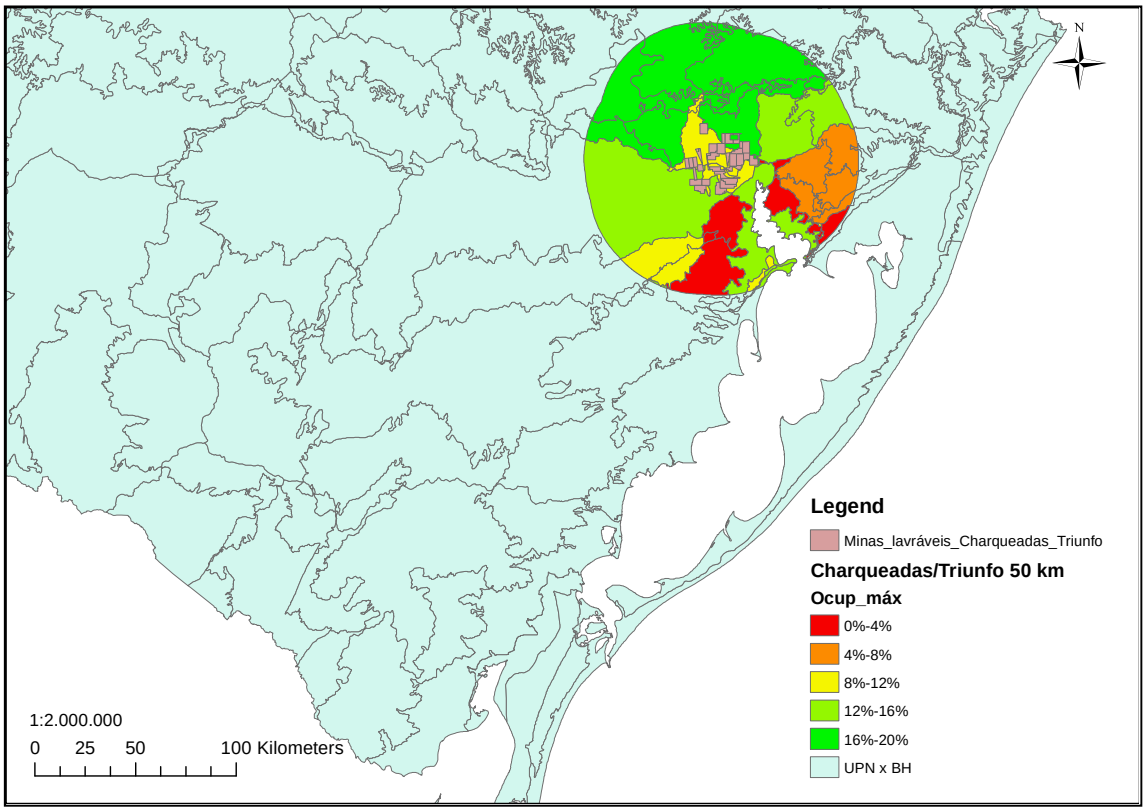


Figura 6-9: Área definida para o suprimento de biomassa da região Triunfo/ Charqueadas/ Guaíba

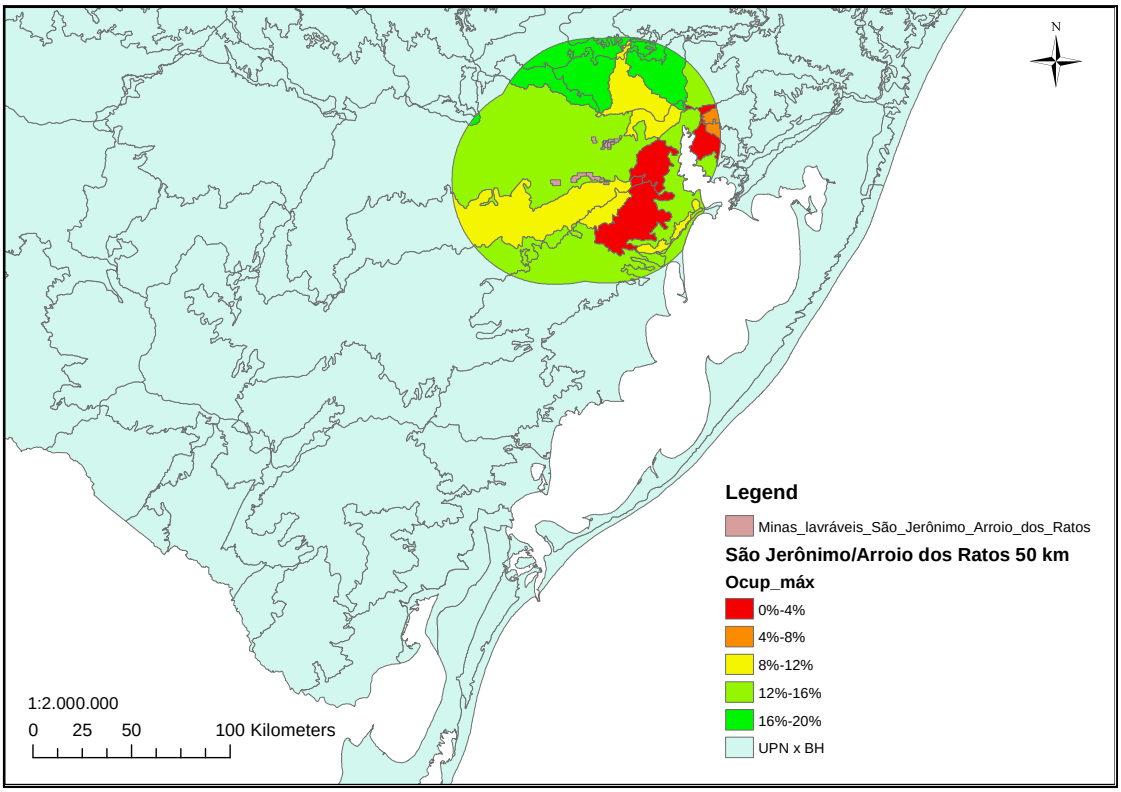


Figura 6-10: Área definida para o suprimento de biomassa da região São Jeronimo/ Arroio dos Ratos

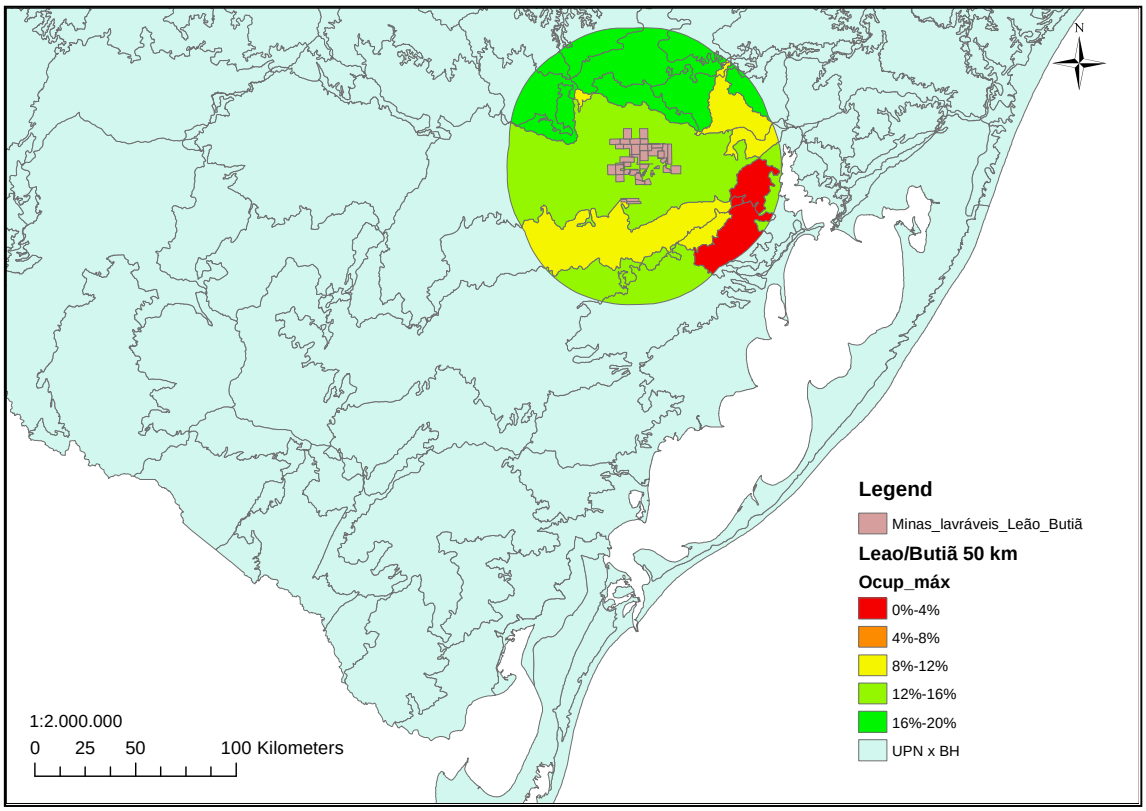


Figura 6-11: Área definida para o suprimento de biomassa da região Leão/Butiã

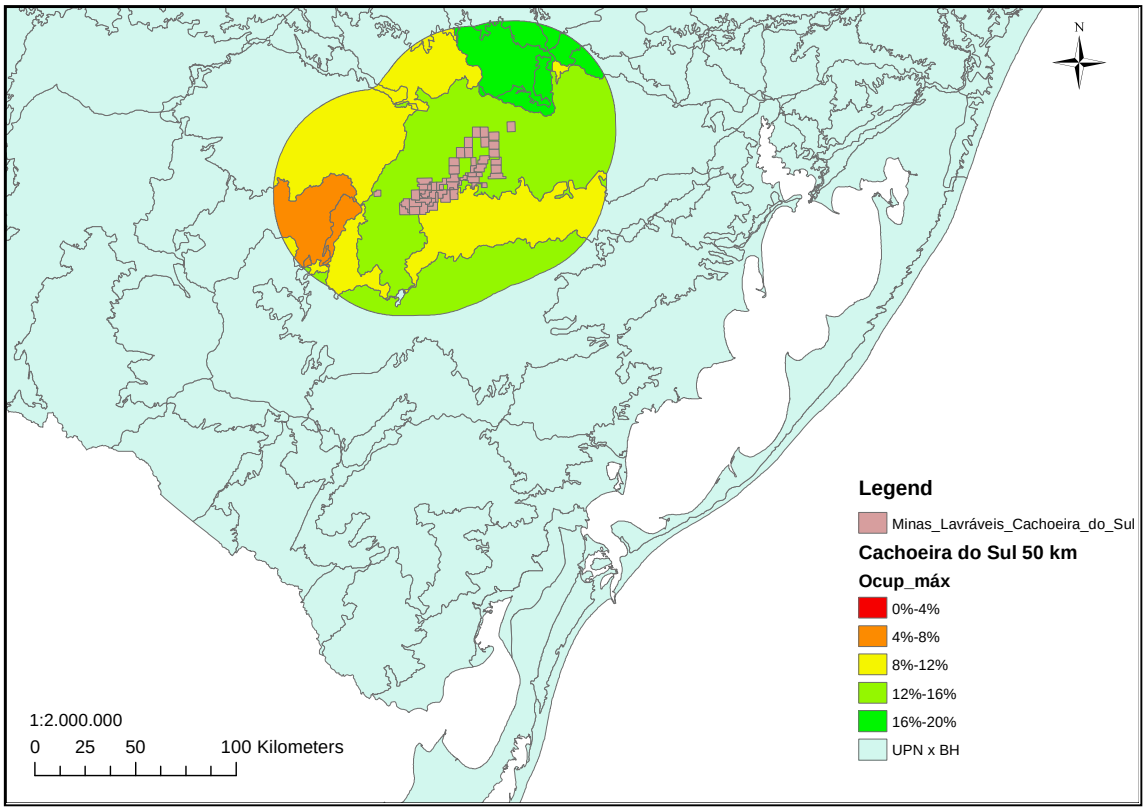


Figura 6-12: Área definida para o suprimento de biomassa da região Cachoeira do Sul

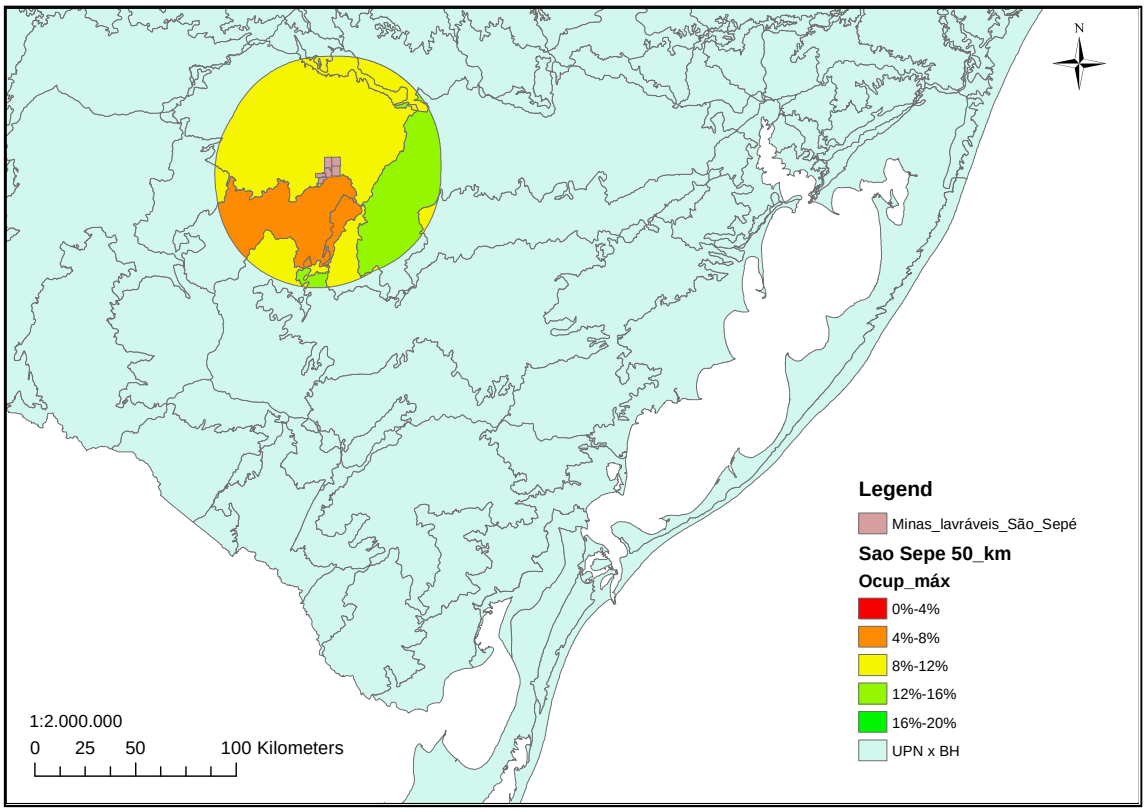


Figura 6-13: Área definida para o suprimento de biomassa da região São Sepé

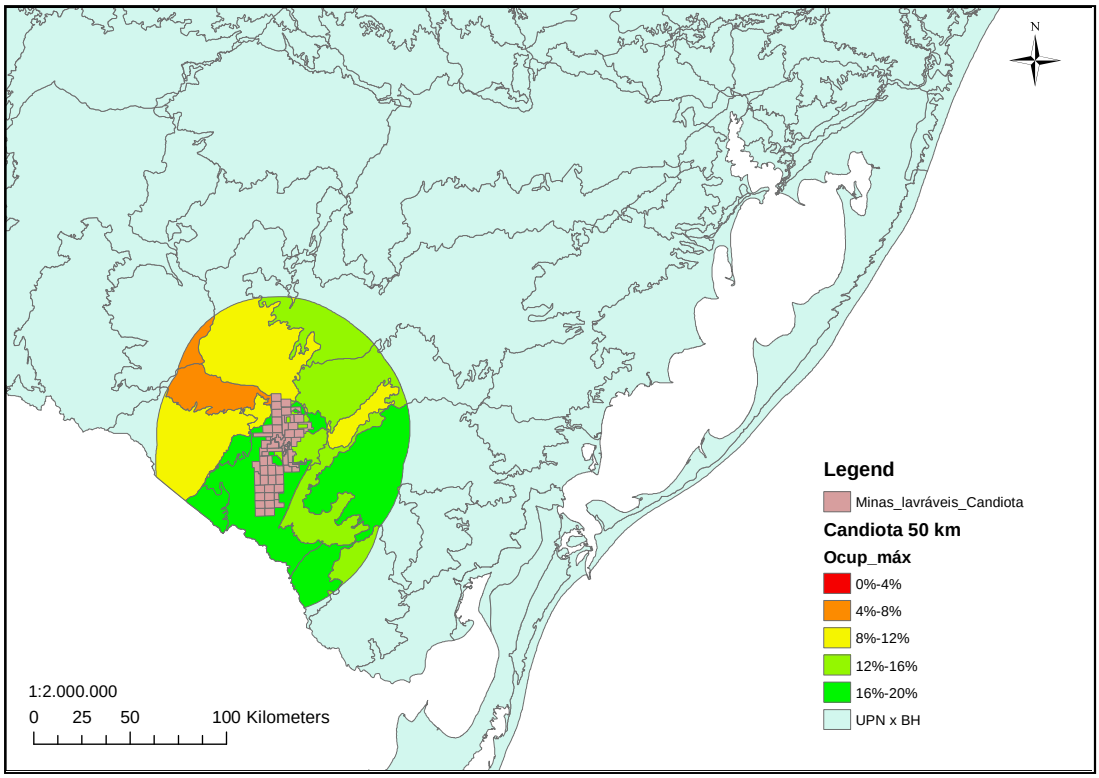


Figura 6-14: Área definida para o suprimento de biomassa da região Candiota

A partir das informações da área máxima que poderia ser destinada a plantações de biomassa foi determinado se uma fração de co-combustão de 30% p/p poderia ser realizada nas UTEs no RS, e, caso sim, quanto da área disponível precisaria ser destinada ao cultivo de florestas energéticas.

Informações com relação a propriedades da biomassa, necessárias para esta estimativa, são listadas na Tabela 6-8. Para o teor de água da biomassa foi adotado o valor de 30% p/p, o que corresponde com o nível de umidade que pode ser atingido através do armazenamento ao ar livre por um período de 3 meses, ou seja, sem consumo adicional de energia para um processo de secagem (KALTSCHMITT 2001). Os resultados da avaliação são listados por região na Tabela 6-9

Tabela 6-8: Parâmetros para a determinação do potencial elétrico por área de plantação

Parâmetro		Unidade
Produtividade florestal	40	m³/(há ano)
Teor de água de uso	30	%
Densidade (30% umidade)	0,71	t/m³

Fonte: Elaboração própria com base em KALTSCHMITT (2001), STCP (2010)

Tabela 6-9: Área disponível e área necessária para a operação de UTEs com uma fração de 30% p/p de eucalipto

	Área necessária [ha]	Porcentagem da área disponível
Total Candiota	149.355	75%
Total São Sepé	3.888	4%
Total Cachoeira do Sul	25.527	11%
Total Leão/Butiã	55.475	28%
Total Charqueadas/Triunfo/Guaíba	90.475	50%
Total S. Jeronimo/A. d. Ratos	2.379	1%

Fonte: Elaboração própria

Os números evidenciam que há área suficiente para suprir UTEs com 30% p/p de biomassa em todas as regiões. Note-se que o potencial total para a plantação de biomassa não consiste na soma dos potenciais indicados, sendo que as regiões se sobrepõem. O potencial real pode ser analisado através da avaliação da região sobreposta, indicada na Figura 6-15.

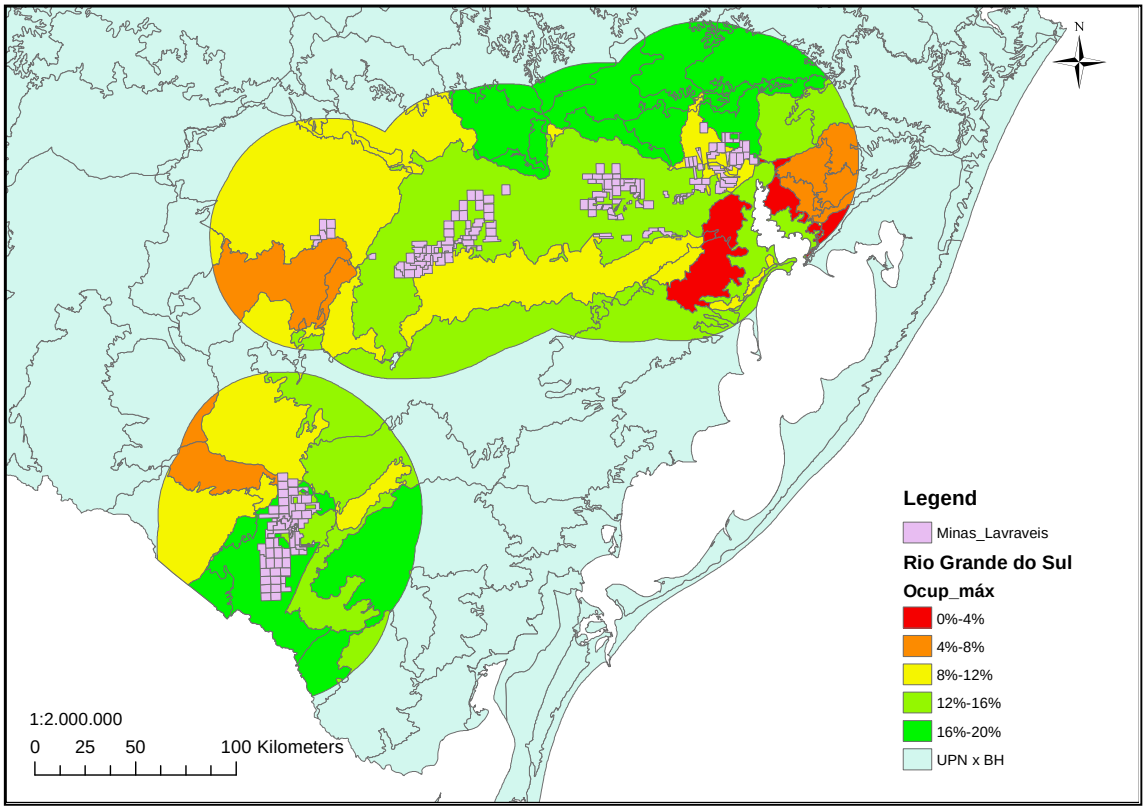


Figura 6-15: Área sobreposta para o suprimento de biomassa no RS

Fonte: Elaboração própria

A análise da área sobreposta indica também que somente uma parte do potencial de plantações de eucalipto precisaria ser aproveitada para suprir a frota de UTEs com 30% p/p de biomassa. No caso da região em volta da jazida de Candiota, 75% do potencial da área precisaria ser aproveitado. No caso da região sobreposta que supriria biomassa para as UTES das restantes jazidas, somente 37% do potencial precisaria ser utilizada. Os resultados da avaliação são indicados na Tabela 6-10.

Tabela 6-10: Área disponível e área necessária para disponibilizar uma fração de biomassa de 30 % p/p

	Área disponível para cultivos de eucalipto [ha]	Área necessária para taxa de 30%	
Total Candiota	198.512	149.341	75%
Total Região sobreposta	483.039	177.734	37%

Fonte: elaboração própria

6.3 Modelagem da UTE com co-combustão de 30% de Biomassa

A modelagem de uma UTE a carvão com co-combustão de biomassa foi realizada para averiguar alterações no desempenho e no uso e consumo de água em plantas de co-combustão. As alterações foram analisadas para uma fração de biomassa de 30%.

6.3.1 Composição do combustível e do gás de exaustão

6.3.1.1 Composição do combustível para os casos de co-combustão

A co-combustão de biomassa leva a alterações na composição do combustível, e, portanto, a alterações na composição do gás de exaustão. As composições da biomassa e da mistura de combustível que é aplicada na co-combustão são indicadas na Tabela 6-11.

Tabela 6-11: Análise imediata e análise elementar de carvão ROM da jazida Candiota e Eucalipto

Combustível	Carvão Candiota (ROM)	Biomassa Eucaliptus	Mistura 70% Carvão + 30% Biomassa
PCI (MJ kg^{-1})	12,950	12,200	12,725

Análise última			
Um idade (%)	11,4	30,0	17,0
Cinzas, b.s. (%)	52,9	1,0	37,3
Carbono, b.s. (%)	34,5	48,8	38,8
Hidrogênio, b.s. (%)	1,9	6,0	3,1
Nitrogênio, b.s. (%)	0,5	0,0	0,4
Enxofre, b.s. (%)	2,0	0,0	1,4
Oxigênio + Halogenados, b.s. (%)	8,2	44,2	19,0

Fonte: PEREIRA GOMES *et al.* (2003), ZEVENHOVEN-ONDERWATER (2001)

A co-combustão de biomassa levaria a uma diminuição do poder calorífico do combustível, que se deve ao alto teor de umidade da biomassa. De outro lado, a biomassa contém uma quantidade muito pequena de contaminantes que levam a emissões, tais como enxofre, nitrogênio e cinzas. Portanto, na combustão de biomassa, o gás de exaustão apresenta concentrações de poluentes muito menores.

6.3.1.2 Simulação de redução de emissões para o caso estudado

Igual ao caso de combustão de carvão, a necessidade de adição de equipamento para a redução de emissões atmosféricas foi analisada. A redução de emissões in-situ pode ser realizada da mesma forma que no caso da combustão de carvão. Medidas pós-combustão são somente adicionados em casos em que as medidas in-situ não conseguem reduzir as emissões até os limites indicados assumidos em 3.1.2. Tabela 6-12 mostra os resultados da modelagem dos processos de redução de emissão, separando a redução de poluentes que pode ser alcançada por medidas in-situ e que precisa ser realizada em equipamentos pós-combustão.

Tabela 6-12: Taxas de redução de emissões in-situ e pós-combustão necessárias para cumprir as regulamentações ambientais

	NOx	SOx	MP
Concentração no gás de exaustão [mg/Nm³]	1.358,79	5.391,29	51.998,88
Redução necessária [%]	70,56	92,58	99,90
Redução máxima in-situ [%]	45,00	93,00	0,00
Redução in-situ [%]	45,00	92,58	0,00
Concentrações após redução in-situ [mg/m³]	747,33	400,00	51998,88
Redução pós-combustão necessária[%]	46,48	0,00	99,90
Concentração após purificação	400,00	400,00	50,00

Fonte: Elaboração própria

Com relação a SO_x nota-se que a co-combustão de biomassa reduz a quantidade de emissões de forma que medidas in-situ de redução são suficientes para cumprir com os limites de emissão estipulados. Quanto às emissões de NO_x observa-se que o nível de emissão não é reduzido. Isto se deve a um pressuposto da modelagem de combustão, que relaciona a geração de NO_x com o teor de material volátil no combustível. Dado que a biomassa possui um teor de material volátil maior que o carvão (de 20% – 30% para carvão (PEREIRA GOMES *et al*. 2003) comparado com 70%-80% para madeira (PARIKH *et al*. 2005)) , mais nitrogênio é transformado em NO_x, mesmo que o teor de nitrogênio na biomassa seja menor que no carvão. Dados mais detalhados estão indicados no Anexo 1. A quantidade de material particulado é reduzida nos casos de co-combustão, devido ao baixo teor de cinzas na biomassa. Mesmo assim, 99,90% das cinzas no gás de exaustão precisam ainda ser retirados.

Para a redução de emissões de NO_x foi estipulada uma redução in-situ por injeção de ar em etapas de 45% e uma redução adicional de 46% através de uma unidade SNCR. A redução de SO_x, por sua vez, ocorre somente através da injeção de calcário. Por último, para a redução de material particulado, foi assumido o uso de filtros manga.

6.3.2 Alterações de eficiência

Os resultados da modelagem mostram que a substituição de 30% de carvão ROM de Candiota por eucalipto não provocam alterações significativas no desempenho da UTE.

Tabela 6-13 mostra as alterações que uma taxa de co-combustão de 30% provocaria na eficiência líquida da planta. Percebe-se uma leve redução na eficiência para todos os casos de resfriamento que foram estudados.

Tabela 6-13: Comparação de eficiências líquidas de UTEs a carvão e UTEs a carvão com co-combustão de biomassa

Resfriamento	UTE a carvão	UTE a carvão com fração de 30% de biomassa
Ciclo aberto	38,86%	38,45%
Torre úmida	39,98%	38,58%
Torre seca	37,16%	36,77%

Fonte: Elaboração própria

A eficiência da caldeira atinge 87,63% no caso da co-combustão, o que é levemente abaixo da eficiência da caldeira no caso da combustão de carvão, que chegou a 87,64%. Esta similaridade se deve ao fato de que as perdas que ocorrem na combustão apenas de carvão brasileiro principalmente devido ao seu alto teor de cinzas, são substituídas, no caso da co-combustão, por perdas devidas à maior umidade do combustível.

Com relação à eficiência do ciclo a vapor não há alterações, uma vez que a eficiência do ciclo não depende do combustível. Portanto, o aumento do consumo interno de energia é o principal responsável pela redução da eficiência total da planta. O aumento do consumo interno se deve especialmente à operação de picadores de biomassa e ao aumento da carga dos ventiladores, que precisam arcar com um volume maior de gás de exaustão. De outro lado há uma redução na carga interna, devido ao fato que não há necessidade de uma unidade pós-combustão de dessulfurização. As cargas internas consideradas são listadas na Tabela 6-14. Sua modelagem é descrita mais detalhadamente no Anexo 2.

Tabela 6-14: Consumo interno de energia em UTEs com captura de carbono e diferentes sistemas de resfriamento (%)

	CA	TU	ACC/TU
Transporte e armazenamento de combustível	0,121	0,119	0,124
Moendas de carvão	0,023	0,023	0,024
Moendas de biomassa	1,045	1,029	1,073
Transporte e armazenamento $CaCO_3$	0,036	0,036	0,037
Transporte e armazenamento de cinzas	0,874	0,861	0,898
Ventiladores de ar primário	0,717	0,706	0,736
Ventiladores de ar secundário	0,196	0,193	0,201
Ventilador do gás de exaustão	1,373	1,352	1,409
Filtro manga	0,100	0,098	0,103
SNCR	0,006	0,006	0,006
Equipamento auxiliar da turbina a vapor	0,065	0,065	0,065
Outros equipamentos da caldeira	0,323	0,323	0,323
Perdas em transformadores	0,296	0,296	0,296
Bombas de condensado	0,124	0,124	0,126
Bombas de água de resfriamento	0,000	0,726	0,000
Ventiladores da torre úmida	0,000	0,460	0,000
Ventidalores do ACC	0,000	0,000	1,623
Total	**5,301**	**6,417**	**7,043**

Fonte: Elaboração própria

6.3.3 Alterações no uso e consumo de água

Na co-combustão com biomassa, uso e consumo de água são reduzidos quando comparado com sistemas de combustão de carvão (veja Tabela 6-15 e Tabela 6-16). A redução se deve principalmente ao fato de não necessitar de uma unidade pós-combustão de dessulfurização. A redução percebe-se especialmente nos sistemas com resfriamento em ciclo aberto e em ACC, onde o consumo de água é zerado. Num sistema de resfriamento úmido, essa alteração não se mostra tão relevante, pois, comparado com o consumo que ocorre no sistema de resfriamento, a redução é de pouca relevância. Com relação ao uso de água observa-se que os números se apresentam bastante parecidos com os de uma UTE a carvão sem combustão.

Tabela 6-15: Uso de água na operação de UTEs com co-combustão de biomassa e com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	TU/ACC
Ciclo a vapor	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,17	0,17	0,17
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	94,18	2,97	0,00
Total	$kg_{água}/kg_{comb.}$	94,35	3,14	0,17

Fonte: Elaboração própria

Tabela 6-16: Consumo de água na operação de UTEs com co-combustão de biomassa com diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	TU/ACC
Resfriamento	$kg_{água}/kg_{comb.}$	0,00	2,23	0,00

Fonte: Elaboração própria

A Tabela 6-17 mostra o uso e consumo de água que seriam provocados por uma planta com capacidade líquida de 500 MW. A demanda de água chegaria em 578 m^3/min para sistemas abertos de resfriamento. Esta demanda se reduziria para 19 m^3/min, alterando o sistema de resfriamento para um ciclo fechado com torre úmida, e para 1 m^3/min, utilizando um sistema com torre seca. Consumo de água ocorre somente em sistemas com resfriamento em torre úmida.

Tabela 6-17: Uso e consumo de água na operação de uma UTE de uma capacidade líquida de 500 MW com co-combustão de biomassa e diferentes sistemas de resfriamento

		CA	TU	TU/ACC
Uso de água	m³/min	578,55	19,16	1,08
Consumo de água	m³/min	0,00	13,62	0,00

Fonte: Elaboração própria

Os resultados dessa análise evidenciam que o uso e consumo de água não são alterados de forma significativa em sistemas de co-combustão. Portanto, como sistemas de co-combustão apresentam um consumo de água menor, essa opção pode ser interessante especialmente em regiões onde há escassez de água. De outro lado, deve-se levar em consideração que o cultivo de biomassa também leva a um consumo de água na região da UTE. Possíveis restrições à disponibilidade hídrica devido ao cultivo de biomassa são analisadas na seção subsequente.

6.4 Potencial termelétrico ajustado

6.4.1 Consideração da eficiência líquida

A modelagem de uma UTE com co-combustão de biomassa mostra que a adição de biomassa leva a uma leve redução da eficiência líquida da planta. Assim, o potencial do parque de UTEs seria reduzido em 2 % de 8.125 MW a 6.218 MW. Os dados do potencial reduzido são listados na Tabela 6-18.

Tabela 6-18: Redução da capacidade do parque de UTEs devido à co-combustão de biomassa

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termeletrico sem captura de carbono (MW)	Potencial termeletrico com co-combustão de biomassa (MW)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	OT	2.291	2.228
Butiá, Minas de Leão	WCT	1.410	1.371
São Sepé	DCT	94	92
Cachoeira do Sul	WCT	649	631
Candiota	DCT	3.618	3.517
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	WCT	60	59
		8.122	7.898

Fonte: Elaboração própria

6.4.2 Restrições à disponibilidade de água devido ao cultivo de biomassa

O cultivo de biomassa pode interferir com a disponibilidade de água. Portanto, igual ao caso da análise de um parque termelétrico com captura de carbono, a análise do potencial de um parque termelétrico com co-combustão de biomassa deve levar em consideração a disponibilidade de água para sua operação.

6.4.2.1 Redução da disponibilidade de água devido ao cultivo de biomassa

A vegetação de uma região mostra interação íntima com o ciclo hidrológico da área onde está situada. Alterações na vegetação levam geralmente a mudanças na disponibilidade de água (LIMA & ZAKIA 2006). Isto se deve principalmente a diferenças na taxa de evapotranspiração. Esta, por sua vez, depende da intercepção da precipitação, radiação, turbulências, área de folhas e disponibilidade de água. A importância relativa desses fatores depende do clima, solo e tipo de vegetação (ALMEIDA & SOARES 2003). Para o ZAS do RS, uma análise detalhada de mudanças dos ciclos hidrológicos devidos a silvicultura foi realizada. Taxas médias de evapotranspiração foram determinadas para a vegetação local natural e simuladas para plantações de eucalipto (SEMA 2010). Através da diferença entre precipitação e evapotranspiração, o excedente pode ser definido, que, por sua vez, determina a vazão da bacia hidrográfica. Assim, alterações no excedente levam a alterações na vazão da bacia.

Para a análise no contexto do ZAS, o RS foi subdividido em 10 regiões, de acordo com a precipitação regional. As regiões relevantes para este estudo são listadas na Tabela 6-19.

Tabela 6-19: Dados de precipitação, evapotranspiração e excedente para as regiões nas proximidades das reservas de carvão

	Precipitação	Evapotranspiração		Excedente		
	[mm/a]	Vegetação local natural [mm/a]	Plantações de eucalipto [mm/a]	Vegetação local natural [l/ha/s]	Cultivos de eucalipto [l/ha/s]	Diferença de excedente [l/s/ha]
Bagé	1465	858	1081	0.19	0.12	0.07
Bom Jesus	1724	715	1178	0.32	0.17	0.15
Encruzilhada do Sul	1541	815	1112	0.23	0.14	0.09
Santa Maria	1686	900	1165	0.25	0.17	0.08
Média	**1604**	**822**	**1134**	**0.25**	**0.15**	**0.10**

Fonte: SEMA (2010)

Os números mostram que há pouca variância nas taxas de evapotranspiração nas quatro regiões indicadas. Portanto, para esta análise, os valores médios de evapotranspiração e excedente foram utilizados. Os resultados encontrados pela Fepam (SEMA 2010) indicam que as alterações da vazão chegam em 0,1 l/s por ha de floresta plantada. Para encontrar as alterações na disponibilidade de água na bacia, que resultariam de cultivos de florestas energéticas, este número deve ser aplicado para as bacias relevantes, considerando a área que seria destinada a plantações conforme 6.2.3. Em anexo encontra-se a tabela que indica detalhadamente a área que seria destinada á plantações por UPN e bacia hidrográfica. O resumo da análise, que indica a área dedicada a plantações de biomassa em cada bacia e a resultante redução da vazão da bacia é indicado na Tabela 6-20. Tabela 6-21 mostra as vazões que resultariam da redução causada pelas plantações.

Tabela 6-20: Área destinada à plantações de biomassa e redução de vazão para as bacias hidrográficas observadas

Bacia		Area (ha)	Redução de vazão (m^2/s)
G010	Gravatai	2546	0,25
G020	Sinos	6534	0,65
G030	Caí	17720	1,77
G040	Taquari-antas	27001	2,70
G060	Vacacai/V-Mirim	26118	2,61
G070	Baixo Jacuí	73514	7,35
G080	Lago Guaiba	7685	0,77
G090	Pardo	12334	1,23
L020	Litoral Médio	142	0,01
L030	Camaqua (B. Jacuí)	25804	2,58
L030	Camaqua (Candiota)	49925	4,99
L040	Mirim-São Gonçalo	95310	9,53
U080	Negro	20927	2,09

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2010)

Tabela 6-21: Vazões fluviométricas nas bacias relevantes considerando a redução de excedente causado por florestas energéticas

Name	Vazão média anual (m^3/s)	Vazão mínima anual (m^3/s)	Vazão média verão (m^3/s)
Gravataí	29,03	3,44	8,84
Sinos	87,33	6,92	50,68
Caí	97,94	5,23	51,45

Taquari - Antas	603,65	41,00	343,08
Vacacaí - Vacacaí Mirim	187,95	4,13	67,87
Baixo Jacuí	1722,12	145,35	819,69
Lago Guaíba	1887,67	173,55	910,48
Pardo	109,09	4,42	58,70
Tramandaí	35,08	17,00	35,85
Litoral Médio	82,49	39,99	84,30
Camaquã	476,34	19,12	191,42
Mirim - São Gonçalo	387,40	14,48	200,09
Negro	49,55	0,01	19,26

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2010)

6.4.2.2 Reavaliação do potencial termelétrico

Com relação ao uso de água em UTEs com ciclo aberto observa-se que não há alterações relevantes (compare Tabela 4-10 e Tabela 6-17). Contudo, deve-se averiguar se o cutivo de biomassa provoca uma alteração na capacidade de suporte de sistemas com resfriamento em ciclo aberto. A vazão demandada por uma UTE com resfriamento do corpo hídrico chega, igual ao caso base de combustão de carvão, a 48 m³/s.

A reavaliação das vazões do baixo Jacuí e Guaíba mostram que não há alterações no potencial de suporte de UTEs. A bacia lago Guaíba comporta água suficiente ao longo da bacia, em quanto a bacia Baixo Jacuí pode comportar UTEs com ciclo aberto a partir da altura do encontro com a vazão da bacia Taquari-Antas (veja vazões acumuladas ajustadas na Tabela 6-22).

Tabela 6-22: Vazões específicas e vazões acumuladas das bacias a jusante da bacia Jacuí, considerando reduções causadas pelo cultivo de biomassa

	Bacia	Vazão da bacia (m³/s)	Vazão acumulada (m³/s)
G50	Alto Jacuí	24,33	24,33
G60	Vacacaí - Vacacaí Mirim	4,13	28,46
G90	Pardo	4,52	32,98
G40	Taquari - Antas	41,00	73,98

Fonte: Elaboração própria com base em SEMA (2010)

Para averiguar a capacidade de suporte de sistemas com resfriamento em ciclo fechado com torre úmida, a reavaliação dos balanços B1, B2 e B3, que considera a redução das vazões nas bacias, será necessária. Tabela 6-23 mostra os resultadas da

reavaliação. Nesta reavaliação já foi integrada a estimativa da capacidade adicional que poderia ser instalada nas bacias (conforme a metodologia utilizada na seção 4.5).

Os resultados da reavaliação mostram poucas alterações com relação aos balanços B1 e B3. O balanço B2, contudo, que observa a situação hídrica na época mais crítica do ano, apresenta alterações relevantes. Para a bacia do Negro, a vazão seria quase zerada na época de verão. O potencial para a instalação de UTEs com resfriamento com torre úmida seria reduzido nas bacias Caí, Pardo e Negro. Isto se deve principalmente à condição assumida de que o balanço B2 não deve ultrapassar 80%.

Tabela 6-23: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs de co-combustão com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida

Bacia hidrográfica	Capacidade adicional	B1	B2	B3
Gravataí	0	7,2%	61,2%	52,5%
Sinos	0	5,0%	64,0%	15,7%
Caí	3700	4,1%	80,0%	12,8%
Taquari - Antas	4000	1,2%	18,1%	3,8%
Vacacaí - Vacacaí Mirim	0	4,3%	207,7%	45,1%
Baixo Jacuí	4000	1,2%	14,0%	8,6%
Lago Guaíba	4000	0,5%	5,8%	2,4%
Pardo	3050	3,1%	80,0%	15,0%
Tramandaí	1000	4,8%	9,8%	12,3%
Litoral Médio	0	10,0%	20,7%	39,1%
Camaquã	4000	2,5%	65,9%	20,8%
Mirim - São Gonçalo	0	5,9%	168,0%	44,3%
Negro	0	1,9%	9502,5%	17,5%

Bacia em Situação crítica Situação de alerta Situação confortável

Fonte: Elaboração própria

Todavia, essas alterações não mudam o resultado final de forma relevante: as reservas de carvão nas proximidades da bacia do Negro consistem da jazida de Candiota, onde sistemas de resfriamento com torre seca foram projetados, devido à escassez de água na região. As bacias Pardo e Caí encontram-se a montante da bacia do Baixo Jacuí, sendo que esta bacia continua, mesmo com as novas condições, com uma capacidade de atender mais de 4000 MW com sistemas e resfriamento úmido. Como as

reservas de carvão estão localizadas na bacia do Baixo Jacuí, assumiu-se que a restrição da capacidade de suporte das bacias Pardo e Caí não restrinja a disponibilidade de água para UTEs na região. Assim, a redução da disponibilidade de água por cultivos de eucalipto, não levaria a alterações com relação à disponibilidade de água para a operação de UTEs.

Vale ressaltar que a avaliação da redução do excedente no período de verão carece de precisão. O estresse hídrico influencia a taxa de evapotranspiração através da condutância estomática. Em situações de escassez de água no solo, o eucalipto reduz a taxa de evapotranspiração mediante redução da sua condutância estomática[20] (CABRAL *et al*. 2010, MARICHI 2009). A taxa de evapotranspiração, que é indicada no ZAS (SEMA 2010) como, na média, igual a 1134 mm/a, não se mantém estável ao longo do ano. O mesmo vale, portanto, para a redução do excedente hídrico. Pode-se concluir, que a redução de vazão no período de verão não chegaria aos valores médios anuais, ou seja, a redução de vazão identificada neste estudo é superestimada para o período de verão.

Com relação à instalação de sistemas com resfriamento com ACC, a aplicação da co-combustão traz a vantagem de reduzir o consumo de água, dado que não há necessidade da adição de uma unidade de dessulfurização.

6.4.3 Resumo do potencial e emissões de CO_2 resultantes

O potencial do parque de UTEs com co-combustão chegaria em 7.942 MW, o que significa uma redução de somente 3 % com relação ao caso base. As emissões deste parque são reduzidas em 26%, se comparadas às do caso base. Com relação às emissões específicas do parque foi encontrado o valor de 614 kg_{CO2}/MWh, o que representa uma redução de 26% com relação ao caso base.

[20] A condutância estomática representa a medida da taxa de passagem de CO_2 e água pelo estomata de uma folha. Estomatas são pequenos poros na superfície de uma folha, responsáveis pela recepção e emissão de água e CO_2 (MARICHI 2009)

Tabela 6-24: Desempenho de um parque de UTEs com uma fração de co-combustão de 30% de biomassa

Município	Tipo de resfriamento	Potencial termelétrico (MW)	Emissões esp. de CO2 (kg/MWh)	Emissões totais (Mt/a)
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	CA	2.228	602	7,05
Butiá, Minas de Leão	TU	1.371	600	4,32
São Sepé	ACC	92	629	0,30
Cachoeira do Sul	TU	631	600	1,99
Candiota	ACC	3.517	629	11,63
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	TU	59	600	0,19
		7.898		25,47

Fonte: Elaboração própria

Esses resultados mostram que a opção da co-combustão levaria a uma redução significativa das emissões de CO_2 sem comprometer o potencial termelétrico em uma medida relevante. Todavia, o potencial de redução é limitado neste valor. Caso haja necessidade de reduzir as emissões até um nível menor, a tecnologia da captura, como modelado na seção 5 deveria ser aplicado. Esta, por sua vez, não pode ser aplicada em todas as regiões do estado. Assim, uma combinação das duas tecnologias poderia oferecer a opção mais interessante para maximizar a redução de emissões do parque de UTEs no RS. O próximo capítulo inclui análises de várias combinações, visando comparar o desempenho das duas opções tecnológicas em diferentes configurações.

7 Comparação das alternativas de redução de emissões de CO_2

Duas opções tecnológicas de mitigação de emissões de CO_2 em UTEs foram apresentadas neste estudo, a redução de emissões por captura de carbono com absorção química com aminas e a co-combustão com eucalipto. Este capítulo tem como objetivo a comparação do desempenho das duas opções tecnológicas de redução de emissão. A comparação direta entre os sistemas, na forma como foram apresentados, não é possível, pois os modelos se diferem nas frações de CO_2 capturado. A fração de captura na opção da co-combustão é limitada pela fração máxima de biomassa na co-combustão, que foi definida como 30% (base mássica) neste estudo. Com essa fração de biomassa, a redução das emissões de CO_2 corresponde com uma captura de 26%. Se as emissões do parque termelétrico devessem reduzir-se para além desse limite, a tecnologia de captura teria que ser aplicada. Porém, a aplicação de sistemas de captura é fortemente restrita por questões de disponibilidade de água. Assim, para analisar mais detalhadamente as vantagens e desvantagens das duas opções propostas, casos comparáveis foram simulados. A comparabilidade foi baseada no total de CO_2 que o parque de UTE emitiria anualmente. Finalmente foi definido um índice para quantificar e validar a eficiência de redução das diferentes configurações.

O segundo objetivo da análise deste capítulo consiste em examinar efeitos da combinação das duas medidas. Ambas as medidas apresentam limites com relação ao seu potencial de reduzir emissões de CO_2, a co-combustão pela fração máxima de biomassa e a captura de CO_2, pela disponibilidade de água. A combinação das duas medidas poderia ajudar a contornar restrições e aumentar o desempenho do parque termelétrico com relação ao seu potencial e suas emissões de CO_2.

7.1 Casos observados

Os seguintes três casos são observados:

Caso 1 - Comparação de um parque de UTEs que usa co-combustão como medida de mitigação e um parque de UTEs que usa um sistema de captura de carbono de absorção química. Para realizar esta comparação, o sistema de captura foi ajustado para uma taxa de captura que corresponde com a captura virtual de uma UTE que opera com uma fração de biomassa de 30%. A taxa de captura que corresponde com esta fração de co-combustão chegaria a 26% quando comparada com a do caso base.

Portanto, o parque de UTEs com sistema de captura de carbono foi modelado de forma que se obtenha um parque que chegue no mesmo nível de redução de emissão anual. Para atingir este objetivo, um parque com sistemas de captura de 26% precisaria ser instalado.

Caso 2 – Comparação de um parque de UTEs que opera com uma unidade de captura por absorção, removendo 90% do CO_2 emitido, e um parque que opera com um sistema híbrido de captura de carbono e co-combustão, chegando no mesmo nível de redução de emissão. No caso do sistema híbrido, a quantidade de carbono que precisa ser retirada do gás de exaustão, pode ser diminuída, pois a co-combustão de uma fração de 30% de biomassa permite a captura virtual de 26% de CO_2. Para chegar a um nível de emissão de CO_2 que seria emitida por um parque que reduz as emissões exclusivamente por unidades de absorção química, 62% do CO_2 do gás de exaustão precisariam ainda ser retirados por um sistema de captura de carbono.

Caso 3 – Comparação de um parque de UTEs que aproveita o máximo as duas alternativas de mitigação para gerar emissões negativas com um parque que utiliza somente a captura por absorção química. Este último caso visa analisar o potencial de usar um parque termelétrico como sumidouro líquido de CO_2 e observar a redução do desempenho do mesmo, quando comparado com um parque termelétrico que use somente unidades de captura. O conceito da emissão negativa se explica da seguinte forma: no sistema de co-combustão modelado, certa porcentagem do CO_2 que se encontra no gás de exaustão tem sua origem na biomassa. Essa quantidade de CO_2 não é contabilizada como emissão. Se a porcentagem que é removida através de um sistema de captura for maior que a porcentagem do CO_2 que deriva do combustível fóssil, a emissão líquida da planta se torna negativa.

A modelagem destes sistemas foi realizada conforme o modelo descrito nas seções precedentes e nos anexos 1 – 4. .

7.1.1 Caso 1

7.1.1.1 Desempenho e restrições de instalação

Como mencionado acima, neste caso é preciso modelar uma unidade de captura de carbono que remova 26% do CO_2 que se encontra no gás de exaustão. Na Tabela 7-1

são listados os resultados da modelagem com relação ao uso e consumo de água. Uso e consumo de água encontram-se para todos os casos entre os números do caso base e do caso de 90% de captura por absorção química. Assim, não há alterações com relação à possibilidade da aplicação de sistemas de resfriamento em ciclo aberto e ciclo fechado com torre úmida.

Tabela 7-1: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 26% de CO_2

Sistema de resfriamento		CA	TU	SH
Uso de água	t/Mwh	79,39	2,72	0,75
Consumo de água	t/Mwh	0,07	1,95	0,47

Fonte: Elaboração própria

Para UTEs com sistemas de resfriamento seco encontram-se as mesmas restrições que foram identificadas para sistemas de captura de 90% de CO_2. Ou seja, em áreas onde não há disponibilidade de água, não existe a possibilidade de instalação de sistemas de captura de carbono.

Tabela 7-2: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com captura de carbono de 26%, sem e com consideração da disponibilidade hídrica

	CCS 26% (Base)		CCS 26% (0)		CCS 26% (ACC)	
Município	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	2.143	628	2.143	628	2.143	628
Butiá, Minas de Leão	1.315	627	1.315	627	1.315	627
São Sepé	88	656	0	656	94	829
Cachoeira do Sul	605	627	605	627	605	627
Candiota	3.384	656	0	656	3.618	829
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	56	627	56	627	56	627
Total	7.590		4.118		7.831	

Fonte: Elaboração própria

Portanto, foram desenvolvidos, novamente, dois cenários alternativos que levam em conta essa restrição. No cenário CCS 26% (0), o potencial termelétrico é zerado em áreas que só podem suportar sistemas com resfriamento seco. O cenário CCS 26%

(ACC) assume a instalação de UTEs sem captura de carbono nessas regiões. O potencial e as emissões específicas para cada região e cada cenário são indicados na Tabela 7-2.

7.1.1.2 Resultados

Na Tabela 7-3 encontram-se os dados que permitem a comparação do desempenho de UTEs com fração de captura de CO_2 de 26%. O desempenho do sistema de co-combustão se mostra bastante parecido ao desempenho do parque do caso base. Com relação ao uso e consumo de água, a co-combustão se apresenta vantajosa, sendo que não há necessidade de uma unidade de dessulfurização. A eficiência líquida de um parque com co-combustão é levemente reduzida devido à maior carga interna e menor poder calorífico da biomassa. A mitigação de emissões por uma unidade de captura, por sua vez, teria um impacto mais significativo, tanto com relação ao uso e consumo de água, quanto com relação à eficiência do parque. Uso e consumo de água aumentam devido à demanda adicional da unidade de captura de carbono e redução da eficiência da planta. A redução de eficiência se deve especialmente ao aumento do consumo parasítico do processo de absorção química.

Os resultados para o potencial do parque de UTE nos diferentes cenários são indicados na Tabela 7-4. Entre as opções que reduzem emissões de CO_2, o parque de co-combustão apresenta o maior potencial (7.858 MW) e a menor emissão específica (614 kg_{CO2}/MWh). O desempenho do parque do cenário CCS 26% (base) se apresenta semelhante, contudo mostra uma redução no potencial em comparação ao parque de co-combustão (7.590 MW). Mas, este parque não poderia ser instalado devido à falta de água em algumas regiões relevantes. Os cenários CCS 26% (0) e CCS 26% (ACC), que apresentam as alternativas que poderiam ser realizadas para contornar as restrições por falta de água, mostram, ambos, claras desvantagens quando comparado ao parque de co-combustão. O parque do cenário CCS 26% (0) sofre uma redução significativa no potencial, pois, neste cenário, jazidas de carvão em regiões com estresse hídrico não seriam aproveitados. Já o cenário CCS 26% (ACC) propõe um parque com emissões de CO_2 relativamente altas, pois conta com um parque termelétrico que aproveita todo o potencial de carvão, mas não aplicaria unidades de CCS em regiões de estresse hídrico.

Tabela 7-3: Comparação dos casos com nível de captura de CO_2 correspondendo a uma fração de co-combustão de 30%

		Caso base			Co-combustõ de uma fração de 30% de biomassa			Captura de uma fração de 26% de CO_2		
Sistema de resfriamento		CA	TU	SH	CA	TU	SH	CA	TU	SH
Uso de água	t/Mwh	69,36	2,35	0,18	69,43	2,30	0,13	79,39	2,72	0,75
Consumo de água	t/Mwh	0,05	1,68	0,05	0,00	1,64	0,00	0,07	1,95	0,47
Cargas internas	%	4,73%	5,86%	6,46%	5,30%	6,42%	7,04%	7,29%	8,53%	9,18%
Geração líquida	kJ/kg_{comb}	5031	5048	4813	4893	4910	4679	4705	4708	4501
Eficiencia total	%	38,85%	38,98%	37,16%	38,45%	38,58%	36,77%	36,33%	36,35%	34,76%
Emissões de CO2	kJ/kg_{comb}	1,11	1,11	1,11	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Emissões de CO2	kg/MWh	793	791	829	602	600	629	628	627	656

Fonte: Elaboração própria

Tabela 7-4: Potencial e emissões de parques de UTEs com nível de captura de CO_2 que correspondem a uma fração de co-combustão de 30%

	Potencial (MW)	Emissões (Mt_{CO2}/a)	Emissões específicas (kg_{CO2}/MWh)
Bio 30%	7.898	25,5	614
CCS 26% (base)	7.590	25,6	641
CCS 26% (0)	4.118	13,6	627
CCS 26% (ACC)	7.831	29,8	723

Fonte: Elaboração própria

Para realizar um parque com unidades de captura de carbono que atinja o potencial do parque do cenário hipotético CCS 26% (base) e, ao mesmo tempo, o nível de redução de emissão, um cenário CCS 26% (ACC)' foi modelado. Nesse cenário, a taxa de captura do parque do cenário CCS 26% (ACC) foi aumentada até o ponto em que a emissão anual do novo parque se iguala a emissão anual do parque do cenário CCS 26% (base). Este ponto foi atingido quando aquelas plantas, que operam com unidades de captura de carbono, trabalham com taxas de captura de 49%. O parque deste cenário representa o parque que mais se aproxima ao desempenho de um parque que opera com co-combustão de biomassa. Contudo, observa-se uma redução do potencial de 7.898 MW para 7.573 MW e um aumento das emissões específicas de 614 $kgCO_2$/MWh para 642 $kgCO_2$/MWh (veja Tabela 7-5).

Estes números deixam evidente que a co-combustão com biomassa mostra um desempenho melhor como medida de redução de CO_2 quando se visa uma redução moderada das emissões (26% com relação ao caso base) do parque de UTEs.

Tabela 7-5: Potencial e emissões de parques com nível de captura de CO_2 que correspondem a uma fração de co-combustão de 30%

	Potencial (MW)	Emissões (MtCO2/a)	Emissões específicas (kg_{CO2}/MWh)
Bio 30%	7.898	25,5	614
CCS 26% (ACC)'	7.573	25,5	642

Fonte: Elaboração própria

7.1.2 Caso 2

7.1.2.1 Desempenho e restrições de instalação

Este caso foca num parque de UTEs com captura de carbono que reduz as emissões de CO_2 por 90% em comparação com o caso base. Note-se que o parque desse caso base é hipotético, pois não poderia ser instalado por questões de disponibilidade de água. Compara-se um parque que realiza a redução somente com unidades de captura de carbono (como apresentado na seção 4.6) com um parque que combina a captura de carbono com a co-combustão de uma fração de 30% de biomassa. No caso da combinação da co-combustão e captura de carbono, a captura de 60,5% seria necessária para atingir o mesmo nível de redução de emissão de uma unidade de captura de 90%.

Tabela 7-6: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 62% de CO_2 e uma fração de co-combustão de biomassa de 30%

Sistema de resfriamento		CA	TU	SH
Uso de água	t/Mwh	88,53	3,00	1,17
Consumo de água	t/Mwh	0,04	2,14	0,76

Fonte: Elaboração própria

Na Tabela 7-6 encontram-se os resultados da modelagem com relação ao uso e consumo de água. Para este caso, deve-se averiguar se o potencial de instalação de

sistemas de resfriamento em ciclo aberto e em ciclo fechado com torre úmida se altera, pois há um aumento da demanda por água e, ao mesmo tempo, uma redução da disponibilidade hídrica devida às plantações de biomassa.

Com relação ao resfriamento em ciclo aberto, uma vazão de 68,48 m³/s seria necessária para satisfazer a demanda da UTE modelada. Conforme a análise realizada na seção 6.4.2 (veja Tabela 6-22), uma reavaliação da região capaz de suportar sistemas abertos de resfriamento ocorreria somente a partir de uma demanda de 73,98 m³/s. Com relação à capacidade de suporte de sistemas de ciclo fechado com torre úmida a análise indica que haverá restrições de instalação de UTEs nas mesmas bacias que foram identificadas para os casos acima observados (Caí, Pardo, Tramandaí e Negro). Nas bacias que foram julgadas relevantes para a instalação de UTEs com sistemas de ciclo fechado com torre úmida, não se observam alterações (veja Tabela 7-7).

Tabela 7-7: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida que combinam a captura de carbono e a co-combustãopara realizar captura de 90% do CO_2

Bacia hidrográfica	Capacidade adicional	B1	B2	B3
Gravataí	0	7,2%	60,7%	52,3%
Sinos	0	5,0%	63,3%	15,7%
Caí	1750	3,6%	66,7%	11,7%
Taquari - Antas	4000	1,4%	19,9%	4,1%
Vacacaí - Vacacaí Mirim	0	4,3%	193,4%	44,9%
Baixo Jacuí	4000	1,2%	14,5%	8,6%
Lago Guaíba	4000	0,6%	6,2%	2,5%
Pardo	1450	2,7%	67,7%	14,2%
Tramandaí	550	4,5%	9,3%	12,0%
Litoral Médio	0	10,0%	20,7%	39,1%
Camaquã	4000	2,6%	65,3%	21,2%
Mirim - São Gonçalo	0	5,8%	156,2%	44,0%
Negro	0	1,9%	9502,5%	17,3%

Bacia em Situação crítica Situação de alerta Situação confortável

Fonte: Elaboração própria

A instalação de UTEs com sistemas de resfriamento seco encontra as mesmas restrições que foram identificadas para os demais casos que operam com unidades de captura de carbono. Então, para a avaliação do potencial termelétrico foram

desenvolvidos, novamente, dois cenários, o cenário CCS+Bio 90% (0) e o cenário CCS+Bio 90% (ACC) (indicado na Tabela 7-8).

Tabela 7-8: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com captura de carbono de 29%, sem e com consideração da disponibilidade hídrica

	CCS+Bio 90% (Base)		CCS+Bio 90% (0)		CCS+Bio 90% (ACC)	
Município	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	1.864	98	1.864	98	1.864	98
Butiá, Minas de Leão	1.137	98	1.137	98	1.137	98
São Sepé	77	102	0	102	92	629
Cachoeira do Sul	523	98	523	98	523	98
Candiota	2.943	102	0	102	3.517	629
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	49	98	49	98	49	98
Total	6.593		3.573	0	7.183	0

Fonte: Elaboração própria

7.1.2.2 Resultados

Comparando os dois sistemas que permitem a redução das emissões do parque termelétrico por 90% observa-se que as UTEs que operam com co-combustão apresentam uma menor demanda por água para resfriamento. Ademais, devido à menor carga interna, esta configuração apresenta uma eficiência líquida maior (veja dados na Tabela 7-9).

Os resultados da avaliação do potencial e das emissões do parque termelétrico, indicados na Tabela 7-10, indicam que a combinação de um sistema de captura com co-combustão se mostra vantajosa. A combinação de um sistema de captura com co-combustão leva a um aumento do potencial e uma diminuição das emissões específicas em todos os casos simulados. Especialmente o caso CCS+Bio 90% (ACC) mostra vantagens em comparação ao caso CCS 90% (ACC). Pois, no caso CCS 90% (ACC), as UTEs em regiões de estresse hídrico operariam sem alguma medida de redução de emissão. Já no caso CCS+Bio 90% (ACC), a co-combustão permite a redução de emissões de CO_2 mesmo nas regiões onde não há possibilidade de instalação de unidades de captura de carbono.

Tabela 7-9: Comparação dos casos com nível de captura de CO_2 de 90%

		Caso base			Captura de 90% do CO_2			30% de biomassa + 62% de captura de CO_2		
Sistema de resfriamento		CA	TU	SH	CA	TU	SH	CA	TU	SH
Uso de água	t/MWh	69,35	2,35	0,18	112,17	3,95	2,53	98,61	3,38	1,71
Consumo de água	t/MWh	0,05	1,68	0,05	0,15	2,85	1,77	0,06	2,41	1,15
Cargas internas	%	4,72%	5,85%	6,45%	14,56%	16,17%	16,83%	12,19%	13,63%	14,32%
Geração líquida	kJ/kg_{comb}	5033	5050	4815	3902	3868	3735	4093	4073	3915
Eficiencia total	%	38,86%	39,00%	37,18%	30,13%	29,87%	28,84%	32,16%	32,01%	30,77%
Emissões de CO2	kJ/kg_{comb}	1,11	1,11	1,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11
Emissões de CO2	kg/MWh	793	790	829	102	103	107	98	98	102

Fonte: Elaboração própria

Tabela 7-10: Potencial e emissões dos casos com nível de captura de CO_2 de 90%

	Potencial (MW)	Emissões (Mt_{CO2}/a)	Emissões específicas (kg_{CO2}/MWh)
Caso base	8.122	35	105
CCS 90% (Base)	6.281	3	105
CCS+Bio 90% (Base)	6.593	3	100
CCS 90% (0)	3.400	2	103
CCS+Bio 90% (0)	3.573	2	98
CCS 90% (ACC)	7.112	18	482
CCS+Bio 90% (ACC)	7.183	14	365

Fonte: Elaboração própria

Todavia, somente os cenários CCS 90% (0) e CCS+Bio 90% (0) atingem o nível de redução que foi avisado e até o ultrapassam, devido à redução no potencial instalado. Isto é, nesses cenários, os níveis de captura poderiam ser reduzidos. Os CCS 90% (0)' e CCS+Bio 90% (0)' foram então criados para averiguar os níveis de captura que seriam suficientes para uma redução de CO_2 de 90% com relação ao parque elétrico do caso base. No cenário CCS 90% (0)', a captura de 81% de CO_2 seria necessária. Já no cenário CCS+Bio 90% (0)', uma taxa de captura de 52% seria suficiente. Os potenciais são reduzidos para 3.501MW e 3.674 MW, respectivamente. Igual aos casos precedentes, a co-combustão permitiria a instalação de um parque maior e apresenta uma emissão específica menor.

Tabela 7-11: Comparação entre os potencias e emissões dos parques termelétricos de cenários que chegam a uma redução de 90% com relação ao caso base

	Potencial termelétrico (MW)	Emissões totais (Mt/a)	Emissões esp. de CO_2 (kg/MWh)	Redução do Potencial	Redução da emissão específica	
Caso base	8.122	35	809			
CCS 90% (0)'	3.501	3,5	190	57%	90%	77%
CCS+Bio 90% (0)'	3.674	3,5	180	55%	90%	78%

Fonte: Elaboração própria

7.1.3 Caso 3

7.1.3.1 Desempenho e restrições de instalação

No terceiro caso observa-se um parque que aproveita o máximo das duas alternativas de mitigação, ou seja, um parque que combina a co-combustão de 30% de biomassa e a captura de carbono de 90%. Esta configuração oferece a possibilidade de tornar negativo o balanço das emissões do parque termelétrico.

Entre os sistemas modelados, estes apresentam a maior demanda por água para todas as opções de resfriamento (veja Tabela 7-12). Portanto, precisa-se verificar se o potencial de instalação de sistemas de resfriamento em ciclo aberto e em ciclo fechado com torre úmida se altera para este modelo de planta.

Tabela 7-12: Uso e consumo de água em UTEs com sistemas de captura de uma fração de 90% de CO_2 e uma fração de co-combustão de biomassa de 30%

Sistema de resfriamento		CA	TU	SH
Uso de água	t/MWh	117,41	4,08	2,72
Consumo de água	t/MWh	0,10	2,92	1,89

Fonte: Elaboração própria

Para sistemas com resfriamento em ciclo aberto foi identificada a demanda de uma vazão de 81,54 m³/s. Lembrando que a demanda máxima foi estipulada como 73,98 m³/s (veja Tabela 6-22), a área para o uso de resfriamento em ciclo aberto precisa

ser reavaliada. Conforme Figura 4-8, a área que foi avaliada como apta para sistemas com resfriamento aberto se encontra bastante próxima ao ponto onde a bacia do Baixo Jacuí desemboca na bacia do Lago Guaíba. Para este ponto é indicado uma vazão de 151,9 m³/s. Portanto, foi assumido que, nessa região, o aumento da demanda pode ser tolerado.

Tabela 7-13: Capacidade de suporte das bacias hidrográficas para UTEs com sistemas de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida que combinam a captura de carbono e a co-combustão para atingir um balanço negativo de emissões

Bacia hidrográfica	Capacidade adicional	B1	B2	B3
Gravataí	0	7,2%	60,7%	52,3%
Sinos	0	5,0%	63,3%	15,7%
Caí	1340	3,5%	65,6%	11,6%
Taquari - Antas	4000	1,5%	21,4%	4,2%
Vacacaí - Vacacaí Mirim	0	4,3%	193,4%	44,9%
Baixo Jacuí	4000	1,3%	14,9%	8,7%
Lago Guaíba	4000	0,6%	6,6%	2,6%
Pardo	1100	2,7%	66,4%	14,1%
Tramandaí	430	4,5%	9,2%	12,0%
Litoral Médio	0	10,0%	20,7%	39,1%
Camaquã	4000	2,8%	68,6%	21,5%
Mirim - São Gonçalo	0	5,8%	156,2%	44,0%
Negro	0	1,9%	9502,5%	17,3%

Bacia em Situação crítica Situação de alerta Situação confortável

Fonte: Elaboração própria

A capacidade de suporte de UTEs com sistemas de ciclo fechado com torre úmida não é alterada. Como mostra Tabela 7-13, nas bacias que foram julgadas relevantes para a instalação de UTES com sistemas de ciclo fechado com torre úmida, não se observam alterações.

Para a instalação de UTEs com sistemas de resfriamento seco devem-se considerar as restrições identificadas para os demais casos que operam com unidades de captura de carbono. Os cenários CCS+Bio max (0) e CCS+Bio max (ACC) avaliam o potencial termelétrico e são indicados na Tabela 7-14.

Tabela 7-14: Potencial (MW) e emissões específicas (kg_{CO2}/MWh) de um parque termelétrico com máxima captura de carbono%

	CCS+Bio max (Base)		CCS+Bio max (0)		CCS+Bio max (ACC)	
Município	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.	Potencial	Emissões esp.
Charqueadas, Guaíba, Triunfo	1.686	-227	1.686	-227	1.686	-227
Butiá, Minas de Leão	1.023	-230	1.023	-230	1.023	-230
São Sepé	69	-237	0	-237	92	629
Cachoeira do Sul	471	-230	471	-230	471	-230
Candiota	2.664	-237	0	-237	3.517	629
São Jerônimo, Arroio dos Ratos	44	-230	44	-230	44	-230
Total	5.958		3.224		6.833	

Fonte: Elaboração própria

7.1.3.2 Resultados

Os resultados dessa análise mostram que a combinação da co-combustão com uma unidade de captura de 90% afetaria sobremaneira o desempenho de uma UTE quando comparado com o desempenho de uma UTE, que aplica somente a captura de carbono (veja Tabela 7-15). Há um aumento do uso e consumo de água em todos os sistemas causado pela redução da eficiência do sistema. Somente no sistema de resfriamento em ciclo aberto, o consumo é diminuído devido à menor demanda por dessulfurização em UTEs com co-combustão.

Tabela 7-15: Comparação co caso base e caso de balanço negativo de CO_2

		Caso base			Caso CCS 90%			Caso com balanço negativo de CO_2		
Sistema de resfriamento		CA	TU	SH	CA	TU	SH	CA	TU	SH
Uso de água	t/MWh	69,35	2,35	0,18	112,17	3,95	2,53	117,41	4,08	2,72
Consumo de água	t/MWh	0,05	1,68	0,05	0,15	2,85	1,77	0,10	2,92	1,89
Cargas internas	%	4,72%	5,85%	6,45%	14,56%	16,17%	16,83%	16,12%	17,77%	18,43%
Geração líquida	kJ/kg_{comb}	5033	5050	4815	3902	3868	3735	3703	3665	3544
Eficiencia total	%	38,86%	39,00%	37,18%	30,13%	29,87%	28,84%	29,10%	28,80%	27,85%
Emissões de CO2	kJ/kg_{comb}	1,11	1,11	1,11	0,11	0,11	0,11	-0,23	-0,23	-0,23
Emissões de CO2	kg/MWh	793	790	829	102	103	107	-227	-230	-237

Fonte: Elaboração própria

Os resultados com relação ao potencial e as emissões do parque termelétrico são indicados na Tabela 7-16. Como 30% do CO_2 contido no gás de exaustão derivam de biomassa e 90% do CO_2 são removidos do gás de exaustão, chegar-se-ia a um balanço negativo de emissões em torno de - 20%, o que corresponderia com 7 Mt_{CO2}/a se o carvão de todas as reservas lavráveis for aproveitado.

Contudo, como não há possibilidade de instalar unidades de CCS nas regiões de estresse hídrico, não se alcança este nível de emissões negativas. Novamente são desenvolvidos dois cenários. No cenário CCS max (0) o balanço de CO_2 chega a -4 Mt_{CO2}/a, a partir de um potencial termelétrico de 3114 MW. Já no cenário CCS max (ACC) o potencial chega a 6833 MW. Contudo, este parque termelétrico não alcança um balanço negativo e emite 8 Mt_{CO2}/a, o que significa uma redução de emissão de 77% comparado com o caso base.

Tabela 7-16: Potencial e emissões dos casos com nível de captura de CO_2 de 90% e co-queima de 30%

	Potencial (MW)	Emissões (Mt_{CO2}/a)	Emissões específicas (kg_{CO2}/MWh)
Caso base	8.122	35	809
CCS 90% (Base)	6.281	3	105
CCS max (Base)	5.958	-7	-232
CCS 90% (0)	3.400	2	103
CCS max (0)	3.224	-4	-228
CCS 90% (ACC)	7.112	18	482
CCS max (ACC)	6.833	8	225

Fonte: Elaboração própria

O cenário CCS max (ACC) se mostra mais próximo ao cenário hipotético CCS (base). Diferente dos cenários CCS 90% (0) e CCS max (0), não ocorre uma redução significativa no potencial termelétrico. Comparado com o cenário CCS 90% (base), percebe-se até um aumento, que se deve à instalação de UTEs sem captura que é prevista neste cenário. De outro lado, alcança-se uma redução de emissão significativa, sendo que os ganhos de redução causados pelo uso de biomassa contrabalançam as emissões que não podem ser evitadas por captura nas regiões de estresse hídrico.

7.2 Resumo e classificação dos casos observados

Foi apresentada uma série de possíveis configurações para um parque termelétrico no RS, que foram resumidas em 3 casos. No *Caso 1* observam-se parques

com plantas que operam com uma redução de emissão de 26%. O *Caso 2* trata de parques com plantas que reduzem as emissões de CO_2 em 90%. O *Caso 3*, por sua vez, discute plantas onde se visa a maximização de remoção de CO_2.

Em todas as categorias se compararam os desempenhos de unidades de captura de CO_2 e sistemas de co-combustão. Restrições com relação à disponibilidade de água levaram a necessidade de simular parques alternativos para todas as configurações com unidade de captura de carbono.

Com relação ao *caso 1* foi examinado em que configuração um parque com captura de carbono corresponderia com um parque de co-combustão, e qual opção mostra o melhor desempenho com relação à redução de potencial e emissões. Foi identificado um cenário CCS 26 (ACC)', em que as UTEs operam com uma taxa de captura de 49%. Parques com UTEs que operam com uma taxa de captura de 26% não chegariam a resultados iguais à parques de co-combustão, devido à restrição de instalação colocada pela disponibilidade de água.

No *caso 2*, que visa a redução das emissões do parque em 90%, foram identificados os cenários CCS 90% (0)' e CCS+Bio 90% (0)'. No cenário CCS 90% (0)', a captura de 81% de CO_2 seria necessário. Já no cenário CCS+Bio 90% (0)', uma captura de 52% seria suficiente. Os potenciais são reduzidos para 3.501MW e 3.674 MW, respectivamente. Nos dois casos, a co-combustão de biomassa alcança resultados melhores com relação ao potencial do parque termelétrico e, portanto, à emissão específica do mesmo (veja Tabela 7-17).

Tabela 7-17: Comparação entre potencial e emissões dos parques termelétricos do caso base, do canrários de redução de 26% e de 90%

	Potencial termeletrico (MW)	Emissões totais (Mt/a)	Emissões esp. de CO_2 (kg/MWh)	Redução do Potencial	Redução da emissão específica
Caso base	8.122	35	809	-	-
Bio 30%	7.898	26	614	3%	24%
CCS 26% (ACC)'	7.573	26	642	7%	21%
CCS 90% (0)'	3.501	3,5	190	57%	90%
CCS+Bio 90% (0)'	3.674	3,5	180	55%	90%
CCS max (ACC)	6.833	8	225	16%	77%

Fonte: Elaoreção própria

Com relação aos resultados do *caso 2* vale ainda ressaltar que o potencial sofre uma redução substancial quando comparado ao caso base. Assim, em casos em que se visa um nível alto de redução de CO_2 para o parque termelétrico, o caso CCS max (ACC) poderia ser a alternativa mais interessante, uma vez que as emissões do parque seriam reduzidas em 77%, enquanto o potencial se reduziria somente em 16% (veja Tabela 7-17).

A validação do desempenho pode ser realizada através de diferentes indicadores. Focando no desempenho da cada UTE por si, a emissão específica é um fator significativo, que coloca em relação a emissão e a geração de energia elétrica da planta. Desta forma, esse fator leva em consideração a perda de eficiência da planta que é provocada por uma medida de redução.

Já para a avaliação do parque inteiro, esse fator perde significância, por não considerar a redução do potencial que pode ser instalado. Para incluir na avaliação a perda de potencial que ocorre em cada cenário foi definido um índice que coloca em relação à redução do potencial termelétrico e à redução de emissões de CO_2 (equação Eq 17) e descreve, assim, a penalidade energética da medida de mitigação para o parque como um todo.

$$i_M = \frac{Redução\ do\ potencial\ do\ parque\ de\ UTEs\ (\%)}{Redução\ das\ emissões\ de\ CO_2\ oriundas\ do\ parque\ de\ UTEs\ (\%)} \qquad \textbf{Eq 17}$$

Tabela 7-18: *Ranking* das opções de mitigação de emissões de CO_2 num parque termelétrico no RS

	Potencial (MW)	Emissões (Mt_{CO2}/a)	Emissões específicas (kg_{CO2}/MWh)	Redução da emissão específica	i_M
Caso base	8.122	34,5	809		
Bio 30%	7.898	25,5	614	24%	0,11
CCS 26% (ACC)’	7.573	25,5	642	21%	0,26
CCS 90% (0)’	3.501	3,5	190	77%	0,63
CCS+Bio 90% (0)’	3.674	3,5	180	78%	0,61
CCS max (ACC)	6.833	8,1	225	72%	0,21

Tabela 7-18 resume os resultados das simulações do parque do caso base, dos parques cujas emissões são reduzidas em 26% ((Bio 30%) e CCS 26% (ACC)’), dos parques cujas emissões são reduzidas em 90% (CCS 90% (0)’ e CCS+Bio 90% (0)’) e do parque CCS max (ACC)’.

Classificando esses parques pelas emissões específicas, a combinação da co-combustão com captura para a redução de CO_2 em 90% (CCS+Bio 90% (0)') representa o melhor desempenho com 180 kg_{CO2}/MWh, logo seguida pelo parque que reduz as emissões em 90% aplicando somente a captura de carbono (190 kg_{CO2}/MWh). Em terceiro lugar se coloca o cenário CCS max (ACC)' com emissões específicas de 225 kg_{CO2}/MWh. Já os cenários que simulam um nível inferior de captura (26%), apresentam um desempenho pior conforme este índice, pois ainda apresentam um nível de emissão relativamente alto. Não obstante, quando se comparam os cenários de redução em 26% e 90% entre si, nota-se que os casos que utilizam a co-combustão apresentam, nos dois casos, um desempenho melhor, já que a co-combustão provoca uma redução de eficiência menor que a adição de uma captura de carbono.

Já pelo índice i_M, o caso Bio 30% é classificado como o melhor (i_M=0,11), ou seja, que provoca a menor perda de potencial por unidade de CO_2 evitada. Em segundo lugar se coloca o cenário CCS max (ACC)' com i_M=0,21, logo seguido pelo cenário CCS 26% (ACC)' com i_M=0,26. O desempenho dos cenários CCS 90% (0) e CCS+Bio 90% (0)' é classificado como bastante pior com i_M=0,63 e i_M=0,61, respectivamente. Ou seja, cenários em que o potencial do parque elétrico é reduzido por questões de disponibilidade de água são classificados como não vantajosos conforme este índice. Comparando os cenários de redução em 26% e 90% entre si, os casos que utilizam a co-combustão apresentam, nos dois casos, um desempenho melhor que os casos que utilizam somente a captura de carbono.

Finalmente, pode se afirmar que a co-combustão representa a medida mais interessante para a redução de emissões de CO_2, porque provoca uma penalidade energética menor na UTE e no parque como um todo. Quando o nível de redução de emissão for maior do que pode ser alcançado pela co-combustão, recomenda-se a aplicação de uma combinação de co-combustão e captura. Assim, um nível de redução de 77% poderia ser alcançado sem necessidade de desistir do aproveitamento do carvão localizado em regiões de estresse hídrico.

Emissões negativas só poderiam ser alcançadas aceitando uma redução significativa no potencial, pois o carvão das regiões de estresse hídrico não poderia ser aproveitado. Desta forma, conforme modelado no cenário CCS max (0), o potencial de remoção de CO_2 da atmosfera atingiria -4 Mt, com um parque instalado de 3.224 MW. O índice i_M deste cenário chegaria em 0,54.

8 Conclusões e considerações finais

O objetivo deste estudo consistiu na avaliação da capacidade termelétrica que poderia ser instalada a partir do carvão situado no RS. A análise detalhada do tamanho e localidade das reservas lavráveis de carvão e dos usos concorrentes permitiu estimar a quantidade de carvão disponível para o uso em usinas termelétricas. As reservas lavráveis chegam em 1.571 Mt, o que representa aproximadamente 30% da reserva medida, mas somente 5% da quantidade que é indicada como recurso.

O potencial termelétrico teórico que poderia ser instalado a partir dessas reservas foi estimado em 8.286 MW. Este potencial depende da eficiência líquida que é assumida para a conversão termoquímica do carvão. As UTEs modeladas consistem em plantas com queima em leito fluidizado e caldeiras supercríticas. Equipamentos de redução de emissão foram projetados para atender os limites definidos pelo BNDES. Restrições por disponibilidade de água reduzem o potencial teórico para 8.122 MW, o que se deve à redução da eficiência líquida de plantas instaladas em regiões de estresse hídrico, que, por sua vez, é provocada pela aplicação de sistemas de resfriamento que operam sem água.

O fato de representar a tecnologia de geração mais carbono intensiva torna incerta a aceitação futura da geração a base de carvão no SIN. A aplicação de tecnologias de redução de emissões de CO_2 pode contornar o desafio da mitigação das emissões de CO_2. A captura de carbono representa uma tecnologia que ainda não foi introduzida comercialmente no setor elétrico. Desafios com relação a custos e *scale-up* precisam ainda ser enfrentados. Todavia, para a captura de CO_2 por absorção química, a instalação de plantas de demonstração grande porte é projetada para o período de 2015 a 2020, o que indica que está tecnologia se encontra próxima á introdução no mercado, e que os obstáculos para sua introdução consistem em questões de economicidade e não de viabilidade técnica.

A simulação de um parque termelétrico com captura de absorção química (90%) mostra que o potencial termelétrico seria reduzido de forma significativa por causa de restrições de água. Sistemas de captura por absorção química demandam grandes quantidades de água para fins de resfriamento e não poderiam ser instalados em regiões de estresse hídrico. Portanto, o potencial do parque termelétrico chegaria somente a 3.400 MW. Num parque em que a instalação de UTEs sem captura seria permitida em

regiões de estresse hídrico, o potencial chegaria a 7.112 MW, mas as emissões de CO_2 desse parque termelétrico seriam reduzidas em somente 48%.

Uma alternativa tecnológica para uma redução parcial de emissões consiste na co-combustão de biomassa. O limite de redução foi estimado em 26% o que resulta do limite de co-combustão de 30%. A modelagem indicou que a co-combustão permite reduzir as emissões em 26% sem causar impactos relevantes na eficiência das UTEs do parque, cujo potencial foi reduzido em somente 3% comparado ao caso base.

Para parques que visam um nível de redução maior que 26%, a combinação das duas medidas de redução se mostrou vantajosa por duas razões. Primeiro, a co-combustão de biomassa provoca uma penalidade menor por unidade de CO_2 evitado e, segundo, através da biomassa, emissões de CO_2 podem ser reduzidas também em UTEs localizadas em regiões de estresse hídrico.

Vale ressaltar que as considerações com relação à disponibilidade de água se baseiam em valores que foram relatadas para as vazões totais das bacias. Assim, especialmente em regiões cuja situação hídrica foi julgada como crítica, uma análise mais detalhada seria importante para examinar se as restrições aqui identificadas poderiam ser contornadas. A instalação de reservatórios para a regulação de vazões, por exemplo, poderia garantir a disponibilidade de água em regiões que sofrem estresse hídrico somente em determinados períodos.

Outra possibilidade para contornar as restrições por disponibilidade de água seria a aplicação de alternativas tecnológica para a captura de carbono que apresentam uma menor demanda por água. Neste sentido se destaca a tecnologia do ciclo combinado com gasificação integrada (IGCC) em combinação com a captura de carbono por absorção absorção física. Esta opção tecnológica se encontra também em um estado avançado de desenvolvimento (IEA 2013) e apresenta uma demanda de água muito reduzida, pois não há demanda de água por resfriamento na unidade de captura (CMU 2012). Portanto, recomenda-se a avaliação do potencial termelétrico com um parque de UTEs que consiste em plantas IGCC com CCS.

Uma questão que também deveria ser abordada consiste na análise de efeitos da operação em carga parcial. Um regime de carga parcial o afeta tanto a eficiência da planta (Spliethoff 2010), quanto a viabilidade da operação de um sistema de captura de carbono (Roeder et al. 2013). Como as UTEs ligadas ao SIN operam geralmente num regime de carga parcial, essa análise é de importância para futuros estudos.

9 Referências bibliográficas

ABBASI, T. & ABBASI, S.A., 2010, “Biomass energy and the environmental impacts associated with its production and utilization”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 14, n. 3 (Apr.), pp.919–937.

ABCM, 2013. *Estatísticas*. Associação Brasileira do Carvão Mineral. [Online]. Disponível em: http://www.carvaomineral.com.br/internaconteudo.php ?isubarea= 9&i_area=2 [Accesso: 27 de Agosto de 2013].

ACENSO, J.R.F., 2011, “Caldeiras de Leito Fluidizado”. In *12o seminário brasileiro agroindustrial*. Riberão Preto, São Paulo, Brasil, 26 – 27.10.2011. Disponível em: http://www.stab.org.br/12sba/05_JOAOACENSO_DEDINI.pdf

ADAMS, M.B., CARPENTER A.M., CLARKE, L.B. *et al*., 2006, “SOx Emissions and Control”. In: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Available at: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Accesso: 27 de Agosto de 2013].

ADAMS, D.M.B., CARPENTER, A.M., COUCH, G.R., *et al*, 2007, “Combustion Technologies”. In: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Available at: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Accesso: 27 de Agosto de 2013].

ALMEIDA, A.C. & SOARES, J.V., 2003, “Comparação entre o uso de água em plantações de Eucalyptus grandis e floresta ombrófila densa (Mata Atlântica) na costa leste do Brasil”. *Revista Árvore* v. 27, nr. 2, pp. 159–170.

ANEEL, 2010. *Capacidade Instalada 2001 - 2010*. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/EVOLUCAO_DA_CAPACIDADE_IN_TALADA_ANEEL_MME.PDF. [Accesso: 27 de Agosto de 2013].

ANEEL, 2011a, *Editais de geração*. [Online] Available at: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=53. [Accesso: 27 de Agosto de 2013].

ANEEL, 2011b. “Proposta de revisão da Resolução Normativa nº. 129/2004, sobre o reembolso de combustíveis para centrais termelétricas que utilizam carvão mineral nacional”. Nota Técnica nº. 034/2011-SRG/ANEEL. Processo nº: 48500.002263/2011-18. Brasília, Distrito Federal, 15 de junho.

ANEEL, 2013. *BIG - Banco de Informações de Geração*. [Online]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.asp [Acesso: 16 de Agosto de 2013].

ARTANTO, Y., JANSEN, J., PEARSON, P., *et al*., 2012. Performance of MEA and amine-blends in the CSIRO PCC pilot plant at Loy Yang Power in Australia. *Fuel*, v. 101, pp.264–275.

BARBOSA, V.L.A., PEÇANHA, R.M., CÂMARA, R.M., *et al*.,2005. *Anuário mineral brasileiro 2005*. Departamento Nacional de Produção Mineral, Brasília, Distrito Federal.

BASU, P., 2006, *Combustion and gasification in fluidized beds*. Boca Raton, CRC/Taylor & Francis.

BERKENPAS M.B., FREY C.H., FRYET J.J. *et al.*, 1999, *Integrated Environmental Control Model - Technical Documentation*. [Online]. Disponível em: http://www.cmu.edu/epp/iecm/IECM_Publications/1999ra%20Berkenpas%20et%20al,%20IECM%20Tech.pdf. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

BNDES, 2013, *Critérios socioambientais para o apoio ao segmento de geração elétrica.* [Online]. Disponível em: http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Areas_de_Atuacao/Infraestrutura/Energia_Eletrica/criterios_socioambientais_geracao.html. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

BP, 2012. *BP Statistcal Review of World Energy 2012*. [Online]. Disponível em: bp.com/statisticalreview. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

BROWN, M.T., 2011, *Caraterização petrológica e química dos carvões utilizados em usinas termelétricas brasileiras e as cinzas geradas no processo de combustão*. Dissertação de M.Sc., UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

BUREAU OF MINES (U.S.), GEOLOGICAL SURVEY (U.S.) 1981, “Principles of a resource/reserve classification for minerals”. *Geological Survey circular 831*. Edition for 1976 published under title: Principles of the mineral resource classification system of the U.S. Arlington, VA, USA.

CABRAL, O.M.R.,. ROCHA, H.R., GASH, J. H.C., *et al*., 2010. ‘The energy and water balance of a Eucalyptus plantation in southeast Brazil”. *Journal of Hydrology*, v. 388, nr. 3-4, pp.208–216.

CANNELL, M.G.R., 1999. “Environmental impacts of forest monocultures: water use, acidification, wildlife conservation, and carbon storage”. *New Forests*, v. 17, nr. 1-3, pp 239-262.

CAPELETTO, G.J. & ZANCHI, G.H., 2010, Balanço Energético do Rio Grande do Sul 2010: ano base 2009. Porto Alegre, Grupo CEEE / Secretaria de Infra-Estrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2010.

CARPENTER A.M., NIKSA, S., SCOTT, D.H., *et al.*, 1999, “Effects of Coal Ash on Combustion Systems”. In: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Available at: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

CARPENTER, A.M., DAVIDSON, R.M., FUKASAWA, K., *et al.*, 2006a, “NO_x Emissions and Control”. In: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Available at: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

CARPENTER, A.M., ET AL, DAVIDSON, R.M., MITCHELL, S.C., *et al.*, 2006b, “Particulates Emissions and Control”. In: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Available at: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content /browser. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

CGTEE, 2004. *Informativo da companhia de geração térmica de energia elétrica*. [Online]. Disponível em: http://www.cgtee.gov.br/sitenovo/files/comp_ downloads/secao_104/CGTEE3.pdf. [Acesso: 5 de Março de 2013].

CHUM, H., A. FAAIJ, J. MOREIRA, G., *et al.*, 2011, “Bioenergy”. Em: Edenhofer,O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., et al. (eds), *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

CIFLORESTAS 2012. *Preços de produtos – Madeira cortada e empilhada*. Centro de Inteligência em Florestas. [Online]. Disponível em: www.ciflorestas.com.br. [Acesso: 3 de Maio de 2013].

CMU, 2012. *Integrated Environmental Control Model (IECM)*. Pittsburgh, USA: Carnegie Mellon University (CMU).

CONAMA, 1990.*Resolução CONAMA Nº 8, de 6 de dezembro de 1990*. D.O.U, de 28/12/90, Seção 1, páginas 25.539.

CONAMA, 2008. *Resolução CONAMA Nº 397, de 3 de abril de 2008*. DOU nº 66, de 7 de abril de 2008, Seção 1, páginas 68-69.

COPELMI, 2013. *Unidades de Operação*. [Online]. Disponível em: http://www.copelmi.com.br/index.php?option=comcontent&task=view&id=13&Itemid=29. [Acesso: 27 de Agosto de 2013]

COUCH, 2003. “Coal preparation”. Em: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Disponível em: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Acesso: 27 de Agosto de 2013].

CRA e MPX, 2007, Estudo de Impacto Ambiental para o empreendimento UTE MPX Sul. São Paulo, Brasil.

DAVIDSON, 2004, “Studying the Structural Chemistry of Coal”. n: IEA Clean Coal Centre, *Coal Online*. [Online]. Disponível em: http://www.coalonline.org/site/coalonline/content/browser. [Acesso: 27 de Agosto de 2013].

DELGADO MARTINS, A., 2012. *Water Footprint of Electric Power Generation: Modeling its use and analyzing options for a water-scarce future*. MSc Dissertation, Massachusetts Institute of Technology, Boston, USA.

DIAS MÜLLER, M., 2005. *Produção de Madeira para a Geração de Energia Elátrica numa Plantação Clonal de Eucalipto em Itamarandiba, MG.* Tese de Doutorado. Viçosa, Brasil: Viçosa.

DNPM 2013. Sigmine. [Online]. Disponível em: http://sigmine.dnpm.gov.br/webmap/

DOE/NETL, 2010. *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity*. DOE/NETL-2010/1397, Revision 2. Pittsburg, PA: National Energy Technologies Laboratory.

DOE/NETL, 2011. *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. Volume 3b: Low Rank Coal to Electricity: Combustion Cases.* DOE/NETL-2011/1463. Pittsburg, PA: National Energy Technologies Laboratory.

DOLEŽAL, R., 2001. *Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke.* Berlin, Heidelberg, New York, Barcelona, Hongkong, London, Mailand, Paris, Singapur, Tokio: Springer.

EEX, 2012. Emission rights spot. [Online]. Disponívle em: http://www.eex.com/en/. [Acesso: 8 de Agosto de 2013]

EIA, 2008. *International Energy Statistics – Coal*. [Online].Disponível em: http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=1&pid=7&aid=6&cid=BR,&syid=2008&eyid=2008&unit=MST. [Acesso: 17 de Agosto de 2013].

ELETROBRAS, 2011, "Candiota III (Fase C) é obra do PAC". *Matérias para a imprensa.* 16 de março de 2011. [Online]. Disponível em http://www.cgtee.gov.br/sitenovo/index.php?secao=103. [Acesso: 27 de agosto de 2013]

ELETROBRAS, 2012. *Conta de Desenvolvimento Energético.* [Online]. Disponível em: http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISB29596DDPTBRIE.htm. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

ELETROBRAS, 2013, *UTE Presidente Médici*. [Online]. Disponível em: http://www.cgtee.gov.br/sitenovo/index.php?secao=37. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

EPE, 2011, *Informe à imprensa - Leilão de energia A-3*. Empresa de Pesquisa Energética, Rio de Janeiro, 16/12/2011. [Online]. Available at: http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20111216_1.pdf. [Accesso: August 27, 2013].

EPRI, 2002. *Water & Sustainability: U.S. Water Consumption for Power Production - The Next Half Century*. [Online]. Dispnível em: http://www.epri.com/abstracts /Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000000001006786. [Acesso: 4 de Maio de 2013]

ETSAP/IRENA, 2013. *Biomass Co-firing – Technology Brief*. [Online] Disponível em: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA-ETSAP% 20Tech%20Brief%20E21%20Biomass%20Co-firing.pdf. [Acesso: 25 de Maio de 2013]

FEPAM, 2005. *Autorização N.º 168/2005-DL*. [Online]. Disponível em: http://www.fepam.rs.gov.br/doclics/ant2006/195331.pdf. [Acesso: 13 de março de 2013].

FEPAM, 2013. *Arquivos digitais para uso em SIG - base cartográfica digital do RS 1:250.000*. [Online]. Disponível em: http://www.fepam.rs.gov.br/biblioteca/geo/ bases_geo.asp. [Acesso: 12 de outubro de 2012].

FLUOR 2012. *Flour econamine FG^{+} Experience*. [Online]. Disponível em: http://www.fluor.com/econamine/Pages/projectsites.aspx. [Acesso: 3 de Julho de 2013]

FOLKE, C. RADGEN, P., RODE, H., *et al.*, 2011. E.ON'S current CCS activities. *Energy Procedia*, n. 4, pp.6091–6098.

GADONNEIX, P., BARNÉS DE CASTRO, F., MEDEIROS, N.F., *et al*., 2010. *World Energy Resources: 2010 Survey*. [Online] Disponível em: http://www.worldenergy.org/publications/2010/survey-of-energy-resources-2010. [Acesso: 4 de Agosto de 2013].

GALVÃO, P.G.T., FILHO, O.B.F., NEVES, C.A.R., *et al*, 2011. *Anuário estatístico de Mineração 2010*. Brasilia, Brasil: Departamento Nacional de Produção Mineral.

GARCIA-GALINDO, D., ROYO, F.J., SEBASTIÁN, F., *et al*, 2012. "Empirical Indices to forecast adverse effects of co-firing: the analysis of 200 full-scale experiences". *20th European Biomass Conference and Exibition*. 18 – 22 de Junho de 2012, Milan, Italia.

GOTO, K., YOGO, K. & HIGASHII, T., 2013. A review of efficiency penalty in a coal-fired power plant with post-combustion CO2 capture. *Applied Energy*, 111, pp.710–720.

GRANT, T., MORGAN, D., GERDES, K., 2013. *Estimating Carbon Dioxide Transport and Storage Costs*. DOE/NETL-2013/1614. Pittsburgh, PA: National Energy Technologies Laboratory.

GTC, 2013. Gasification Technologies Council – Database and Library. [Online] Disponível em: http://gasification.org/page_1.asp?a=103. [Acesso: 16 de Maio de 2013]

HERZOG, H.J., 2011. Scaling up carbon dioxide capture and storage: From megatons to gigatons. *Energy Economics*, 33(4), pp.597–604.

HOFFMANN SAMPAIO 1983. *Caracterização para o Beneficiamento do Carvão de Candiota.* Dissertação de M.Sc., UFRGS, Porto Alegre, Brasil.

HOFFMANN, B.S, 2010, *O Ciclo Combinado com Gaseificação Integrada e a Captura de CO2: Uma Solução para Mitigar as Emissões de CO2 em Termeletricas a Carvão em Larga Escala no Curto Prazo?*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

HOFFMANN, B.S., SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., 2013, "Limits to co-combustion of coal and eucalyptus due to water availability in the state of Rio Grande do Sul, Brazil". *8th Conference on sustainable development of energy, water and environment systems*. September 22-27, 2013, Dubrovnik, Croatia.

HUANG, B., XU, S., GAO, S., *et al*., 2010. "Industrial test and techno-economic analysis of CO2 capture in Huaneng Beijing coal-fired power station". *Applied Energy*, v. 87, n. 11, pp.3347–3354.

IEA, 2010. *World Energy Outlook*, Paris, France: OECD/IEA.

IEA 2012. *Technology Roadmap: High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation.* Paris, França: OECD/IEA.

IEA, 2013. *Technology Roadmap: Carbon Capture and Storage – 2013 Edition*. Paris, França: OECD/IEA.

INMET, 2013. *BDMEP - Banco de Dados Meteorológicos para Ensino e Pesquisa*. [Online]. Disponível em: http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r= clima/mapasCondicoes Registradas. [Acesso: 21 de Maio de 2013].

IPCC 2011, *IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.* Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Edenhofer O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., et al. (eds). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

JÄNTTI, T., NUORTIMO, K., RUUSKANEN, M., *et al*., 2012. *Samcheok Green Power 4 x 550 MWe Supercritical Circulating Fluidized-Bed Steam Generatorsin South Korea.* PowerGen Europe Colonha, Alemanha, 12-14 de Junho de 2012.

JENNI, K.E., BAKER, E.D. & NEMET, G.F., 2013. Expert elicitations of energy penalties for carbon capture technologies. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12, pp.136–145.

JENSEN, A., JOHNSSON, J.E., & ANDRIES, J., *et al*., 1995. Formation and reduction of NOx in pressurized fluidized bed combustion of coal. *Fuel*, v. 74, nr.11, pp.1555–1569.

JURGENFELD, V., LIMA, M. & BUENO, S.R., 2012. “Escassez de gás ameaça investimentos na região Sul”. *GasNet*. 20 de Abril. [Online]. Available at: http://www.gasnet.com.br/conteudo/13815. [Acesso: 27 de Agosto de 2013]

KALTSCHMITT, M., 2001. *Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren mit 124 Tabellen*, Berlin; Heidelberg: Springer.

KANNICHE, M., GROS-BONNIVARD, R., JAUDA, P., *et al*., 2010, "Pre-combustion, post-combustion and oxy-combustion in thermal power plant for CO_2 capture". *Applied Thermal Engineering*, v. 30.nr 1., pp.53–62.

KATZER, 2007. *The future of coal: options for a carbon-constrained world.* Boston MA. Massachusetts Institute of Technology.

KOEPP M., MELLAHN, S., PETER, F., 2011, *Bedarf an konventionaller Kraftwerkskapazität in Deutschland*. Em: Prognos 27078. Prognos, Berlin, 11 de abril de 2011. [Online]. Disponível em: http://www.metropoleruhr.de/fileadmin/user_upload/metropoleruhr.de/Regionalplanung/Energiewirtschaft_Fernwaerme/04a_02_Bedarf_konventioneller_Kraftwerkskapazitaet_April_2011.pdf. [Accesso: 27 de agosto de 2013].

KOCH, H. & VÖGELE, S., 2009. Dynamic modelling of water demand, water availability and adaptation strategies for power plants to global change. *Ecological Economics*, 68(7), pp.2031–2039.

KOHL, A. & NIELSEN, R., 1997. *Gas purification*, Houston, Texas: Gulf Publications.

KONTTINEN, J., KALLIO S., HUPA, M., *et al.*, 2013, NO formation tendency characterization for solid fuels in fluidized beds. *Fuel*, 108 (outubro), pp.238–246.

KOORNNEEF, J., JUNGINGER, M. & FAAIJ, A., 2007. Development of fluidized bed combustion—An overview of trends, performance and cost. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 33, nr.1, pp.19–55.

KOTHANDARAMAN, A., NORD, L., BOLLAND, O., *et al*., 2009. Comparison of solvents for post-combustion capture of CO2 by chemical absorption. *Energy Procedia*, v. 1, n. 1, pp.1373–1380.

KUROSE, R., IKEDA, M. & MAKINO, H., 2001, Combustion characteristics of high ash coal in a pulverized coal combustion. *Fuel*, 80(10), pp.1447–1455.

LIEBENTHAL, U., LINNENBERG, S., OEXMANN, J., *et al*., 2011. “Derivation of correlations to evaluate the impact of retrofitted post-combustion CO_2 capture

processes on steam power plant performance". *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v. 5, nr. 5, pp.1232–1239.

LIMA, W. DE P. & ZAKIA, M.J.B., 2006. *As florestas plantadas e a água implementando o conceito da microbacia hidrográfica como unidade de planejamento*, São Carlos, Brasil: RiMa.

LUCON, O., ROMEIRO, V. & PACCA, S., 2013. "Reflections on the international climate change negotiations: A synthesis of a working group on carbon emission policy and regulation in Brazil". *Energy Policy*, v. 59, pp.938–941.

MARRECO , J. M., PEREIRA, A., P., TAVARES M., E. 2007. "Perspectivas para a geração termelétrica a carvão". *Revista Brasileira de Energia*, v. n.12.

MARRICHI, A. H. C., 2009. *Caracterisação da capacidade fotossintética e da condutância estomática em sete clones comerciais de Eucalyptus e seus padrões de resposta ao déficit de pressão de vapor.* Tese de Mestrado. Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil.

MCT 2012. *CO_2 emission factors for electricity generation in Brazil.* [Online]. Disponível em: http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/317402. html#ancora. [Acesso: 19 de Agosto de 2013].

MERSCHMANN, P. R. C., VASQUEZ, E., SZKLO, A.S., *et al*., 2013, "Modeling water use demands for thermoelectric power plants with CCS in selected Brazilian water basins". *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v.13, pp.87–101.

MIT 2013. *Power Plant CO2 Capture and Storage Projects*. [Online]. Disponível em: http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html. [Acesso: 13 de Junho de 2013].

MMA 2006. *Caderno da região hidrográfica Atlântico Sul*. Ministério do Meio Ambiente, Secretaria de Recursos Hídricos. Brasilia, Brasil,

MMA 2008. *Plano nacional sobre mudança do clima*. Brasília, Brasil: Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima.

MMA 2013. *Plano nacional sobre mudança do clima*. [Online]. Disponível em: http://www.mma.gov.br/clima/politica-nacional-sobre-mudanca-do-clima/plano-nacional-sobre-mudanca-do-clima. [Acesso: 25 de Agosto de 2013].

MME/EPE, 2007. *Plano Nacional de Energia 2030.* Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

MME/EPE, 2012. *Plano decenal de expansão de energia 2021*. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, Brasil.

MOFARAHI, M., KHOJASTEH, Y., KHALEDI, H., *et al.*, 2008. "Design of CO_2 absorption plant for recovery of CO_2 from flue gases of gas turbine". *Energy*, v. 33, pp.1311–1319.

MONDAL, M.K., BALSORA, H.K. & VARSHNEY, P., 2012. "Progress and trends in CO2 capture/separation technologies: A review". *Energy*, v. 46, n. 1, pp.431–441.

OEXMANN, J., 2011. *Post-Combustion CO_2 Capture: Energetic Evaluation of Chemical Absorption Processes in Coal-Fired Steam Power Plants*. Dr.-Ing Theses. TUHH, Hamburgo, Alemanha.

OLAJIRE, A.A., 2010. "CO_2 capture and separation technologies for end-of-pipe applications - A review". *Energy*, v. 35, n. 6, pp. 2610–2628.

ONS, 2012, *Plano da operação energética 2012/2016 – Volume 1 – Relatório Executivo*. In: RE 3/0146/2012. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, Brasil.

PAGE, S.C., WILLIAMSON, A.G. & MASON, I.G., 2009. "Carbon capture and storage: Fundamental thermodynamics and current technology". *Energy Policy*, v. 37, nr. 9, pp.3314–3324.

PARIKH, J., CHANNIWALA, S. & GHOSAL, G., 2005. "A correlation for calculating HHV from proximate analysis of solid fuels". *Fuel*, v. 84, n. 5, pp.487–494.

PEREIRA GOMES, A.J., CRUZ, P.R. & PINHEIRO BORGES, L., 2003. "Recursos Minerais Industriais e Energéticos". In Bizzi, L. A., Schobbenhaus, C., Vidotti

R. M. & Gonçalves J. H. (eds.), *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil*. CPRM, Brasília, Distrito Federal.

PETERS-STANLEY, M., & HAMILTON, K., 2012. *Developing Dimension: State of the Voluntary Carbon Markets 2012*. Ecosystem Marketplace & Bloomberg New Energy Finance. [Online]. Disponível em: http://www.forest-trends.org/publication_details.php?publicationID=3166. [Acesso: 27 de agosto de 2017].

PRONOBIS, M., 2005. "Evaluation of the influence of biomass co-combustion on boiler furnace slagging by means of fusibility correlations". *Biomass and Bioenergy*, v. 28, nr. 4, pp.375–383.

SILVA JUNIOR, A., BESERRA DOS SANTOS, A., BIASI CORDEIRO, G. *et al*, 2011, Boletim mensal do gás natural. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Brasília, Maio.

RAO, A.B. & RUBIN, E.S., 2002. "A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO_2 Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control". *Environmental Science & Technology*, v. 36, nr. 20, pp.4467–4475.

RAO, A.B. & RUBIN, E.S., 2006. "Identifying Cost-Effective CO_2 Control Levels for Amine-Based CO_2 Capture Systems". *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 45, nr. 8, pp.2421–2429.

RAO, A.B., RUBIN, E.S. & BERKENPAS, M.B., 2004. *An integrated modeling framework for carbon management technologies.*, Pittsburgh, PA: Center for Energy and Environmental Studies, Carnegie Mellon University,.

RAYNAL, L., BOUILLON, P.A., GOMEZ, A., *et al.*, 2011. "From MEA to demixing solvents and future steps, a roadmap for lowering the cost of post-combustion carbon capture". *Chemical Engineering Journal*, v. 171, nr. 3, pp.742–752.

REDDY, S., SCHERFFIUS, J. & FREGUIA, S., 2003. “Fluor’s Econamine FG Plus SM Technology An Enhanced Amine-Based CO_2 Capture Process”. *Second National Conference on Carbon Sequestration*, Maio, Alexandria, VA.

ROCHEDO, P.R.R. 2011. *Análise Econômica Sob Incerteza da Captura de Carbono em Termoelétricas a Carvão: Retroffiting e Capture-Ready*. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

ROCHELLE, G. CHEN, E., FREEMAN, S., *et al.*, 2011. “Aqueous piperazine as the new standard for CO2 capture technology”. *Chemical Engineering Journal*, v. 171, pp.725–733.

ROSS, J., 2011, “Petroleum Resources Definitions, Classification, and Categorization Guidelines”. In Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, November 2011. [Online]. Disponível em: http://www.aapg.org/geoDC/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

ROYO, J., SEBASTIÁN, F., GARCÍA-GALINDO, D., *et al.*, 2012. “Large-scale analysis of GHG (greenhouse gas) reduction by means of biomass co-firing at country-scale: Application to the Spanish case”. *Energy*, v. 48, nr.1, pp.255–267.

RUBIN, E.S., MANTRIPRAGADA, H., MARKS A., *et al*., 2012. “The outlook for improved carbon capture technology”. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 38, nr. 5, pp.630–671.

SCHERFFIUS, J.R. REDDY, S., KLUMPYAN, J.P., *et al.*, 2013. “Large-Scale CO_2 Capture Demonstration Plant Using Fluor’s Econamine FG PlusSM Technology at NRG’s WA Parish Electric Generating Station”. *Energy Procedia*, v. 37, pp.6553–6561.

SCOTT, V., 2013. “What can we expect from Europe’s carbon capture and storage demonstrations?”. *Energy Policy*, v. 54, pp.66–71.

SEMA, 2007. “Diagnóstico e Prognóstico Hídrico das Bacias Hidrográficas do Rio Grande do Sul”. *Elaboração do Plano Estadual de Recursos Hídricos do Rio*

Grande do Sul - Relatório Síntese da Fase A. Secretaria Estadual do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul. [Online] Disponível em: www.perh-rs.com.br. [Acesso: 25 de Junho de 2013]

SEMA 2013. *Bacias hidrográficas do Rio Grande do Sul – Delimitação das bacias*. [Online]. Disponível em: http://www.sema.rs.gov.br/. Acesso: 20. Jnho de 2013.

Seplag 2013. *Atlas socioeconomic do Rio Grande do Sul.* [Online]. Disponível em: http://www.seplag.rs.gov.br/atlas/atlas.asp?menu=340. [Acesso: 20 de Junho de 2013].

SIFRECA 2011, *Fretes Rodoviários*. Sistema de Informações de Fretes – Sifreca. [Online] Disponível em: http://log.esalq.usp.br/sifreca/pt/fretes/rodoviarios /index.php. [Acesso: 14 de Junho de 2011].

SPLIETHOFF, H., 2010. *Power generation from solid fuels*. Heidelberg; New York: Springer.

SSM 2009. *Plano de Contrôle Ambiental*. Rio de Janeiro, Brasil: Seival Sul Mineração.

SSMA/RS, 1989, *Portaria N.o 05/89 - SSMA*. Aprova a NORMA TÉCNICA SSMA N.o 01/89 – DMA, que dispõe sobre critérios e padrões de efluentes líquidos a serem observados por todas as fontes poluidoras que lancem seus efluentes nos corpos d'água interiores do Estado do Rio Grande do Sul. pp. 1-6.

STCP, 2010. *Anuário estatístico da Abraf 2010*. Associação Brasileira de Produtores de Florestas Plantadas – ABRAF. [Online]. Disponível em: http://www.abraflor.org.br/estatisticas.asp. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

STRAZISAR, B.R., ANDERSON, R.R. & WHITE, C.M., 2001, *Degradation of Monoethanolamine Used in Carbon Dioxide Capture from Flue Gas of a Coal-fired Electric Power Generating Station*. NETL - National Energy Technology Laboratory - Clean Air Technology Division. [Online]. Disponível em: http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/4b3.pdf. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

SÜFFERT, T., 1997, *Carvão nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina*. Companhia de pesquisa de Recursos Minerais, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

TEIXEIRA, P. LOPES, H., GULYURTLU, I., *et al*., 2012. "Evaluation of slagging and fouling tendency during biomass co-firing with coal in a fluidized bed". *Biomass and Bioenergy*, v. 39, pp.192–203.

TISSOT R.C.M., MISSEL, R.L., 2012, Tratamento dos efluentes atmosféricos da UTE Charqueadas. *III Congresso de Carvão Mineral*, 22 -24 de agosto, Gramado, Rio Grande do Sul, Brasil.

TRACTEBEL, 2013. Ficha técnica da UTE Charqueadas. [Online] Disponível em: http://www.tractebelenergia.com.br/wps/portal/internet/corporativo/parque-gerador/usinas-termeletricas/ute-charqueadas. [Acesso: 27 de agosto de 2013].

UNEP 2006, "Cooling Towers". *Energy Efficiency Guide for Industry in Asia.* [Online] Disponível em: http://www.energyefficiencyasia.org/energyequipment/ee_es_coolingtowers.html.[Acesso: 27 de agosto de 2013].

UNFCCC, 2009, Quantified economy-wide emissions targets for 2020, *Appendix I - Quantified economy-wide emissions targets for 2020*. [Online]. Available at: http://unfccc.int/meetings/cop_15/copenhagen_accord/items/5264.php. [Acesso: 4 de Junho de 2011].

UTT, J., HOTTA, A., GOIDICH, S., 2009. *Utility CFB goes "Supercritical" – Foster Wheeler's Lagisza 460 MWe Operating Experience and 600-800 MWe Designs*. Foster Wheeler North America Corp., Clinton, New Jersey.

VAN DER STELT, M.J.C., GERHAUSER, H., KIEL, J.H.A., *et al*., 2011. "Biomass upgrading by torrefaction for the production of biofuels: A review". *Biomass and Bioenergy*. v 35, nr 9 (Outubro), pp. 3748-3762.

WAGNER FREIRE, 2013. "Aneel autoriza UTE Uruguaiana a se reconectar temporariamente ao sistema". *Jornal da Eenrgia*. São Paulo, Brasil, 14 de Janeiro.

WOOD, G.H.J., KEHN, T.M., DEVEREUX CARTER. M. *et al*., 1981. Coal Resource Classification System of the U.S. Geological Survey. [Online]. Disponível em: http://pubs.usgs.gov/circ/c891/glossary.htm. [Acesso: 27 de Agosto de 2013].

ZEVENHOVEN-ONDERWATER, M. *et al.*, 2001. "The ash chemistry in fluidised bed gasification of biomass fuels. Part I: predicting the chemistry of melting ashes and ash–bed material interaction". *Fuel*, v. 80, nr. 10, pp.1489–1502.

ZHAI, H. & RUBIN, E.S., 2010. "Performance and cost of wet and dry cooling systems for pulverized coal power plants with and without carbon capture and storage". *Energy Policy*, v. 38, nr.10, pp.5653–5660.

ZHAI, H., RUBIN, E.S. & VERSTEEG, P.L., 2011. "Water Use at Pulverized Coal Power Plants with Postcombustion Carbon Capture and Storage". *Environmental Science & Technology*, v. 45, nr. 6, pp.2479–2485.

ZUWALA, J. & SCIAZKO, M., 2010. "Full-scale co-firing trial tests of sawdust and bio-waste in pulverized coal-fired 230t/h steam boiler". *Biomass and Bioenergy*, v. 34, nr. 8, pp.1165–1174.

Anexos

Anexo 1: Composição do combustível e do gás de exaustão

Anexo 2: Modelagem do consumo parasítico de energia

Anexo 3: Modelagem do uso de consumo de água

Anexo 4: Redução do excedente nas bacias devido ao cultivo de florestas energéticas

Anexo 1: Composição do combustível e do gás de exaustão

A modelagem de UTEs no RS foi realizada para o uso de carvão puro e para o uso de uma mistura de carvão e biomassa, onde a biomassa participa com 30% em peso. A biomassa utilizada consiste em eucalipto. A Tabela Anexo 1- 1 indica as composições que foram assumidas para o carvão e eucalipto e a composição da mistura de combustíveis.

Tabela Anexo 1- 1: Composição de combustíveis utilizados no estudo

Combustível	Carvão Candiota (ROM)	Biomassa Eucaliptus	Mistura 70% Carvão + 30% Biomassa
LHV (MJ kg^{-1})	12,950	12,200	12,725
Ultimate Analysis			
Moisture (%)	11,4	30,0	17,0
Ashes, d.b. (%)	52,9	1,0	37,3
Carbon, d.b. (%)	34,5	48,8	38,8
Hidrogen, d.b. (%)	1,9	6,0	3,1
Nitrogen, d.b. (%)	0,5	0,0	0,4
Sulfur, d.b. (%)	2,0	0,0	1,4
Oxigên + Halogen, d.b. (%)	8,2	44,2	19,0

Fonte: Elaboração própria com base em Pereira Gomeset al. 2003, Zevenhoven-Onderwater (2001)

A partir da composição do combustível, a composição do gás de exaustão pode ser simulada. Essa análise serve como base para determinar a demanda por unidades de purificação do gás e os consumos de água e energia que são provocados pelas mesmas. Portanto, a modelagem considerou as condições nas quais os poluentes devem ser indicados, isto é:

- Óxidos de enxofre são indicados com SO_2
- Óxidos de nitrogênio são indicados como NO_2
- As concentrações se referem ao gás de exaustão seco com uma concentração de 6% em volume de O_2

As reações de combustão assumidas são indicadas nas equações Eq (An) 1 - Eq (An) 5.

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \qquad \text{Eq (An) 1}$$

$$2H + {}^{1}/_{2}\, O_2 \rightarrow H_2O \qquad \text{Eq (An) 2}$$

$$N + 2O_2 \rightarrow NO_2 \qquad \text{Eq (An) 3}$$

$$2N \rightarrow N_2 \qquad \text{Eq (An) 4}$$

$$S + O_2 \rightarrow SO_2 \qquad \text{Eq (An) 5}$$

As taxas de conversão foram assumidas em 100% para hidrogênio e enxofre, e em 99% para carbono. Com relação ao nitrogênio, a literatura científica indica que, em processos de combustão em leito fluidizado circulante, 20 – 70% do nitrogênio contido no combustível são transformados em NO, onde combustíveis com alto teor de material volátil mostram frações de NO maiores (KONTTINEN *et al.* 2012). Portanto, para o caso de combustão de carvão puro, foi assumido que 40% do nitrogênio contido no combustível reagem para NOx. Já para o caso de co-combustão, dado que a biomassa apresenta um teor maior de material volátil, assumiu-se que 60% do nitrogênio são convertidos para NOx. A fração de nitrogênio que não é transformada em NO_x reage para N_2. O carbono não convertido permanece na fração inorgânica.

Vale notar que o nitrogênio do combustível reage principalmente para NO e somente em menor parte para NO_2. Pequenas frações do enxofre do combustível reagem para SO_3. Portanto, a simplificação das rotas de reação leva a imprecisões com relação à demanda por oxigênio na combustão. Contudo, não provoca um efeito relevante no resultado do consumo de oxigênio, dado que as concentrações de nitrogênio e enxofre no combustível são pequenas.

Para atingir uma concentração volumétrica de O_2 de 6% no gás de exaustão, a razão ar combustível deve ser assumida em 1,39[21].

Os resultados para a composição volumétrica do gás de exaustão são indicados na Tabela Anexo 1- 2.

[21] No processo real, uma razão de 1,2 é típica para a combustão em leito fluidizado (SPLIETHOFF 2010, BASU 2006)

Tabela Anexo 1- 2: Composição volumétrica do gás de exaustão para o caso de combustão de carvão puro e o caso de co-combustão

	Carvão		Carvão + Biomassa	
Composiçao do gás de exaustão	%v/v	%v/v seco	%v/v	%v/v seco
CO2	12,8%	13,9%	12,7%	14,2%
H2O	7,5%	0,0%	10,7%	0,0%
NO2	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
SO2	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
O2	5,5%	6,0%	5,3%	5,9%
N2	73,9%	79,8%	71,2%	79,6%

Anexo 2: Modelagem do consumo parasítico de energia

A eficiência líquida da UTE é calculada subtraindo as cargas internas da eficiência bruta da planta. Nesta seção as cargas internas são modeladas e indicadas como porcentagem da energia bruta. As cargas internas foram identificadas conforme feito em NETL (2006). Para cada item foi definido um fator que determina o consumo interno de energia em kWh por unidade relevante para a carga. As cargas específicas dos processos foram identificadas mediante dados publicados em DOE/NETL (2011) . Em alguns casos, outras fontes foram consultadas. Nestes casos as fontes são indicadas juntas à informação utilizada. Os valores que foram identificados estão listados na Tabela Anexo 2 - 1.

Tabela Anexo 2 - 1: Cargas internas e fatores para a quantificação das mesmas

Cargas internas	Nome	Valor	Unidade
Transporte e armazenamento de combustível	F_1	1,74	kWh/t $_{\text{combustível}}$
Pulverizadores de carvão	F_2	0,47	kWh/t $_{\text{combustível}}$
Pulverizadores de biomassa	F_3	50,00	kWh/t $_{\text{combustível}}$
Transporte e armazenamento $CaCO_3$	F_4	4,53	kWh/t $_{\text{CaCO3}}$
Transporte e armazenamento de cinzas	F_5	29,54	kWh/t $_{\text{cinzas}}$
Ventiladores de ar primário	F_6	3,36	kWh/t $_{\text{ar primário}}$
Ventiladores de ar secundário	F_7	1,38	kWh/t $_{\text{ar secundário}}$
Ventilador do gás de exaustão	F_8	2,93	kWh/t $_{\text{gás de exaustão}}$
Filtro manga	F_9	4,82	kWh/t $_{\text{cinzas volantes}}$
SNCR	F_{10}	0,01	kWh/kg $_{\text{solução de NH3}}$
Preparaçao de slurry de CaO	F_{11}	0,04	kWh t $_{\text{CaO}}$
Dessulfurizador (Lime Spray Dryer)	F_{12}	1,08	kWh/t $_{\text{gás de exaustão}}$
Equipamento auxiliar da turbina a vapor	F_{13}	0, 65	kWh/MWh $_{\text{energia gerada na turbina}}$
Outros equipamentos da caldeira	F_{14}	3,23	kWh/MWh $_{\text{energia gerada na turbina}}$
Perdas em transformadores	F_{15}	2,96	kWh/MWh $_{\text{energia gerada na turbina}}$
Equipamento da planta de absorção química	F_{16}	37,51	KWh/t $_{\text{CO2 removido}}$
Compressor de CO_2	F_{17}	80,32	kWh/t $_{\text{CO2 removido}}$
Bombas de condensado	F_{18}	0,63	kWh/t $_{\text{H2O de caldeira}}$
Bombas do ciclo de água de resfriamento	F_{19}	0,08	kWh/t $_{\text{água de resfriamento}}$
Ventilador da torre de resfriamento	F_{20}	0,05	kWh//t $_{\text{água de resfriamento}}$
Ventilador da torre de resfriamento seco	F_{21}	3,74	Wh/MJ $_{\text{calor removido}}$

Fonte: Elaboração própria

a) Manuseio de sólidos

Os processos da UTE exigem o manuseamento de uma série de sólidos. As principais cargas são provocadas pelo manuseamento do combustível, das cinzas e do solvente que é utilizado para a captura de enxofre in-situ.

➢ Manuseio do combustível

O manuseio de combustível consiste em unidades para a moagem do combustível, para o transporte dentro da UTE e para a alimentação na caldeira. Com relação às unidades para o transporte e alimentação da caldeira foi assumido que os dois combustíveis utilizados (carvão e biomassa) causam a mesma carga. Para a moagem, contudo, precisa-se adotar valores diferentes, dado que a moagem de biomassa é muito mais energo-intensiva que a moagem de carvão (STILT *et al.* 2011). Equações Eq (An) 6 - Eq (An) 8 indicam os cálculos utilizados para a modelagem das cargas internas. As cargas específicas F_1 e F_2 foram identificadas mediante dados publicados em DOE/NETL (2011). A carga F_3 foi definida conforme dados publicados em STILT *et al.* (2011).

$$x_1 = F_1 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 6}$$

$$x_2 = (1 - f_B) \cdot F_2 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 7}$$

$$x_3 = f_B \cdot F_3 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 8}$$

com

F_1 Carga específica para o transporte interno e alimentação de combustível em $kWh/t_{comb.}$

F_2 Fator de carga para a moagem de carvão $kWh/t_{comb.}$

F_3 Fator de carga para a moagem de biomassa $kWh/t_{comb.}$

E_b Energia bruta gerada em $kWh/t_{Combustível}$

f_B Fração mássica de biomassa no combustível em $t_{biomassa}/t_{combustível}$

➢ Manuseio de Calcário

Calcário ($CaCO_3$) precisa ser injetado na caldeira para a redução in-situ de óxidos de enxofre. A carga específica F_4 indica a carga interna em kWh/t_{CaCO3}. Para a modelagem da carga interna, parte-se da concentração molar de SO_x no gás de exaustão,

que seria gerada sem medidas de redução. Equação Eq (An) 9 mostra a modelagem da carga interna provocada pelo uso de $CaCO_3$.

$$x_4 = c_{SOx_1} \cdot f_{R_SOx_1} \cdot r_{CaCO3_SOx} \cdot M_{CaCO3} \cdot F_4 \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 9}$$

F_4	Carga específica para o transporte interno e alimentação de calcário em kWh/t_{CaCO3}
$f_{R_SOx_1}$	Fração de SOx que é retirada no leito, que atinge seu máximo em 93% (SPLIETHOFF 2010)
c_{SOx_1}	Concentração de SOx no gás de exaustão em $\frac{mol_{SOx}}{kg_C}$
r_{CaCO3_SOx}	Razão entre mol de solvente CaCO3 e mol SOx, definida em 3,5 conforme DOE/NETL (2011)[22]
M_{CaCO3}	Peso molar de $CaCO_3$ (0,1 kg/mol)

- Manuseio de cinzas

O manuseio de cinzas provoca cargas relevantes no caso de UTEs com carvões do RS, devido ao alto teor de cinzas dos mesmos. À quantidade de cinzas deve-se ainda acrescentar o material orgânico aportado através da injeção de calcário. A carga específica F_5 foi definida em relação à quantidade de cinzas que surgem no sistema. O consumo interno pelo manuseamento de cinzas é então modelado conforme equação Eq (An) 10.

$$x_5 = (c_C + c_{SOx} \cdot f_r \cdot r_s \cdot M_{CaCO3}) \cdot F_5 \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 10}$$

F_5	Carga específica para o manuseamento das cinzas em kWh/t_{cinzas}
c_C	Teor de cinzas no carvão em $kg_{cinzas}/kg_{comb.}$

[22] A razão típica solvente-enxofre é frequentemente indicado como 2,5 (SPLIETHOFF, 2010). Todavia, os dados do DOE/NETL (2011) indicam uma razão de 3,5.

b) Ventiladores do ar de combustão e gás de exaustão

➢ Ventiladores de ar primário e secundário

O ar primário e ar secundário apresentam as correntes de ar para a combustão. O ar primário serve para fluidizar o leito e consiste em 60% do total do ar de combustão. Os restantes 40% consistem no ar secundário que entra na caldeira num segmento mais elevado. As cargas específicas F_6 e F_7 são indicadas em $kWh/t_{ar\text{-}primário}$ e $kWh/t_{ar\text{-}secundário}$. Equações Eq (An) 11 e Eq (An) 12 indicam a modelagem da carga interna dos equipamentos.

$$x_6 = 0{,}6 \cdot A_C \cdot F_6 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 11}$$

$$x_7 = 0{,}4 \cdot A_C \cdot F_7 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 12}$$

A_C	Ar de combustão em $kg_{ar}/kg_{combustível}$
F_6	Carga específica para a operação do sistema de alimentação do ar primário em $kWh/t_{\text{ar primário}}$
F_7	Carga específica para a operação do sistema de alimentação do ar secundário em $kWh/t_{\text{ar secundário}}$

➢ Ventilador do gás de exaustão

O gás de exaustão precisa passar por trocadores de calor e unidades de remoção de poluentes. Para realizar a passagem do gás, um ventilador de sucção deve ser instalado após as unidades de purificação. A carga específica F_8 foi estipulada mediante dados publicados pelo DOE/NETL (2011) para uma configuração correspondente à configuração utilizada neste estudo. A equaçãoEq (An) 13 indica o modelo para a carga interna do ventilador.

$$x_8 = A_E \cdot F_8 \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 13}$$

A_E	Ar de combustão em $kg_{ar}/kg_{combustível}$
F_8	Carga específica da operação do ventilador de sucção para forçar o gás de exaustão pelas unidades de purificação de gás em $kWh/t_{\text{gás de exaustão}}$

c) Unidades de remoção de poluentes locais

A remoção de poluentes locais consiste num processo SCNR para a remoção de NOx, uma unidade de dessulfurização realizada na forma de um *Lime Spray Dryer* e uma unidade de remoção de partículas através de um filtro manga.

➢ Remoção de NOx

A remoção de NO_x ocorre pela aplicação de dois métodos, a injeção de ar de combustão em etapas e uma unidade SNCR. Na unidade SNCR, uma solução de amônia com concentração de 19% em peso é injetado no gás de exaustão, tipicamente entre o ciclone e o *backpass*. A reação principal responsável pela redução de NO (SPLIETHOFF 2010) é indicada na equação Eq (An) 14.

$$4\ NH_3 + 4\ NO + O_2 \rightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O \qquad \text{Eq (An) 14}$$

O consumo de NH_3 ocorre, portanto, numa razão NH_3/NO de 1:1. Todavia, para alcançar taxas de conversão de 50%, estequiometrias até 2:1 são aplicadas (SPLIETHOFF, 2010). Assumindo uma estequiometria de 2, aproximadamente 0,18 kg solução de amônia seriam injetadas para a redução de 1 mol de NO. A carga interna provocada pelo processo SNCR é determinada pela carga específica F_{10} (kWh/kg $_{\text{solução de NH3}}$). Equação Eq (An) 15 indica a simulação da carga interna do processo.

$$x_{10} = r_{Sol_NOx} * c_{NOx} \cdot f_{R_NOx_1} \cdot F_{10} \cdot \frac{3600}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 15}$$

F_{10}	Carga específica provocada pela injeção de solução de amônia na corrente de gás de exaustão em $kWh/kg_{\text{solução de NH3}}$
f_{R_NOx}	Fração de NOx que é retirada na unidade SNCR
c_{NOx}	Concentração de NOx no gás de exaustão em $\frac{mol_{NOx}}{kg_C}$ após redução on-situ
r_{Sol_NOx}	Razão entre solução aquosa de amônia e NOx em kg/mol, definida em 0,18 kg_{sol}/mol_{NOx}

➢ Remoção de SO_x

A remoção de SO_x provoca cargas internas por dois processos. O primeiro consiste na preparação da solução de cal. O segundo consiste no processo da remoção

de SOx do gás de exaustão através da injeção da solução de cal. A carga específica para a preparação da solução é indicada em kW/t_{CaO}. Assim a carga provocada por esse processo depende da quantidade de CaO que é demandada no processo. A reação principal que ocorre no processo é indicada na equação Eq (An) 16.

$$CaO + SO_2 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow CaSO_4 \qquad \text{Eq (An) 16}$$

A razão CaO/SO_2 para a reação estequiométrica é 1:1. Conforme DOE/NETL (2011) 1,25 vezes da quantidade estequiométrica de CaO é injetado no gás de exaustão. A equação Eq (An) 17 indica a modelagem da carga interna do processo de preparação da solução de cal.

$$x_{11} = M_{CaO} \cdot r_{CaO_SOx} * c_{SOx} \cdot f_{R_SOx_1} \cdot F_{11} \cdot \frac{3600}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 17}$$

F_{11}	Carga específica para o processo de preparação da solução de cal em kW/t_{CaO}
$f_{R_SOx_2}$	Fração de SOx que é retirada do gás de exaustão
c_{SOx_2}	Concentração de SOx no gás de exaustão em $\frac{mg_{SOx}}{kg_C}$ após medidas de redução in-situ
r_{CaO_SOx}	Excesso do reactante CaO mol_{CaO}/mol_{SOx}, definido como 1,25, conforme NETL
M_{CaO}	Peso molar de $CaCO_3$ (0,1 kg/mol)

A carga interna provocada pelo próprio processo de dessulfurização é determinada pela carga específica F_{12}, que é indicada em kWh/t de gás de exaustão. O consumo de energia deste processo depende, portanto, da quantidade de gás de exaustão que precisa ser tratada. Portanto, quando é exigida uma taxa menor de captura, a boa prática consiste na operação de uma unidade menor com by-pass. Ou seja, somente uma fração do gás de exaustão passa pela unidade de remoção de SO_x. O restante da corrente do gás de exaustão segue pelo by-pass. A eficiência de remoção deste processo atinge, no máximo, 90%. A modelagem do consumo de energia da unidade do *Lime Spray Dryer* ocorre, então, conforme indicado na equação Eq (An) 18.

$$x_{12} = m_{GE} \cdot f_{R_SOx_2} \cdot r_{bypass} \cdot F_{12} \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 18}$$

F_{12}	Carga específica para a realização da dessulfurização do gás de exaustão kWh/t $_{\text{gás de exaustão}}$
$f_{R_SOx_2}$	Fração de SOx que é retirada do gás de exaustão
c_{SOx_2}	Concentração de SOx no gás de exaustão em $\frac{mg_{SOx}}{kg_C}$ após medidas de redução in-situ
m_{GE}	Corrente de gás de exaustão em $kg_{gás}/kg_{combustível}$
r_{bypass}	Fator 1,1, considerando que a eficiência de redução é 90%; ou seja, 1,1 vezes a porcentagem que precisa ser retirada precisa passar pela FGD

➢ Remoção de material particulado

A remoção de material particulado é realizada através de um filtro manga. A carga específica F_{13} da operação do filtro manga é medida em $kWh/t_{cinzas\ volantes}$. Assim, o consumo de energia deste equipamento depende de cinzas volantes, ou seja, a parte das cinzas que é fina suficiente para ser arrastada pelo gás de exaustão. Assumiu-se, neste estudo, que 70% do material inorgânico são arrastados pelo gás de exaustão em forma de cinzas volantes. Vale notar que o material inorgânico aportado para a redução in-situ de SO_x é acrescentado à quantidade de cinzas para a avaliação da carga interna. O modelo dessa carga interna é indicado na equação Eq (An) 19.

$$x_{13} = (c_C + c_{SOx} \cdot f_r \cdot r_s \cdot M_{CaCO3}) \cdot r_{CV} \cdot F_{13} \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 19}$$

F_{13}	carga específica para a operação do filtro manga em $kWh/t_{cinzas\ volantes}$
r_{CV}	Fração de cinzas volantes

d) Unidade de captura de carbono

➢ Equipamento da planta de absorção química

O consumo de energia na unidade de absorção química é provocado pelo bombeamento da solução de aminas, do solvente da unidade de dessulfurização adicional e por ventiladores adicionais do gás de exaustão. A carga específica F_{16} da unidade é indicada em $KWh/t_{CO2\ removido}$, portanto depende da quantidade de CO_2 que

precisa ser removida do gás de exaustão. A eficiência de remoção do processo atinge 90%.

Quando é exigida uma taxa menor de captura, a boa prática consiste na operação de uma unidade menor com *by-pass*, como já modelada para a unidade de dessulfurização. Assim, para um nível de redução abaixo de 90%, somente uma fração do gás de exaustão passa pela unidade de remoção de CO_2, onde uma remoção de 90% é realizada. O restante da corrente do gás de exaustão segue direto para a chaminé. A equação Eq (An) 20 indica o modelo para a definição da carga interna provocada pela unidade de absorção química.

$$x_{16} = f_{CO2} \cdot \dot{m}_{CO2} \cdot F_{16} \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 20}$$

F_{16}	Carga específica para a operação da unidade de absorção química, indicada em $KWh/t_{CO2\ removido}$
f_{CO2}	Fração de CO_2 que é retirada do gás de exaustão
$\dot{m}_{CO2}$	Corrente de CO_2 no gás de exaustão em $kg_{CO2}/kg_{combustível}$

- Compressor de CO2

Após a captura, o CO_2 precisa ser condicionado para o transporte. O condicionamento consiste tipicamente na secagem e compressão até 14 MPa. A carga específica para o processo de compressão até esse nível de pressão depende da quantidade do CO_2 e é indicada em $kWh/t_{CO2_removido}$. A modelagem da carga interna provocada pelo compressor de CO2 é indicada na equação Eq (An) 21.

$$x_{17} = f_{CO2} \cdot m_{CO2} \cdot F_{17} \cdot \frac{3,6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 21}$$

F_{17}	Carga específica do compressor de CO_2 $kWh/t_{CO2\ removido}$

e) Ciclo de vapor

No ciclo a vapor, uma carga interna é provocada pelo acionamento da bomba que é responsável pelo transporte da água condensada por pré-aquecedores. A carga específica deste processo é indicada em $kWh/t_{H2O_de_caldeira}$ e depende da quantidade de

água que é condensada no condensador. Note que essa quantidade pode diferir da quantidade de água que se encontra em circulação. Isto vale para sistemas onde a captura de carbono á integrada. Nestes sistemas há uma extração de vapor, portanto, a quantidade de água que passa pelo condensador representa somente uma fração da quantidade que se encontra em circulação. A modelagem da carga interna é indicada na equação Eq (An) 22.

$$x_{18} = (1 - f_{V_e}) \cdot m_{H2O_C} \cdot F_{18} \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 22}$$

F_{18}	Carga específica provocada pela operação dabomba de condensado no ciclo a vapor em kWh/t_{H2O}
f_{V_e}	Fração de vapor que é extraído para uso na unidade de separação de CO_2
m_{H2O_C}	Fluxo de água na caldeira em $kg_{H2O}/kg_{combustível}$

f) Resfriamento

O resfriamento de processos provoca o consumo interno de energia por causa da operação de bombas e ventiladores. Três diferentes opções de resfriamento foram analisadas neste estudo, o resfriamento em ciclo aberto, o resfriamento em ciclo fechado com torre úmida e o resfriamento em ciclo fechado com torre seca. Os três sistemas provocam cargas internas diferentes. O resfriamento em ciclo aberto usa água de uma fonte externa e retorna essa água para a mesma fonte. Este sistema não causa uma carga interna relevante (CMU 2012). As modelagens das cargas internas das outras duas opções são descritas separadamente em seguida.

- O resfriamento em ciclo fechado com torre úmida

A carga interna de um sistema de resfriamento em ciclo fechado com torre úmida se deve ao bombeamento da água de resfriamento que se encontra em circulação e à operação do ventilador que garante a corrente de ar na torre de resfriamento. As cargas específicas da operação da bomba e do ventilador são indicadas em $kWh/t_{água_de_resfriamento}$. Assim, as cargas dependem da água que se encontra em circulação. A modelagem das cargas é indicada nas equações Eq (An) 23 e Eq (An) 24.

$$x_{19} = m_{H2O_R} \cdot F_{19} \cdot \frac{3{,}6}{E_b} \qquad \text{Eq (An) 23}$$

$$x_{20} = m_{H2O_R} \cdot F_{20} \cdot \frac{3,6}{E_b}$$ Eq (An) 24

F_{19}	Carga específica para a operação da bomba de água de resfriamento
F_{20}	Carga específica para a operação do ventilador na torre de resfriamento
m_{H2O_R}	Fluxo de água no ciclo de resfriamento em $kg_{H2O}/kg_{combustível}$

- O resfriamento em ciclo fechado com torre seca

Na operação de um sistema de resfriamento de ciclo fechado com torre seca, uma carga relevante é provocada pela operação dos ventiladores responsáveis pelo resfriamento no condensador. Neste estudo, a carga específica é definida em $Wh/MJ_{calor\ removido}$. Vale ressaltar que esta carga específica vale somente para as temperaturas que foram adotadas para o condensador e o meio ambiente. O cálculo aplicado para a modelagem é indicado na equação Eq (An) 25.

$$x_{21} = q_{V_C} \cdot F_{21} \cdot \frac{0,0036}{E_b}$$ Eq (An) 25

q_{V_C}	Calor a retirar do ciclo a vapor no condensador em $kJ/kg_{combustível}$

g) Outras cargas

Há uma série de outras cargas que são resumidas como equipamento auxiliar da caldeira e da turbina e cuja carga específica é indicada em kWh/MWh energia gerada na turbina. Da mesma forma devem-se considerar, ainda, as perdas que ocorrem em transformadores. Esses itens são consideradas pelas equações Eq (An) 26 - Eq (An) 28, aplicando as cargas específicas F_{13}, F_{14} e F_{15}.

$$x_{13} = \frac{F_{13}}{1000}$$ Eq (An) 26

$$x_{14} = \frac{F_{14}}{1000}$$ Eq (An) 27

$$x_{15} = \frac{F_{15}}{1000}$$ Eq (An) 28

F_{13}	Carga específica para a operação do equipamento auxiliar da caldeira
F_{14}	Carga específica para a operação do equipamento auxiliar da turbina a vapor
F_{15}	Carga específica para contabilizar perdas em transformadores

Anexo 3: Modelagem do uso de consumo de água

O uso e consumo de água ocorrem em vários processos numa UTE. Os usos e consumos mais importantes ocorrem tipicamente em processos de resfriamento do ciclo a vapor. Outros processos, por exemplo, processos de lavagem do gás de exaustão, provocam também uma demanda por água, porém, nestes casos, trata-se de quantidades muito menores. A captura de carbono por absorção química, por sua vez, representa um processo que demanda uma quantidade de água relevante, especialmente para processos de resfriamento. Em seguida, a modelagem dos usos e consumos de água é descrita para os diferentes casos que foram analisados neste estudo.

a) Uso e consumo de água no ciclo a vapor

No ciclo a vapor, a água deve ser renovada continuamente para evitar a acumulação de sais e sólidos em suspensão. Neste processo de renovação, uma determinada quantidade de água é retirada e substituída por água fresca desmineralizada. A quantidade da água retirada corresponde com a quantidade da água fresca que é inserida no ciclo. Desta forma, não há consumo de água neste processo.

A quantidade de água que precisa ser reposta foi definida conforme dados empíricos publicados pelo DOE/NETL (2011). Conforme estes dados, 6% da quantidade de água que está em circulação deve ser reposta. A quantidade de água em circulação, por sua vez, se determina pela quantidade de calor que está sendo transmitida na caldeira e pelas condições de vapor, para as quais o ciclo foi projetado. Assim, o uso de água para a reposição de água no ciclo a vapor foi definido conforme equações Eq (An) 29 e Eq (An) 30.

$$\dot{m}_{A_Cr} = 6\% \cdot \dot{m}_{A_C} \qquad \text{Eq (An) 29}$$

$$\dot{m}_{A_C} = \frac{PCI \cdot \eta_{Cal}}{(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)} \qquad \text{Eq (An) 30}$$

$\dot{m}_{A_Cr}$	Quantidade de água de reposição para o ciclo de vapor $kg_{água}/kg_{combustível}$
$\dot{m}_{A_C}$	Quantidade de água que circula no ciclo a vapor em $kg_{água}/kg_{combustível}$
PCI	Poder calorífico do combustível em $kJ/kg_{combustível}$
η_{Cal}	Eficiência da caldeira

$(h_1 - h_6)$ Energia transferida na caldeira para à água/vapor do ciclo a vapor no processo principal de aquecimento em $kJ/kg_{água}$ (veja Figura Anexo 3 - 1)

$(h_3 - h_2)$ Energia transferida na caldeira para à água/vapor do ciclo a vapor no processo de reaquecimetno $kJ/kg_{água}$ (veja Figura Anexo 3 - 1)

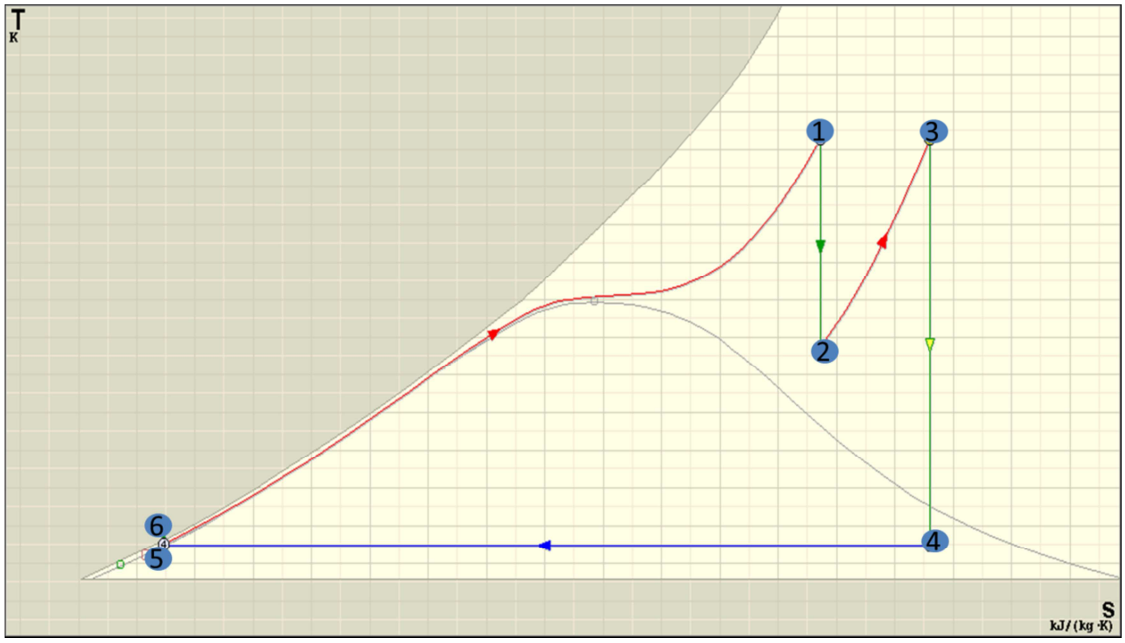


Figura Anexo 3 - 1: Diagrama T-S do ciclo a vapor modelado sem extração de vapor

Fonte: Termograf

Para UTEs com unidade de captura de carbono, uma extração de vapor de baixa pressão é realizada para suprir a demanda de calor da mesma. Essa fração do vapor é extraída numa pressão maior que a pressão do condensador e, portanto, condensada numa temperatura mais alta. Este processo é visualizado no diagrama t-s na Figura Anexo 3 - 2.

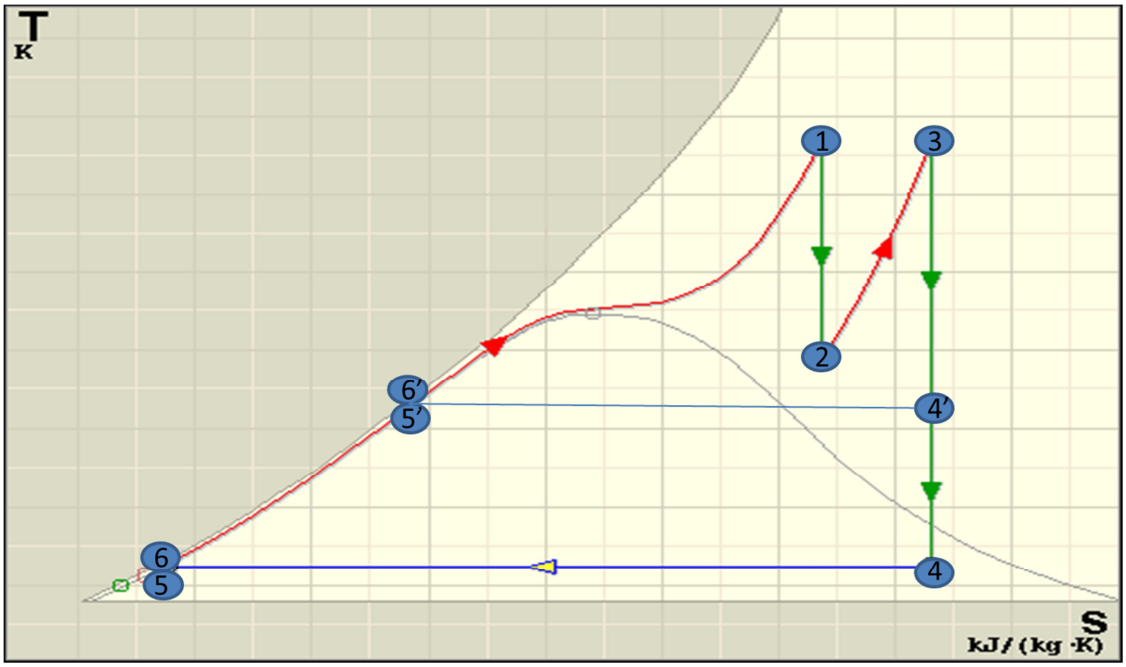


Figura Anexo 3 - 2: Diagrama T-S do ciclo a vapor modelado com extração de vapor

Fonte: Termograf

Num sistema com extração de vapor, a quantidade da água $\dot{m}_{A_C}$ que se encontra em circulação precisa ser determinada resolvendo as equações Eq (An) 31 e Eq (An) 32. Eq (An) 32 determina a fração de vapor que precisa ser extraída, levando em consideração a quantidade de CO_2 que precisa ser removida do gás de exaustão e a demanda específica de energia térmica do processo. Foi assumido que o vapor é extraído a uma pressão de 5 bar.

$$\dot{m}_{A_C} = \frac{PCI \cdot \eta_{Cal}}{(h_1 - h_6) \cdot (1 - f_{V_e}) + (h_1 - h_6') \cdot f_{V_e}(h_1 - h_6) + (h_3 - h_2)} \qquad \text{Eq (An) 31}$$

$$f_{V_e} = \frac{f_{CO2} \cdot \dot{m}_{CO2} \cdot E_{CCS} \cdot \frac{1}{\Delta h_{e_5bar}}}{\dot{m}_{A_C}} \qquad \text{Eq (An) 32}$$

f_{V_e}	Fração de vapor que é extraída do ciclo a vapor para suprir a demanda de calor na unidade de captura de carbono
f_{CO2}	Fração de CO_2 que é retirada do gás de exaustão
$\dot{m}_{CO2}$	Corrente de CO_2 no gás de exaustão em $kg_{CO2}/kg_{combustível}$
E_{CCS}	Demanda específica de energia térmica da unidade de captura de carbono em kJ/kg_{CO2}

$(h_1 - h_{6'})$ Energia transferida na caldeira para à água/vapor do ciclo a vapor no processo principal de aquecimento em $kJ/kg_{água}$ (veja Figura Anexo 3 - 2)

b) Uso e consumo para o resfriamento do ciclo a vapor

➢ Resfriamento em ciclo aberto

A quantidade de água necessária para o resfriamento do ciclo a vapor depende do calor que precisa ser retirado e do aumento de temperatura que a água de resfriamento pode sofrer. A quantidade de calor que precisa ser retirada depende da temperatura no condensador. Esta, por sua vez, depende da temperatura da água de resfriamento. Assim, a quantidade de água necessária para o resfriamento é determinada conforme equação Eq (An) 33.

$$\dot{m}_{A_R} = \frac{\dot{m}_{A_C} \cdot \Delta h_{cond}}{c_{p_H2O} \cdot \Delta T} \qquad \text{Eq (An) 33}$$

$\dot{m}_{A_R}$	Quantidade de água de resfriamento em $kg_{água}$ /$kg_{combustível}$
Δh_{cond}	Entalpia específica de condensação nas condições no condensador kJ/kg_{vapor}
ΔT	Aumento de temperatura da água de resfriamento em K
c_{p_H2O}	Calor específico de água, cujo valor é assumido como $4{,}182\ \frac{kJ}{kg \cdot K}$

Para UTEs com sistemas de captura de carbono a quantidade de vapor que não é condensada no condensador deve ser considerada no cálculo conforme indicado na eq. Eq (An) 34.

$$\dot{m}_{A_R} = \frac{\dot{m}_{A_C} \cdot \Delta h_{cond} \cdot (1 - f_{V_e})}{c_{p_H2O} \cdot \Delta T} \qquad \text{Eq (An) 34}$$

➢ Resfriamento em ciclo fechado com torre úmida

- Consumo de água na torre de resfriamento

Num sistema de resfriamento com torre úmida, a água de resfriamento é arrefecida através da sua dispersão numa torre recheada. O resfriamento ocorre por convecção com uma contracorrente de ar. No processo, uma parte da água é retirada do sistema por evaporação e arraste. Conforme DOE/NETL (2011), este consumo pode ser

quantificado através da equação Eq (An) 35. Para perdas por evaporação foi assumido uma perda de 1,6% da água em circulação para cada 10°C de redução de temperatura. Com relação ao arraste da água, o DOE/NETL indica uma perda de 0,01% da água em circulação.

$$\dot{m}_{A_R_C_C} = \dot{m}_{A_R_C} \cdot (0{,}016 \cdot \frac{\Delta T}{10} + 0{,}01\%) \qquad \text{Eq (An) 35}$$

$\dot{m}_{A_R_C_C}$ Quantidade de água de resfriamento que é consumida devido a perdas na torre de resfriamanto em $kg_{água}$ /$kg_{combustível}$

$\dot{m}_{A_R_C}$ Quantidade de água de resfriamento que está em circulação em $kg_{água}$ /$kg_{combustível}$

$\dot{m}_{A_R_C}$ se determina pela mesma equação que a quantidade de água de resfriamento demandada por um sistema de ciclo aberto $\dot{m}_{A_R}$ (veja equação Eq (An) 36).

$$\dot{m}_{A_R_C} = \frac{\dot{m}_{A_C} \cdot \Delta h_{cond} \cdot (1 - f_{V_e})}{c_{p_H2O} \cdot \Delta T} \qquad \text{Eq (An) 36}$$

Note que no caso do resfriamento em ciclo fechado com torre úmida, o aumento de temperatura ΔT e a entalpia de condensação Δh_{cond} adotam valores diferentes dos valores do caso do resfriamento em ciclo aberto.

- Uso de água na torre de resfriamento

O uso da água se difere do consumo pela quantidade que está substituída para evitar a acumulação de sais e impurezas e contabiliza, conforme DOE/NETL (2011), 1,33% da água consumida $\dot{m}_{A_R_C_C}$.

$$\dot{m}_{A_R_C_U} = \dot{m}_{A_R_C_C} \cdot 1{,}33 \qquad \text{Eq (An) 37}$$

$\dot{m}_{A_R_C_C}$ Quantidade de água de resfriamento que é usada para substituir água de resfriamento do ciclo fechado em $kg_{água}$ /$kg_{combustível}$

➢ Resfriamento em ciclo fechado com torre seca

No caso do uso de resfriamento com ciclo fechado com torre seca não há uso ou consumo de água causado pelo resfriamento do ciclo a vapor. Este é realizado exclusivamente por sistemas secos.

c) Uso e consumo de água na unidade de dessulfurização

Numa unidade de dessulfurização por *Lime Spray Dryer* (LSD), a água que é utilizada para formar uma solução de CaO é evaporada no gás de exaustão. Como o total da água é evaporado, a quantidade de água utilizada é igual à quantidade de água consumida. Equação Eq (An) 38 indica o cálculo utilizado para a modelagem do consumo de água nessa unidade. Note que a quantidade de água consumida depende da quantidade do gás de exaustão que deve ser tratada.

$$\dot{m}_{A_LSD} = f_{e_LSD} \cdot \dot{n}_{GE} \cdot f_{R_SOx_2} \cdot r_{bypass} \qquad \text{Eq (An) 38}$$

$\dot{m}_{A_LSD}$	Quantidade de água evaporada na unidade do LSD em $kg_{água}$ /$kg_{combustível}$
f_{e_LSD}	Fração de água evaporada na unidade do LSD, determinada em $0{,}0001\frac{t_{H2O}}{kmol_{GE}}$, mediante análise de dados disponibilizados pelo IECM
$\dot{n}_{GE}$	Fluxo do gás de exaustão em mol/$kg_{combustível}$
$f_{R_SOx_2}$	Fração de SOx que é retirada do gás de exaustão
r_{bypass}	Fator que determina quanto gás precisa ser tratado, considerando uma eficiência de remoção de 90%

d) Uso e consumo de água na unidade de captura de carbono

Unidades de captura de carbono requerem água tanto para o resfriamento quanto para a reposição em processos. As demandas por água foram estimadas conforme dados disponibilizados pelo IECM.

➢ Uso e consumo para resfriamento

Num processo de captura de carbono por absorção química existem três processos principais que exigem água para resfriamento, a unidade de resfriamento de gás de exaustão que condiciona o gás para a entrada na coluna de absorção, a coluna de absorção e o compressor de CO_2. A quantidade de calor, que precisa ser retirada do processo pode ser analisada através de dados disponibilizados pelo IECM. Para a

unidade de resfriamento do gás de exaustão foi indicado um valor de 648 kJ/kg_{CO2}, a unidade de absorção requer a retirada de calor de 3337 kJ/kg_{CO2} e o compressor de CO_2, finalmente, 423 kJ/kg_{CO2}. O total de calor que precisa ser retirado chega, assim, a 4408 kJ/kg_{CO2}. O modelo pelo qual se determina a demanda de água para resfriamento é indicado na equação Eq (An) 39.

$$m_{A_R_CCS} = \frac{f_{CO2} \cdot Q_{CCS} \cdot m_{CO2}}{c_{p_H2O} \cdot \Delta T} \qquad \text{Eq (An) 39}$$

$m_{A_R_CCS}$	Quantidade de água de resfriamento demandada pela unidade de captura de carbono em $kg_{água}/kg_{combustível}$
ΔT	Aumento de temperatura da água de resfriamento
f_{CO2}	Fração de CO_2 que é retirada do gás de exaustão
m_{CO2}	Corrente de CO_2 no gás de exaustão em $kg_{CO2}/kg_{combustível}$
c_{p_H2O}	Calor específico de água, cujo valor é assumido como $4{,}182\,\frac{kJ}{kg \cdot K}$
Q_{CCS}	Calor que precisa der retirado do sistema de captura de CO_2, determinada em 4408 kJ/kg_{CO2}.

➢ Uso e consumo para o processo

No processo, água é demandada para o make-up da solução de amina para a absorção química. Uma parte da água é continuamente evaporada no processo, provocando um consumo de água. Uso e consumo específicos de água no processo podem ser analisados através de dados disponibilizados pelo IECM (CMU 2012). A modelagem dos mesmos ocorre através das equações Eq (An) 40 e Eq (An) 41.

$$m_{A_U_CCS} = f_{CO2} \cdot f_{A_U_CCS} \cdot m_{CO2} \qquad \text{Eq (An) 40}$$

$$m_{A_C_CCS} = f_{CO2} \cdot f_{A_C_CCS} \cdot m_{CO2} \qquad \text{Eq (An) 41}$$

$m_{A_U_CCS}$	Quantidade de água de processo que é demandada pela unidade de captura de carbono em $kg_{água}/kg_{combustível}$
$m_{A_C_CCS}$	Quantidade de água de processo que é consumida pela unidade de captura de carbono em $kg_{água}/kg_{combustível}$
$f_{A_{U_{CCS}}}$	Uso específico de água na unidade de captura de carbono, definida em $0{,}143\,\frac{kg_{H2O}}{kg_{CO2}}$
$f_{A_C_CCS}$	Consumo específico de água na unidade de captura de carbono, definido em $0{,}093\,\frac{kg_{H2O}}{kg_{CO2}}$

Anexo 4: Redução do excedente nas bacias devido ao cultivo de florestas energéticas

Região de Candiota, 75 % da ocupação máxima aproveitados

UPNxBH	Ocupação máxima (%)	Área (m^2)	Área destinada a plantações (ha)	Redução do excedente (m^3/s)
L030xPS5	15,9	1.308.320.884	15649,57183	1,5650
L030xPS2	10,5	2.032.073.723	16051,65515	1,6052
L030xPS3	12,9	1.001.359.750	9717,865923	0,9718
L030xPS6	10,5	401.592.790	3172,241685	0,3172
Total L030				**4,4591**
L040xDP7	18	448.175.733	6068,926875	0,6069
L040xDP8	18	2.069.331.343	28021,64344	2,8022
L040xPS2	12,8	590.025.511	5681,615252	0,5682
L040xPS5	16,63	2.589.662.300	32398,61504	3,2399
L040xPS6	12,6	1.016.729.342	9637,557099	0,9638
L040xPS7	14,5	304.269.614	3319,079442	0,3319
Total L040				**8,5127**
U070xPS2	7,6	162.844.798	931,0618755	0,0931
Total U070				**0,0931**
U080xDP7	10,8	1.594.815.958	12957,62449	1,2958
U080xDP8	10,8	143.810.845	1168,440106	0,1168
U080xPS2	7,6	798.424.789	4564,977765	0,4565
Total U080				**1,8691**

Tabela Anexo 4 - 1: Ocupação da área plantada e redução do excedente para aregião de Candiota

Região sobreposta, 37% são ocupados. Na realidade, não haveria essa distribuição de utilizar 37% de cada UPN.

UPNxBH	Ocupação máxima (%)	Área (m^2)	Área destinada a plantações (ha)	Redução do excedente (m^3/s)
G010xDP3	4,8	346.905.242	612,69	0,0613
G010xDP4	4,8	419.684.165	741,23	0,0741
G010xPL3	4,8	235.548.215	416,02	0,0416
G010xPL4	4,8	142.563	0,25	0,0000
G010xPL5	4,8	89.450.510	157,98	0,0158
G010xPS1	4,8	193.065.488	340,98	0,0341

Total G010				**0,2269**
G020xDP3	13,2	433.491.807	2105,443698	0,2105
G020xDP4	13,2	744.700.962	3616,96789	0,3617
G020xPL4	13,2	132.886	0,645420073	0,0001
G020xPM16	14,4	18.893.263	100,1055738	0,0100
G020xPM6	13,8	269.244	1,367141537	0,0001
Total G020				**0,5825**
G030xDP1	18,18	217.734.494	1456,498098	0,1456
G030xDP3	18	192.062	1,272045639	0,0001
G030xDP4	18,16	729.084.759	4871,723948	0,4872
G030xPL4	18	17.208.926	113,9764403	0,0114
G030xPM14	18	1.311.259.206	8684,60085	0,8685
G030xPM16	18	53.080.759	351,5591736	0,0352
G030xPM6	18,41	46.562.417	315,4119283	0,0315
Total G030				**1,5795**
G040xDP1	18,4	1.204.552.847	8155,16005	0,8155
G040xDP4	18,91	534.694.167	3720,366989	0,3720
G040xDP5	18	438.565.450	2904,66283	0,2905
G040xPM14	18	1.335.208.256	8843,217798	0,8843
G040xPM6	18,01	67.004.247	444,0223688	0,0444
Total G040				**2,4067**
G060xDP1	9,6	290.716.686	1026,904364	0,1027
G060xDP2	9,71	92.049.520	328,874019	0,0329
G060xDP5	9,77	4.598.532.611	16531,13383	1,6531
G060xPM14	9,6	41.552.819	146,7778528	0,0147
G060xPS2	7,2	1.727.772.124	4577,283021	0,4577
G060xPS3	7,7	236.166.528	669,1105501	0,0669
Total G060				**2,3280**
G070xDP1	9,6	1.152.892.189	4072,384138	0,4072
G070xDP4	10,02	542.752.714	2001,052727	0,2001
G070xDP5	13,3	8.737.496.317	42758,99154	4,2759
G070xPL4	9,6	255.636.793	902,9909569	0,0903
G070xPM14	9,6	61.087.464	215,7804703	0,0216
G070xPS2	6,7	1.611.789	3,973486444	0,0004
G070xPS3	10,4	3.874.008.175	14824,5896	1,4825
G070xPS4	9,6	211.595.478	747,4229392	0,0747
Total G070				**6,5527**
G080xDP4	2,4	35.503.549	31,3524738	0,0031
G080xDP5	4	343.471.596	505,5214957	0,0506
G080xPL4	13,9	898.298.963	4594,354536	0,4594
G080xPL5	8,2	137.929.513	416,1595482	0,0416
G080xPS1	2,4	261.706.619	231,1078809	0,0231
G080xPS3	1,9	25.748.698	18,00104379	0,0018
G080xPS4	3,8	753.240.242	1053,188039	0,1053
Total G080				**0,6850**
G090xDP1	18,62	1.034.708.579	7089,025422	0,7089

G090xDP5	18	344.429.556	2281,191393	0,2281
G090xPM14	18	245.166.559	1623,762638	0,1624
Total G090				**1,0994**
L020xPL5	3,47	97.588.778	124,6000347	0,0125
L020xPS1	3,3	1.789.117	2,172408777	0,0002
Total L020				**0,0127**
L030xPS4	15,34	1.180.543.683	6663,405277	0,6663
L030xDP5	85,66	22.351.134	704,4763834	0,0704
L030xPL4	15	231.450.504	1277,433195	0,1277
L030xPL5	15	76.279.057	421,0031863	0,0421
L030xPS2	10,5	495.006.027	1912,443411	0,1912
L030xPS3	12,9	2.532.667.725	12021,44665	1,2021
Total L030				**2,3000**

Tabela Anexo 4 - 2: Ocupação da área plantada e redução do excedente