

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REDE DE GÁS NATURAL NA  
DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EM ESTUDOS DE CONFIABILIDADE  
COMPOSTA

Renato Haddad Simões Machado

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

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Rio de Janeiro

Março de 2012

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REDE DE GÁS NATURAL NA  
DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EM ESTUDOS DE CONFIABILIDADE  
COMPOSTA

Renato Haddad Simões Machado

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

Examinada por:

---

Prof.<sup>a</sup> Carmen Lucia Tancredo Borges, D.Sc.

---

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

---

Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

---

Dr. Marciano Morozowski Filho, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2012

Machado, Renato Haddad Simões

Avaliação da Influência da Rede de Gás Natural na  
Disponibilidade de Geração em Estudos de Confiabilidade Composta /  
Renato Haddad Simões Machado – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE,  
2012.

IX, 121 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de  
Engenharia Elétrica, 2012.

Referências Bibliográficas: p. 117-121

1. Confiabilidade da Rede de Gás Natural 2. Geração  
Termelétrica 3. Confiabilidade Composta I. Borges, Carmen Lucia  
Tancredo II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE,  
Programa de Engenharia Elétrica. III. Título

## **Agradecimentos**

Agradeço, primeiramente, a minha família pela estrutura que tenho, seja de bens tangíveis ou intangíveis.

Agradeço aos meus colegas da COPPE/UFRJ que me ajudaram a aprender, tanto durante as aulas quanto na realização de trabalhos. Em especial agradeço a Renata Ribeiro, Aretha Campos, Daniel Nogueira, Diego Bezerra, Douglas Mota, Vanessa Stephan e Priscilla Guarini, que me acompanham desde os tempos da graduação.

Agradeço aos colegas da GMC-2 do ONS, com quem muito aprendi apesar do pouco tempo de trabalho, e que sempre me apoiaram nesta dissertação.

Agradeço aos meus colegas e amigos da Superintendência de Planejamento da Geração da EPE, em especial a Renata Nogueira, Gabriel Malta, Matheus Gemignani, Bruno Menita e Fernanda Paschoalino, pela ajuda. Agradeço também a Oduvaldo Barroso, Danielle Andrade, Pedro David e Angela Livino por todo apoio.

Agradeço aos meus amigos, de modo geral, pelos momentos de descontração e pelo apoio quando precisei.

Agradeço à Dra. Denise Faertes e Henrique Rangel pelo apoio nos assuntos relacionados à rede de gás natural, fundamentais para este trabalho.

Agradeço ao engenheiro Julio Alberto Dias, pela disponibilidade para ajudar, fundamental para a realização deste trabalho.

Agradeço, por fim, a professora Carmen pela orientação em todos estes anos, desde a reta final da minha graduação, e a todos os professores da COPPE/UFRJ.

Muito Obrigado!

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

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA REDE DE GÁS NATURAL NA  
DISPONIBILIDADE DE GERAÇÃO EM ESTUDOS DE CONFIABILIDADE  
COMPOSTA

Renato Haddad Simões Machado

Março/2012

Orientador: Carmen Lucia Tancredo Borges

Programa: Engenharia Elétrica

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação da influência da disponibilidade de gás natural para a geração de energia elétrica e seus efeitos na confiabilidade composta de sistemas de potência. O modelo para determinação da disponibilidade de gás avalia a operação desta rede sob diferentes estados de contingência e considera aspectos importantes, como a representação de compressores. Um modelo de otimização não-linear do fluxo de gás foi utilizado avaliar a adequação desta rede, onde a função objetivo era minimizar o corte de carga considerando diferentes prioridades de atendimento. Os índices de confiabilidade obtidos são utilizados como dados de entrada para um modelo de avaliação da confiabilidade composta. Esta metodologia foi aplicada a estudos de casos demonstrando os impactos da representação da rede de gás e como alterações nesta rede, tais como alterações na prioridade de atendimento e oferta de gás, podem impactar os índices de confiabilidade dos consumidores finais de energia elétrica.

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

EVALUATION OF NATURAL GAS NETWORK RELIABILITY ON  
AVAILABILITY OF GENERATION

Renato Haddad Simões Machado

March/2012

Advisor: Carmen Lucia Tancredo Borges

Department: Electrical Engineering

This work presents a methodology for assessing the influence of natural gas availability on thermal units' generation and the implied effects on the composite reliability of power systems. The model for obtaining the availability of natural gas evaluates the operation of this network under different contingency situations and considers important features, such as the effect of the compressors. A non-linear optimization model of the gas flow is used to assess the adequacy of this network, where the objective function is to minimize the gas load shedding given the different priority of supplying. The availability states obtained by the evaluation of the gas network serve as input for the power system composite reliability evaluation model. This methodology was applied to case studies demonstrating the impact of the representation of the gas system and how changes in this network, such as changes in priority of supplying and gas offer, may impact the reliability indices of consumers of electricity.

# Conteúdo

<i>Capítulo 1</i>	<i>1</i>
<i>Introdução</i>	<i>1</i>
<i>1.1. Objetivo</i>	<i>6</i>
<i>1.2. Estrutura do Trabalho</i>	<i>7</i>
<i>1.3. Revisão Bibliográfica</i>	<i>8</i>
<i>Capítulo 2</i>	<i>10</i>
<i>Sistemas de Transporte de Gás Natural</i>	<i>10</i>
<i>2.1. Cadeia de Suprimento de Gás Natural</i>	<i>10</i>
2.1.1. Extração	10
2.1.2. Processamento	11
2.1.3. Transporte	12
<i>2.2. A rede de Transporte de Gás Natural</i>	<i>12</i>
<i>2.3. O Sistema de Gás Natural Brasileiro</i>	<i>15</i>
<i>2.4. Análise do Fluxo de Gás Natural em Regime Permanente</i>	<i>18</i>
<i>2.5. Geração Termelétrica a Gás Natural</i>	<i>20</i>
2.5.1. Diferenças de Aplicações entre Termelétricas a Ciclo Simples e Ciclo Combinado	23
2.5.2. Heat-Rate, Eficiência, Poder Calorífico e Energia Gerada	24
<i>Capítulo 3</i>	<i>27</i>
<i>Confiabilidade de Sistemas de Potência</i>	<i>27</i>
<i>3.1. Introdução</i>	<i>27</i>
3.1.1. Níveis Hierárquicos	28
3.1.2. Modos de Falha e Domínios da Confiabilidade	32
<i>3.2. Modelos de Componentes</i>	<i>32</i>
3.2.1. Modelo de Markov a Múltiplos Estados	33
3.2.2. Modelo de Markov a Dois Estados	36
<i>3.3. Confiabilidade Composta de Sistemas de Potência</i>	<i>38</i>
3.3.1. Seleção de Estados	38
3.3.2. Análise da Adequação	40
3.3.3. Análise da Convergência	41
3.3.4. Cálculo dos Índices de Confiabilidade	42
<i>3.4. Confiabilidade de Sistemas de Distribuição</i>	<i>43</i>
3.4.1. Técnica de Análise	44
3.4.2. Dispositivos de Manobra e Proteção na Confiabilidade de Sistemas de Distribuição	46

<b>Capítulo 4</b>	<b>49</b>
<b>Modelo de Confiabilidade da Rede de Gás Natural para Suprimento de Energia Elétrica</b>	<b>49</b>
4.1. <b>Representação da Rede de Gás Natural</b>	<b>50</b>
4.2. <b>Modelo Proposto para Avaliação da Confiabilidade da Rede de Gás Natural</b>	<b>54</b>
4.2.1. <b>Reconfiguração da rede</b>	<b>55</b>
4.3. <b>Determinação do Fluxo e da Pressão</b>	<b>58</b>
4.4. <b>Método de Solução do Problema de Otimização</b>	<b>61</b>
4.5. <b>Cálculo dos Índices de Confiabilidade</b>	<b>63</b>
4.6. <b>Acoplamento do Sistema de Gás Natural ao Modelo do Sistema Elétrico</b>	<b>65</b>
<b>Capítulo 5</b>	<b>70</b>
<b>Estudos de Casos</b>	<b>70</b>
5.1. <b>Caso 1: Avaliação do Efeito da Reconfiguração na Rede de Gás Natural</b>	<b>71</b>
5.2. <b>Caso 2: Sistema RTS sem Representação da Rede de Gás</b>	<b>76</b>
5.3. <b>Caso 3: Sistema de Gás Belga acoplado ao Sistema RTS</b>	<b>78</b>
5.3.1. <b>Caso 3.1: Priorização para os Consumidores Elétricos</b>	<b>82</b>
5.3.2. <b>Caso 3.2: Priorização para os Consumidores Não-elétricos</b>	<b>88</b>
5.3.3. <b>Caso 3.3: Rede de Gás Sem Prioridade de Atendimento</b>	<b>92</b>
5.4. <b>Caso 4: Sistema de Gás Brasileiro acoplado ao Sistema RTS</b>	<b>96</b>
5.4.1. <b>Caso 4.1 – Considerando a Rede de Gás Original</b>	<b>99</b>
5.4.2. <b>Caso 4.2: Alteração das disponibilidades dos componentes da Rede de Gás</b>	<b>104</b>
5.4.3. <b>Caso 4.3: Alteração das disponibilidades de gás nas fontes</b>	<b>107</b>
<b>Capítulo 6</b>	<b>112</b>
<b>Conclusão</b>	<b>112</b>
6.1. <b>Trabalhos Futuros</b>	<b>114</b>
<b>Referências</b>	<b>117</b>



## Lista de Siglas

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CDF – Curva de distribuição acumulada (*Cumulative Distribution Function*)

EENS – Valor esperado de energia não suprida (*Expected Energy Not Supplied*)

EPNS – Valor esperado de potência não suprida (*Expected Power Not Supplied*)

GASBOL – Gasoduto Bolívia-Brasil

GASCAC – Gasoduto Cacimbas-Catu

GASCAV – Gasoduto Cabiúnas-Vitória

GASENE – Gasoduto Sudeste-Nordeste

GNL – Gás Natural Liquefeito

HR – *Heat-Rate*

LOLE – Tempo esperadas de perda de carga (*Loss of Load Expectation*)

LOLP – Probabilidade de Perda de Carga (*Loss of Load Probability*)

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PC – Poder Calorífico

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PCI – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

SAIDI – Duração média do corte de carga do sistema (*System Average Interruption Duration Index*)

SAIFI – Frequência média de interrupção no sistema (*System Average Interruption Frequency Index*)

SMC – Simulação Monte Carlo

UTE – Usina Termelétrica

# Capítulo 1

## Introdução

Os sistemas de energia elétrica e gás natural estão cada vez mais interdependentes. O acoplamento destas duas redes ocorre por meio das usinas termelétricas (UTE) movidas a gás natural. Estas usinas são, para o sistema de gás, um consumidor, ou seja, um ponto de entrega do produto. Já para o sistema elétrico, estas mesmas usinas são uma fonte de energia, ou seja, um ponto de suprimento energético.

Em sistemas com predominância hidráulica, como o sistema elétrico brasileiro, devido à aleatoriedade das afluições, é comum a oscilação entre períodos de muita oferta energética, quando podem ocorrer vertimentos nos reservatórios, e períodos de menor disponibilidade, nos quais a geração termelétrica torna-se fundamental. Desta forma, as usinas térmicas têm um papel complementar, que dão segurança à operação. Além da necessidade energética, a geração térmica também pode ser necessária por questões inerentes à rede elétrica, como, por exemplo, para controle de tensão em determinadas regiões.

As interferências que a operação de uma rede pode causar na outra devem ser constantemente avaliadas. Como exemplo recente, em 2006 foram realizados testes de disponibilidade de geração termelétrica a gás natural nas regiões Sul e Sudeste. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) constatou então que, naquele momento, o sistema não conseguia fornecer gás para todos os consumidores termelétricos

simultaneamente. A partir de então, foi estabelecido um termo de compromisso, assinado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), no qual o suprimento de gás seria garantido desde que a disponibilidade destas usinas fosse mantida, para efeitos de programação, despacho e formação de preço, nos valores então definidos, durante a vigência do mesmo, até dezembro de 2011 [1].

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020 [2], a capacidade instalada de usinas termelétricas a gás natural no Brasil deve chegar a 11.659 MW em 2020, correspondendo a 6,8% do parque brasileiro e sendo a segunda maior fonte, neste aspecto. Considerando a capacidade instalada desta fonte no final de 2010, de 9.180 MW, representará um crescimento de 27% em dez anos. A Tabela 1.1 [2] apresenta a evolução destes valores, por fonte, prevista neste plano.

**Tabela 1.1 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte**

<b>FORTE</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Hidro <sup>(a)</sup>	82 939	84 736	86 741	88 966	89 856	94 053	98 946	104 415	109 412	111 624	115 123
Urânio	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	3 412	3 412	3 412	3 412	3 412
Gás Natural	9 180	9 384	10 184	11 309	11 309	11 659	11 659	11 659	11 659	11 659	11 659
Carvão	1 765	2 485	3 205	3 205	3 205	3 205	3 205	3 205	3 205	3 205	3 205
Óleo Combustível	2 371	3 744	5 172	8 790	8 790	8 790	8 790	8 790	8 790	8 790	8 790
Óleo Diesel	1 497	1 497	1 471	1 471	1 471	1 121	1 121	1 121	1 121	1 121	1 121
Gás de Processo	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686	686
PCH	3 806	4 201	4 230	4 376	4 633	4 957	5 187	5 457	5 737	6 047	6 447
Biomassa	4 496	5 444	6 272	6 681	7 053	7 353	7 653	8 003	8 333	8 703	9 163
Eólica	831	1 283	3 224	5 272	6 172	7 022	7 782	8 682	9 532	10 532	11 532
<b>TOTAL(b)</b>	<b>109 578</b>	<b>115 467</b>	<b>123 192</b>	<b>132 763</b>	<b>135 182</b>	<b>140 853</b>	<b>148 441</b>	<b>155 430</b>	<b>161 887</b>	<b>165 779</b>	<b>171 138</b>

(a) Inclui a estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguai.

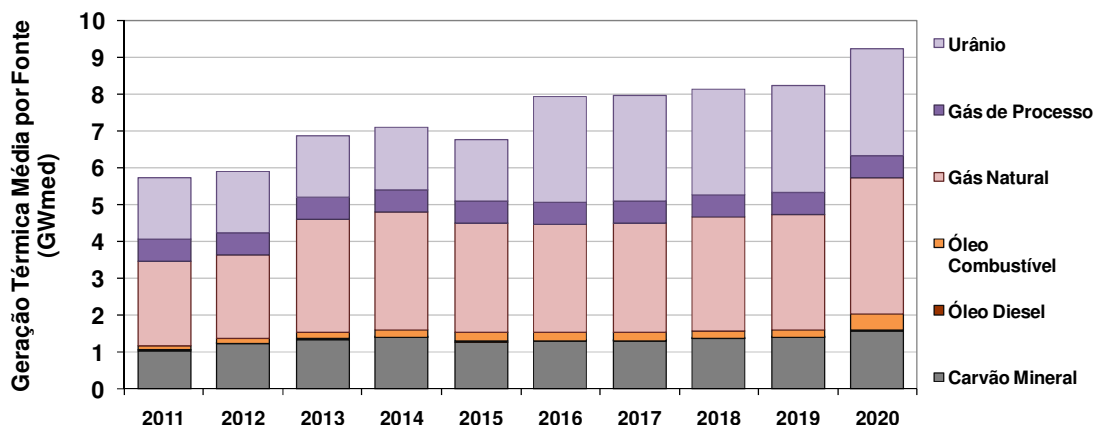
(b) Não considera a produção.

A partir de 2015 não são indicadas novas usinas desta fonte, ou seja, toda a expansão indicada pelo planejamento, no plano citado, deve-se apenas ao montante já contratado em leilões de energia. Isso se deve ao fato de que, por premissa, este plano de expansão

prioriza o atendimento a crescente demanda de energia elétrica por meio de usinas hidrelétricas e de fontes alternativas (eólica, biomassa e PCH). Entretanto, segundo [2], “há de ressaltar que a concretização deste plano com esta composição de fontes na expansão planejada depende principalmente da obtenção de Licenças Prévias Ambientais, de modo que as usinas indicadas possam participar dos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos, previstos em lei. Caso contrário, uma expansão de projetos termelétricos, preferencialmente movidos a gás natural, poderá constituir alternativa de atendimento à demanda, frente a eventuais atrasos dos projetos indicados”.

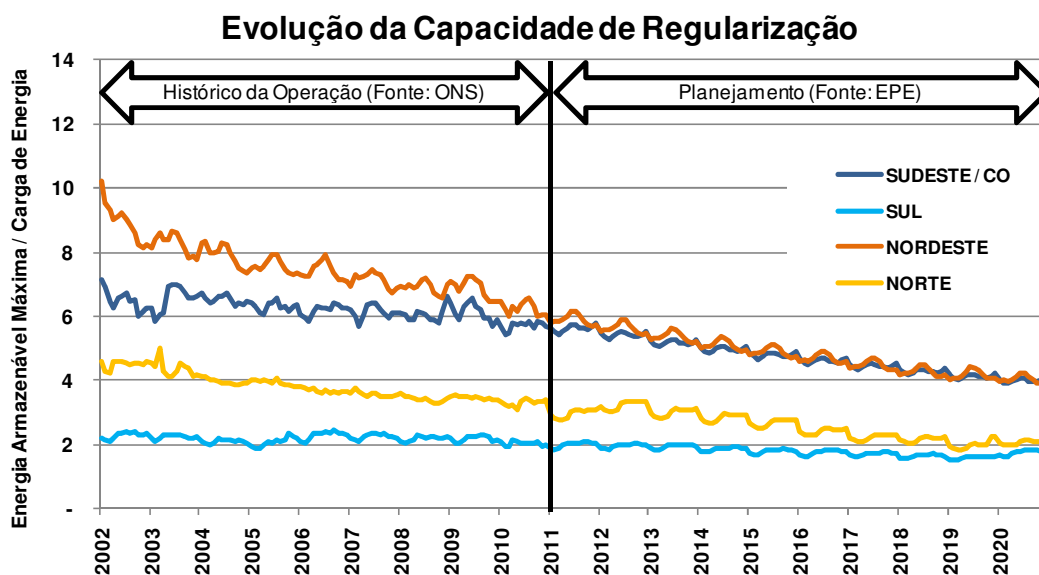
Ainda de acordo com este documento, a geração das usinas térmicas a gás natural tende a crescer ao longo do horizonte, como mostra o Gráfico 1.1 [2], onde são apresentados os valores esperados de geração termelétrica, por cada tipo de fonte.

Devido a constante redução da capacidade de regularização dos reservatórios, a qual não vem acompanhando o crescimento da carga como mostra o Gráfico 1.2 [2], é esperado que haja um aumento da necessidade de geração térmica. Uma menor capacidade de regularização resulta em maior dependência das afluições, aumentando assim a aleatoriedade da disponibilidade energética.



FONTE: EPE.

Gráfico 1.1 – Geração Termelétrica Média Anual – Média de 2.000 cenários analisados

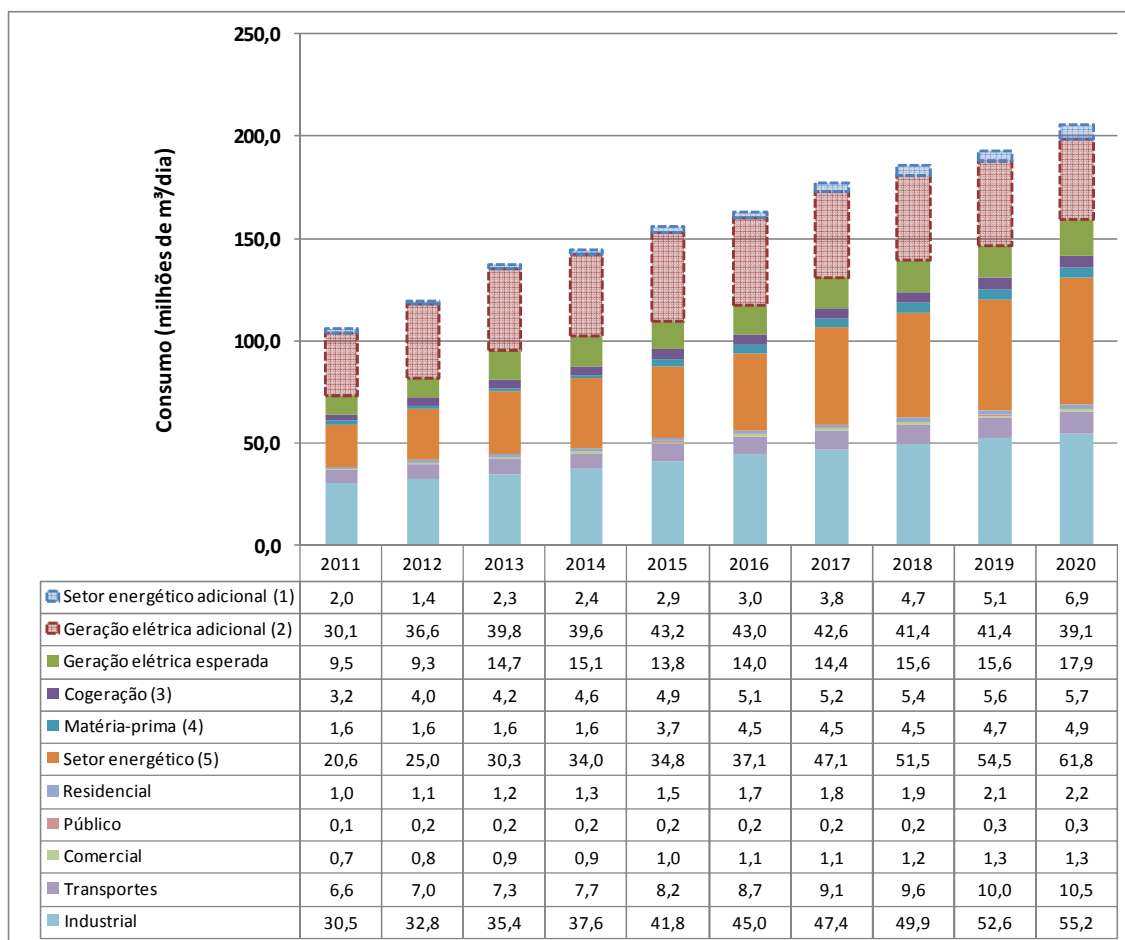


FONTE: EPE.

Gráfico 1.2 – Evolução da Energia Armazenável Máxima com relação à Demanda

Com relação à projeção de consumo de gás natural, o plano decenal prevê que em 2012 sejam necessários 9,3 milhões de m<sup>3</sup>/dia para a geração termelétrica esperada. Em 2020, este valor chega a 17,9 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Para a geração termelétrica máxima, isto é, considerando que todas as usinas a gás natural sejam acionadas simultaneamente, é

necessário um consumo adicional de 36,6 e 39,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, respectivamente para os anos de 2012 e 2020. Baseado nisto, confirmamos que as usinas a gás deverão operar por mais tempo nos próximos dez anos, resultando em um crescimento de 92,5% do consumo esperado de gás para geração de eletricidade. Estas informações, assim como as projeções de consumo para outros setores, são apresentadas no Gráfico 1.3 [2].



(1) Corresponde à diferença entre o consumo esperado e o máximo do setor energético

(2) Corresponde à diferença entre a geração térmica máxima e a esperada

(3) Inclui operação industrial e comercial

(4) Inclui o consumo não energético das FAFENs

(5) Inclui refinarias, compressão em gasodutos e atividades de E&P

### Gráfico 1.3 – Projeção de consumo total de gás natural no Brasil (milhões de m<sup>3</sup>/dia)

As informações apresentadas confirmam que, cada vez mais, a integração entre estes sistemas é fundamental não só para a otimização do uso dos recursos disponíveis, como também para que o planejamento de médio e longo prazo minimize os investimentos

necessários nos dois setores. Neste contexto, para a avaliação da confiabilidade dos sistemas de potência, torna-se fundamental a representação da rede de gasodutos, como será mostrado neste trabalho.

## **1.1. Objetivo**

O objetivo dos estudos de confiabilidade é quantificar através de índices ou indicadores, de que forma a operação do sistema alcança seus objetivos principais de atendimento aos consumidores dentro de padrões definidos de qualidade, continuidade e segurança. Neste contexto, este trabalho apresenta uma metodologia para avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência considerando os impactos da rede de gás natural.

O gás natural utilizado pelas usinas termelétricas é transportado por meio de uma rede de transporte e distribuição, composta por unidades de processamento, gasodutos, compressores, e diversos outros elementos. Desta forma, o sistema de gás fica sujeito a eventos que podem resultar na falta de suprimento para os consumidores. Para a avaliação deste risco, torna-se fundamental a análise da confiabilidade deste sistema, de modo a determinar quão confiável são estas redes, a fim de avaliar o impacto no suprimento de energia do setor elétrico.

Neste trabalho, os consumidores de interesse, da rede de gás natural, são as usinas termelétricas. Para o caso da falta de suprimento de gás, este evento deve ser quantificado em índices pertinentes, permitindo assim uma avaliação rigorosa baseado nos critérios aceitáveis para o sistema elétrico. Estes índices podem ser medidos em ocorrências por unidade de tempo, probabilidade de ocorrência, volume não atendido em determinado período, etc. Vale salientar que o não suprimento de gás natural a uma

determinada usina resulta na sua indisponibilidade para o sistema elétrico. Esta indisponibilidade poderá resultar em um redespacho de geração, fazendo com que seja acionada uma usina com custo de operação maior ou, em situações extremas, levar o sistema a um corte de carga.

Desta forma, este trabalho apresenta um modelo para a representação da rede de gás natural em estudos de confiabilidade do sistema elétrico, que avalia as condições de atendimento desta rede sob diversas situações de contingências. Para esta avaliação foi utilizado um modelo não linear para otimização do fluxo nos gasodutos, com o objetivo de minimizar o corte de carga nos pontos de entrega de gás. Os índices de confiabilidade encontrados para os pontos de conexão com o sistema elétrico, isto é, as usinas termelétricas (UTE), serão utilizados como entrada para um modelo de confiabilidade composta, a partir do qual serão avaliados os indicadores para os consumidores finais de energia elétrica.

## **1.2. Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho será apresentado em seis capítulos. No capítulo 2 serão apresentadas as principais características da cadeia de suprimento de gás natural e as características da malha brasileira. Também será apresentado a equação do fluxo de gás nos dutos e conceitos básicos para a geração termelétrica.

O capítulo 3 irá tratar dos conceitos de confiabilidade aqui utilizados, tanto para a análise do sistema elétrico, realizada por meio de técnicas de confiabilidade composta, quanto para a análise do sistema de gás, que utilizará técnicas aplicadas a sistemas radiais.



O capítulo 4 apresentará a metodologia utilizada para a representação da rede de gás nos estudos confiabilidade composta. Será mostrado como esta rede será representada, tendo em vista que o objetivo final é a avaliação do sistema elétrico, como serão calculados seus índices e o modo de acoplamento entre os dois sistemas.

O capítulo 5 trará os resultados dos estudos de casos realizados, onde o principal objetivo será de avaliar os impactos da representação da disponibilidade de gás nos índices de confiabilidade do sistema elétrico. Por fim, o capítulo 6 trará as conclusões deste trabalho e as indicações para estudos futuros.

### **1.3. Revisão Bibliográfica**

A avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos de potência vem sendo alvo de diversos estudos nas últimas décadas. Devido a constantes evoluções tecnológicas, os modelos vêm sendo aperfeiçoados a fim de considerar características do sistema em análise que não eram modeladas por não impactar nestes estudos ou, até mesmo, por não existirem. Além disso, com os avanços computacionais, tanto de hardware quanto de programação matemática, vem sendo possível buscar resultados que considerem cada vez mais os efeitos integrados de diversas redes, tanto em estudos de confiabilidade considerando diversas fontes de energia [3] – [12], quanto de planejamento da expansão e operação integrada [13] – [15].

Nesse contexto, a análise integrada de sistemas elétricos e de gás natural vem recebendo especial atenção. Em [16] - [21] são apresentados modelos para o despacho integrado e o fluxo ótimo de potência destas redes; em [22] - [24] são apresentados modelos e discussões para seu planejamento integrado de expansão; em [25] e [26] são apresentados os riscos de contratos e interferência dos preços nos sistemas.

No que diz respeito à confiabilidade integrada ainda se busca um modelo composto, capaz de considerar simultaneamente estes sistemas. Em [27] e [28] são apresentados dois modelos, a servirem de insumos para o estudo de confiabilidade do sistema elétrico. No primeiro é apresentado um modelo para fornecer a máxima geração termelétrica a gás, por um problema de programação não linear. No segundo a rede de distribuição de gás natural é modelada para estudos de confiabilidade, baseada nas técnicas utilizadas pelo sistema elétrico, devido a semelhanças topológicas das duas redes. Em [29] são apresentados os efeitos que as diversas configurações da rede de gás causam no sistema elétrico. Em [30] são apresentadas motivadores para o investimento na geração elétrica a gás natural, a fim de aumentar a segurança do sistema elétrico brasileiro.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia que considere as redes elétricas e de gás natural para estudos de confiabilidade. Serão apresentados índices finais para o sistema elétrico considerando a disponibilidade deste combustível, contribuindo para o preenchimento desta lacuna ainda pouco explorada. Os resultados obtidos demonstrarão os possíveis impactos causados pela representação desta rede, para que possam nortear este tipo de discussão.

## **Capítulo 2**

# **Sistemas de Transporte de Gás Natural**

### **2.1. Cadeia de Suprimento de Gás Natural**

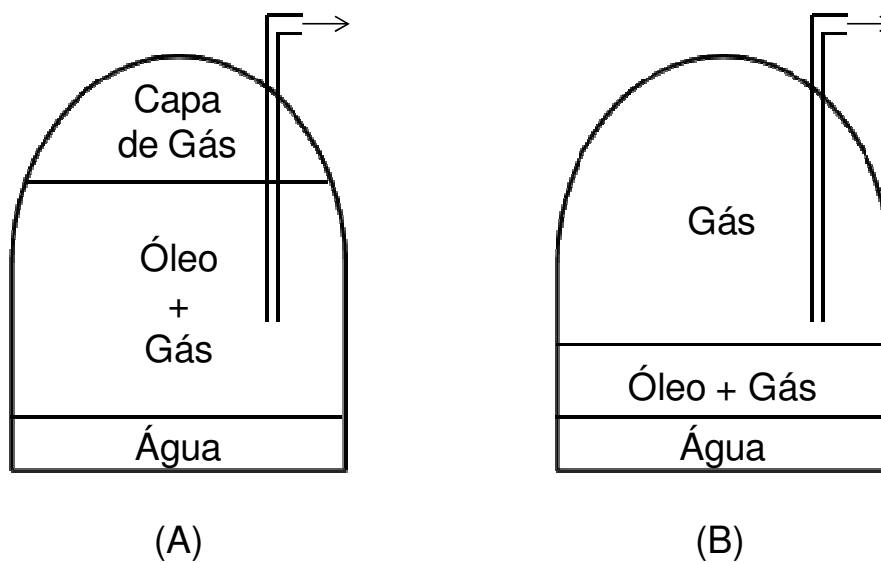
A cadeia de suprimento de gás natural tem por objetivo fazer chegar este insumo aos seus diversos consumidores nas condições exigidas para cada atividade, que pode ser, entre outros, para a geração de energia elétrica ou em diferentes tipos de indústrias. Para que isto aconteça de modo adequado, o gás natural deve ser extraído do poço, processado e transportado até seus consumidores. Cada uma destas atividades possui suas características próprias e, devido à complexidade do processo, podem ser estudadas de forma independente. Apesar de não ser o objetivo deste trabalho descrevê-las minuciosamente, é necessário que uma apresentação destas etapas seja feita.

#### **2.1.1. Extração**

Após uma reserva de gás natural ser identificada por uma equipe formada, em geral, por geólogos e geofísicos, é apenas no momento da perfuração que se confirmará a sua existência. Apesar de o fato de perfurar o solo em busca de um insumo, que pode ou não existir em quantidades que justifiquem essa atividade, parecer de alto risco, principalmente do ponto de vista econômico, a indústria de exploração do gás natural

tem alcançado diversos avanços tecnológicos que vêm reduzindo o custo e aumentando a eficiência do processo de extração.

A exploração do gás natural pode ocorrer tanto em campos terrestres (*onshore*) como em plataformas marítimas (*offshore*). As reservas de gás podem ser denominadas associadas, quando este gás é encontrado juntamente com grandes quantidades de petróleo, sendo a extração do óleo a principal atividade, ou não associadas, quando não existe volume de petróleo que justifique a extração, sendo assim a principal atividade do poço a retirada do gás. A Figura 2.1 [31] ilustra a diferença entre uma reserva de gás associado e não associado.



**Figura 2.1 - Representação de um poço de extração de Petróleo, com Gás Natural associado (A), e de um poço de extração de Gás Natural não associado (B)**

### 2.1.2. Processamento

Apesar de o gás natural que chega até os consumidores ser quase inteiramente metano, ao ser extraído do poço ele está associado com diversos outros elementos que devem ser retirados. O processamento do gás natural não é, em muitos aspectos, tão complexo

quanto o de petróleo, porém ele é igualmente importante. Esta separação deve ser feita antes do transporte pelos gasodutos, razão pela qual, em geral, as unidades de processamento estão localizadas próximas dos locais de extração. No caso da extração ser *offshore*, as unidades de processamento encontram-se no local mais próximo em terra.

O processamento do gás natural consiste, basicamente, na separação de diversos hidrocarbonetos e outros fluidos do metano, produzindo assim o chamado “gás natural especificado”. Estes hidrocarbonetos, também conhecidos como “líquidos de gás natural”, podem servir como um significativo subproduto do processamento do gás natural, por possuírem um elevado valor comercial. Entre estes, podemos destacar o etano, propano, GLP e até hidrocarbonetos mais pesados, como a gasolina, os quais podem ser vendidos separadamente para diversos usos.

### **2.1.3. Transporte**

O gás natural extraído e especificado nas unidades de processamento deve ser transportado até seus consumidores. Para isso, uma longa rede de transporte deve estar disponível para levá-lo de modo eficiente. Esta rede de transporte será mais bem detalhada na próxima seção.

## **2.2. A rede de Transporte de Gás Natural**

O gás natural é transportado da fonte até os consumidores através de uma rede de gasodutos classificada como rede de transporte e rede de distribuição, de acordo com a pressão de operação e volume transportado em cada trecho. As redes de transporte têm

como objetivo levar o insumo de sua fonte, ou produtor, até as empresas de distribuição local ou diretamente aos grandes consumidores. Este transporte é realizada em elevados níveis de pressão, o que resulta em uma operação mais econômica e eficiente.

No ponto de conexão entre os sistemas de transporte e distribuição encontram-se as estações de medição e regulação, cuja função principal é reduzir o nível de pressão até o limite operacional. O sistema de distribuição pode ser dividido em três categorias, de acordo com o seu nível operacional de pressão. A redução destes níveis se dá através de estações reguladoras. Estas estações possuem, também, a função de garantir que, no trecho subsequente, a pressão não excederá os valores de segurança. Em comparação com a rede elétrica, estas estações possuem função análoga às subestações transformadoras.

A configuração destas estações depende da aplicação, normas de segurança e circunstâncias do local onde serão instaladas. Basicamente, estas são compostas de uma válvula de entrada, uma de saída e uma de regulação. Entretanto é comum a presença também de uma válvula de segurança e uma de alívio e, dependendo das condições da rede na qual a estação se encontra, torna-se necessário a instalação de um filtro. As válvulas de regulação são equipadas de dispositivos que permitem o seu completo fechamento, para as situações nas quais não haja fluxo de gás [32].

Válvulas são instaladas ao longo da rede de gás natural, com o objetivo de seccionar e reconfigurar o sistema, tanto para manutenção quanto para expansão. Estes elementos podem ser operados de forma manual, automática ou remota, de acordo com o nível de pressão e a filosofia de operação do sistema. Em situações de emergência, como no caso de um vazamento de gás, braçadeiras (*clamps*) são utilizadas para o isolamento do ponto de falha. Novamente fazendo analogia com sistemas de potência, estes elementos desempenham papel similar ao de disjuntores e chaves.

Durante o transporte pelos gasodutos, o gás natural pode sofrer consideráveis quedas de pressão. A fim de evitar este fato, compressores são espalhados ao longo da rede. Uma distribuição ótima destes elementos pode tornar a operação do sistema consideravelmente mais barata, reduzindo assim o preço do gás entregue aos consumidores e tornando o insumo mais competitivo, fator relevante para a geração de energia elétrica.

Diferentemente do sistema de transporte de energia elétrica, a rede de gás natural é capaz de armazenar o insumo em seus dutos, efeito conhecido com “*line pack*” ou empacotamento, ou em “tanques subterrâneos”. Esta característica permite que, em situações de pico de carga, parte da demanda seja atendida por este gás estocado, mantendo o fluxo inalterado nos outros trechos de dutos [29].

Na análise de confiabilidade, este fato ganha importância, pois, em situações de contingências, consumidores que perderiam o seu suprimento, por exemplo, durante a reconfiguração da rede, podem ser alimentados por esta energia estocada. Esta alimentação, entretanto, é limitada e temporária e para sua análise é necessária a consideração de equações dinâmicas do fluxo do gás, o que aumenta consideravelmente a complexidade do problema. Por conta disto, esta característica não será considerada neste trabalho, ficando a sua implementação para trabalhos futuros.

Os componentes acima descritos podem ser facilmente associados aos componentes do sistema elétrico. Considerando a operação radial da rede de gasodutos, aproximamos ainda mais a modelagem desta com a de distribuição de energia elétrica. Em geral, sistemas de gás apresentam esta característica, apesar de poderem ser construídos de forma malhada. Assim, válvulas normalmente fechadas, ou seja, que não permitem a circulação do fluxo de gás, podem ser utilizadas para reconfigurar a rede, atendendo por

outro caminho pontos de carga que perderiam suprimento em situações de contingências ou paradas para manutenção.

### **2.3. O Sistema de Gás Natural Brasileiro**

As 29 bacias sedimentares de interesse petrolífero mapeadas no território brasileiro ocupam uma área de 6,4 milhões de km<sup>2</sup>, dos quais 4,9 milhões de km<sup>2</sup> encontram-se em terra e 1,5 milhões de km<sup>2</sup> encontram-se no mar, até o limite de 200 milhas da costa. As principais bacias sedimentares brasileiras produtoras de petróleo e gás natural são: Solimões, Ceará, Potiguar, Alagoas, Sergipe, Recôncavo, Camamu, Espírito Santo, Campos e Santos [33].

Em 1964 as reservas provadas de gás natural no Brasil eram de 16,5 bilhões de m<sup>3</sup>. Entre este ano e 2009 estas reservas cresceram a uma taxa média de 7% ao ano, totalizando 357 bilhões de m<sup>3</sup>, equivalente a 2,1 bilhões de barris de óleo equivalente (boe). Deste volume, cerca de 66% correspondem à reserva de gás associado. Em 2010 as reservas provadas de gás natural eram de 423 bilhões de m<sup>3</sup> [34]. As principais descobertas ocorreram nas Bacias de Santos e de Campos, onde se encontra a maior concentração de campos gigantes do país, como Albacora, Marlim e Roncador. Destaca-se também a descoberta de gás na Bacia Paleozóica do Solimões, onde se localiza o Pólo de Urucu.

O Rio de Janeiro concentra 45% das reservas provadas do país (161 bilhões de m<sup>3</sup>), enquanto o Amazonas detém 15% (52 bilhões de m<sup>3</sup>) e o Espírito Santo 13% (46 bilhões de m<sup>3</sup>). De todo este gás natural descoberto, 18% encontra-se em terra, principalmente no campo de Urucu (15%) e em campos produtores no estado da Bahia (2%). Os 82%



restantes encontram-se no mar, com destaque para a Bacia de Campos de que detém 44% das reservas deste energético.

Acompanhando o crescimento das reservas e a evolução do mercado, a produção de gás no país cresceu 34%, passando de 43 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2003 para 62 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2010. Do total produzido em 2009, de 58 milhões de m<sup>3</sup>/dia, 80% foi proveniente de campos de gás natural associado e 72% de sistemas de produção marítimos. Cerca de 63% da produção terrestre ocorreu no Pólo de Urucu, na Bacia do Solimões, onde, até 2009, 80% da produção era processada para a retirada dos líquidos de gás natural e depois reinjetada nos campos produtores. Com a entrada em operação do gasoduto Urucu-Coari-Manaus, o gás natural ali produzido garante o abastecimento do estado do Amazonas, principalmente da demanda termelétrica. Na Bacia de Campos, que em 2009 foi responsável por 49% da produção nacional, quase todo o gás produzido está associado à produção de petróleo. Este gás é escoado pela malha de gasodutos da região Sudeste, através do Hub Cabiúnas.

O sistema de transporte de gás natural brasileiro evoluiu significativamente nos últimos anos com a ampliação e interligação gradativa de sistemas originalmente isolados, que culminou, em 2010, com a integração das regiões Centro-Oeste, Sul, Sudeste e Nordeste do país. Até os trechos Norte e Paulínea-Guararema do Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) entrar em operação em 1999, o sistema de transporte brasileiro era composto apenas pelas malhas Sudeste e Nordeste, com 2.697 km de extensão.

A malha Sudeste era composta por um sistema que se estendia do Rio de Janeiro a São Paulo e Minas Gerais, suprindo o mercado da região com o gás produzido nas Bacias de Campos e Santos, e por um sistema isolado no Espírito Santo que atendia à grande Vitória. A entrada em operação do GASBOL, com 1.417 km em 1999 e 1.176 km do trecho Sul em 2000, que se interliga a malha da região Sudeste em São Paulo,

representou um importante passo para a ampliação do sistema de transporte brasileiro, caracterizando o início efetivo do desenvolvimento do mercado de gás.

A malha Nordeste era composta pelo sistema Meridional, responsável pela movimentação do gás dos Pólos de Atalaia (SE), Candeias (BA) e Catu (BA) para suprir Bahia e Sergipe, e pelo sistema Setentrional, responsável pelo suprimento de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará com gás do Pólo Guamaré (RN).

O processo de ampliação das malhas Sudeste e Nordeste tornou-se expressivo a partir de 2004 com o início das obras do gasoduto Campinas-Rio, projetado para ampliar a oferta do gás boliviano ao Rio de Janeiro, e do gasoduto Catu-Pilar, concebido para interligar os sistemas Meridional e Setentrional da malha Nordeste. A primeira fase da interligação foi concluída em 2007 com o trecho Itaporanga-Carmópolis-Pilar e o gasoduto Atalaia-Itaporanga. A segunda fase foi concluída em 2008 com o trecho Catu-Itaporanga.

Em 2005 foi dado início ao processo de interligação do sistema isolado do Espírito Santo aos demais estados da região sudeste com as obras do gasoduto Cacimbas-Vitória, primeiro trecho do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE). O GASENE possui a função estratégica de interligar as malhas Sudeste e Nordeste do país. No ano seguinte foram iniciadas as obras do gasoduto Cabiúnas-Vitória (GASCAV), segundo trecho do GASENE, que entrou em operação em 2008 garantindo o escoamento do gás da bacia do Espírito Santo para o Rio de Janeiro. Ainda em 2008 foi concluído o Terminal de Regaseificação de Pecém e iniciadas outras obras de gasodutos com o objetivo de garantir o escoamento do gás produzido nas bacias de Campos, Espírito Santo e da oferta de GNL do Terminal de Regaseificação da Baía de Guanabara, que foi concluído em 2009, para os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo.

O terceiro e último trecho do GASENE, o gasoduto Cacimbas-Catu (GASCAC), também teve suas obras iniciadas em 2008 e concluídas em 2010, garantindo a integração das malhas Sudeste e Nordeste e provendo flexibilidade para a utilização de diferentes fontes de oferta de gás para o atendimento do mercado nacional. Atualmente, a malha de transporte de gás natural no Brasil possui 9.295 km de extensão [2]. A Figura 2.2 apresenta, simplificada, a disposição desta malha.



Figura 2.2 – Disposição da Rede de Gasodutos Brasileira

## 2.4. Análise do Fluxo de Gás Natural em Regime Permanente

O gás natural é transportado das fontes até os consumidores, em diversos locais, por meio de uma rede de gasodutos, como apresentado. O fluxo nestes dutos ocorre do

ponto de maior pressão para o de menor. Quando existem compressores, estes elevam a pressão entre seus terminais de entrada e saída. Por se tratar de um fluido compressível, ou seja, que tem seu volume variando com a pressão, a análise deste escoamento é extremamente complexa. Para o objetivo deste estudo, são consideradas algumas simplificações, resultando na equação apresentada a seguir.

Para um fluxo de gás isotérmico, fluindo em um trecho de duto,  $k$ , longo horizontal do ponto  $i$  até o ponto  $j$ , a equação geral para regime permanente pode ser escrita conforme a equação 2.1, que deriva do balanço de energia [16].

$$f_{ij} = S_{ij} 3,2387 \frac{T_0}{p_0} \sqrt{S_{ij} \frac{(p_i^2 - p_j^2) D_k^5}{F_k G L_k T_{ka} Z_a}} \quad (2.1)$$

Onde,

$S_{ij}$  – Variável que define o sentido do fluxo, assumindo valor 1 se  $p_i > p_j$  e -1 se  $p_i < p_j$ ;

$p_i$  e  $p_j$  – São as pressões nos terminais do duto;

$T_0$  – Temperatura padrão;

$p_0$  – Pressão padrão;

$D_k$  – Diâmetro interno do trecho de duto;

$F_k$  – Fator de atrito no trecho de duto;

$G$  – Gravidade específica do gás (ar = 1,0 e gás = 0,6);

$L_k$  – Comprimento do trecho de duto;

$T_{ka}$  – Temperatura média do gás no duto;

$Z_a$  – Fator de compressibilidade médio.

Na equação 2.1, o fator de atrito depende se do tipo de escoamento, ou seja se o fluxo é laminar, transitório ou completamente turbulento. Para fluxos completamente turbulentos (número de Reynolds  $\gg 4.000$ ), em uma região de alta pressão, é sugerido que o fator de atrito varia como função do diâmetro, conforme a equação 2.2:

$$F_k = \frac{0,032}{D_k^{1/3}} \quad (2.2)$$

Substituindo a equação 2.2 em 2.1 podemos reescrevê-la como a equação 2.3:

$$f_{ij} = S_{ij} M_k \sqrt{S_{ij} (p_i^2 - p_j^2)} \quad (2.3)$$

Onde

$$M_k = \epsilon \frac{18,062 T_0 D_k^{8/3}}{\pi_0 \sqrt{G L_k T_{ka} Z_a}}$$

$\epsilon$  = eficiência do duto

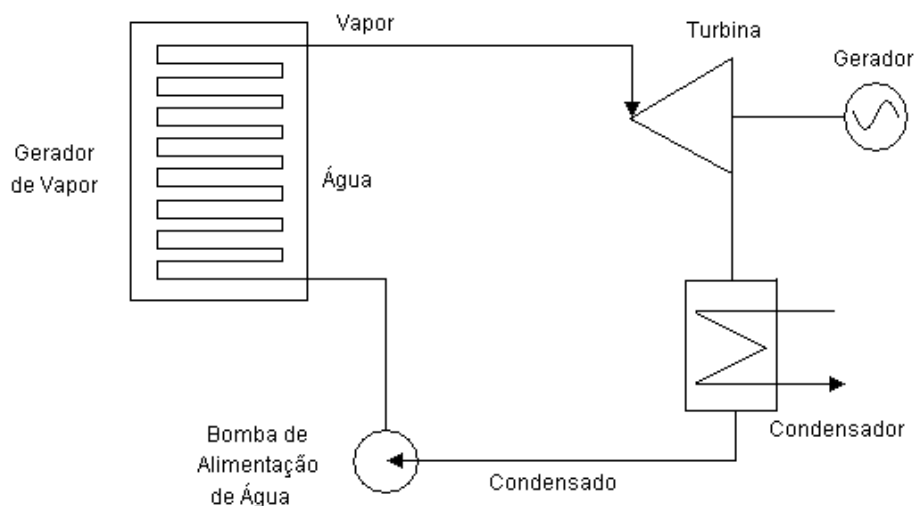
Vale ressaltar que esta equação, entretanto, depende do nível de pressão da rede, sendo aqui apresentada pois o foco deste trabalho é na análise do sistema de transporte de gás natural, o qual opera em altas pressões. Entretanto, a metodologia para avaliação da confiabilidade que será apresentada no capítulo 4, permite a aplicação em sistemas de distribuição. Neste caso, as equações de fluxo pertinentes deverão ser utilizadas.

## 2.5. Geração Termelétrica a Gás Natural

O princípio básico da geração termelétrica se dá através da conversão de energia térmica em energia mecânica e desta em energia elétrica. A queima de um combustível resulta na expansão de um fluido que realiza trabalho juntamente a uma turbina térmica, que por sua vez aciona um gerador elétrico, acoplado mecanicamente ao eixo desta turbina. As emissões de gases poluentes provenientes desta queima variam de acordo com o combustível utilizado, sendo o gás natural o combustível menos poluente dentre os ditos convencionais.

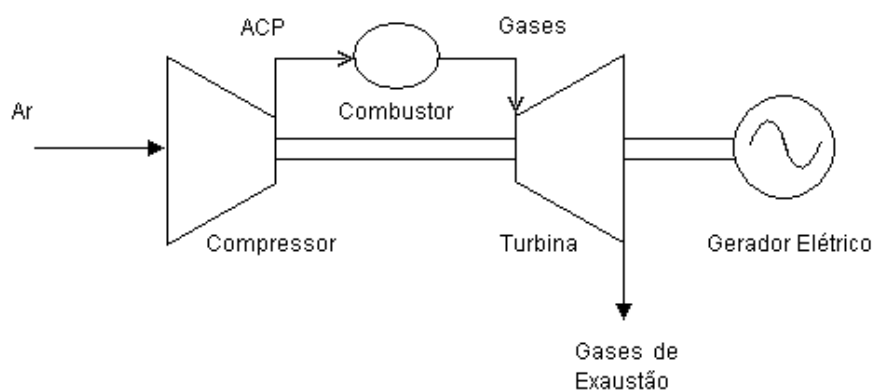
Existem dois tipos de combustão para as usinas termelétricas: combustão interna e combustão externa. A combustão interna se dá sobre uma mistura de ar e combustível, sendo o fluido resultante que realizará trabalho na turbina. Na combustão externa o combustível não entra em contato com o fluido de trabalho, que em geral é água desmineralizada. Este fluido troca calor com o combustível, havendo assim a sua expansão e o acionamento da turbina.

Usinas termelétricas que utilizam exclusivamente a combustão externa são denominadas Termelétricas a Vapor. Este tipo de geração baseia-se no Ciclo de Rankine, onde a eficiência é baixa, cerca de 25 a 30% [35]. A Figura 2.3 [35] apresenta um esquema deste tipo de geração.



**Figura 2.3 - Esquema do Ciclo de Rankine**

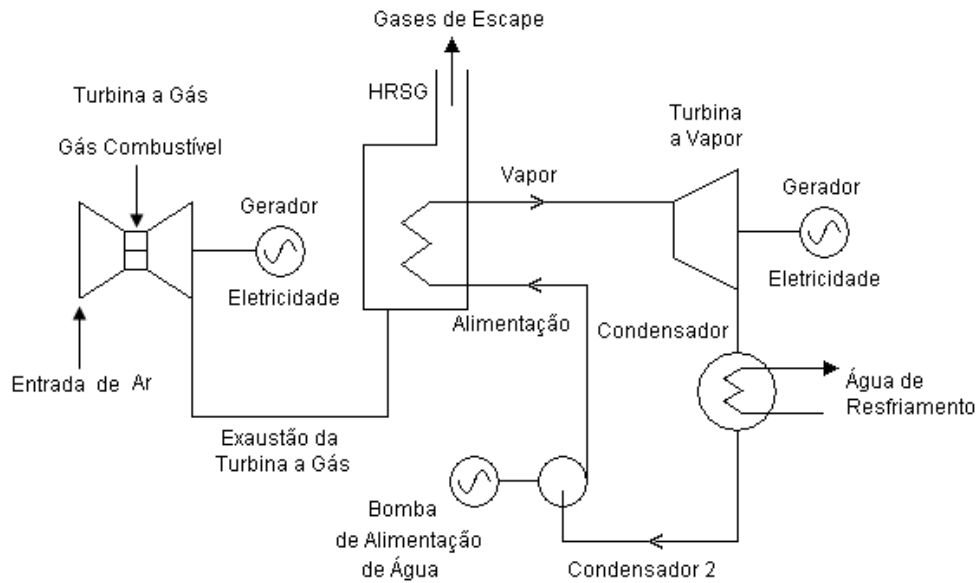
As usinas que utilizam combustão interna para geração são denominadas Termelétricas a Gás, que apresentam uma eficiência melhor que no caso anterior. Estas baseiam-se no Ciclo de Brayton, e operam em regime aberto. O princípio de funcionamento destas turbinas está representado na Figura 2.4 [35].



**Figura 2.4– Esquema do Ciclo de Brayton**

A fim de melhorar o rendimento do processo de geração é possível acoplar estes dois sistemas criando assim o Ciclo Combinado. Esta tecnologia apresenta uma eficiência superior a 50% no processo, tornando-se uma alternativa mais atraente economicamente, visto que do custo total da geração térmica grande parte é devido ao preço do combustível.

A Figura 2.5 apresenta uma configuração para este tipo de usina. O processo inicia-se pelo ciclo de Brayton, do mesmo modo que nas térmicas a gás. Entretanto, ao invés de caracterizar um ciclo aberto, ou seja, com a emissão do fluido de trabalho para a atmosfera, estes gases seguem para uma caldeira de recuperação (Heat Recovery Steam Generator – HRSG) onde, devido a sua alta temperatura é gerado vapor suficiente para o acionamento de outra turbina, capaz de gerar aproximadamente a metade da energia gerada na primeira etapa.



**Figura 2.5 - Esquema de Ciclo Combinado**

### **2.5.1. Diferenças de Aplicações entre Termelétricas a Ciclo Simples e Ciclo Combinado**

A escolha entre a implantação de uma usina termelétrica a ciclo simples ou ciclo combinado deve levar em consideração, dentre outras questões, qual será seu papel no sistema, visto suas diferentes características operativas [35].

Usinas a ciclo simples são caracterizadas por sua maior flexibilidade operacional, podendo assim ser despachada tanto por razões energéticas, como por exemplo, em períodos hidrológicos desfavoráveis, quanto por razões elétricas, como em situações de restrição do sistema de transmissão. Como estas usinas apresentam elevadas taxas de tomada de carga, permitindo assim uma partida rápida, e não apresentam restrições quanto ao número de partidas e paradas, são adequadas para operar em momentos de pico de carga. Além disso, devido ao curto horizonte necessário para sua instalação, também proporcionam uma maior flexibilidade para o planejamento da expansão.



As usinas a ciclo combinado são, em geral, despachadas por razões energéticas, de modo a operarem na base do sistema. Sua operação é caracterizada por uma maior eficiência, com isso mais econômica, porém de menor flexibilidade. Sua tomada de carga é mais lenta, não permitindo partidas rápidas, característica que inviabiliza sua operação na ponta do sistema.

Vale destacar que uma usina inicialmente construída para operar em ciclo simples pode ter, posteriormente, seu fechamento. Isso permite uma flexibilidade que pode ser explorada pelo planejamento da expansão do sistema elétrico. Por exemplo, uma usina pode ser instalada com ciclo aberto devido à necessidade de aumento da oferta em um curto espaço de tempo. Posteriormente, identificada a necessidade de operação desta usina na base, pode-se providenciar seu fechamento de ciclo, permitindo a operação mais econômica e menos poluente.

Sistemas com predominância hidrelétrica, como o brasileiro, são caracterizados por grandes oscilações na disponibilidade de energia elétrica. Com a decrescente capacidade de armazenamento nos reservatórios quando comparada com a evolução da capacidade instalada nas usinas hidrelétricas, estas flexibilidades operativas e de planejamento ganham cada vez mais importância.

### **2.5.2. Heat-Rate, Eficiência, Poder Calorífico e Energia Gerada**

O *heat-rate* de uma usina termelétrica traduz a eficiência da transformação de um combustível em eletricidade. É definido como o número de unidades térmicas britânicas (Btus) do combustível para gerar um megawatt-hora de energia elétrica [35]. A partir desta definição, podemos estimar a eficiência,  $\eta$ , de uma usina térmica em função do seu *heat-rate*, HR, de acordo com a expressão 2.4:

$$\eta = \frac{1.000}{0,2933HR} \quad (2.4)$$

O Poder Calorífico (PC) de um combustível representa a quantidade de calor gerada pela queima completa de uma unidade, considerando condições de temperatura e pressão de referência. Existem dois tipos de poder calorífico: superior e inferior. O Poder Calorífico Superior (PCS) refere-se à quantidade de calor liberada pela queima total do combustível, levando os produtos da combustão, por resfriamento, a temperatura inicial. Neste caso, o vapor d'água é condensado e o calor recuperado. O Poder Calorífico Inferior (PCI) refere-se à quantidade de calor liberada pela queima total do combustível, permanecendo os produtos da combustão no estado gasoso (sem condensação do vapor d'água). No caso do gás natural, o PCS é aproximadamente 10% maior que o PCI.

O cálculo da energia que pode ser gerada por uma usina termelétrica a partir de um volume de gás natural é dado, simplificado, pela equação 2.5:

$$EG = 1,65236 \times 10^{-4} \frac{Vol \times PCS}{HRS} \quad (2.5)$$

Onde,

EG – é a energia gerada (MW médios/dia);

Vol – Volume consumido de gás natural (m<sup>3</sup>/dia);

PCS – Poder Calorífico Superior (kcal/m<sup>3</sup>);

HRS – *Heat Rate* considerando o PCS (Btu/kWh).

Com a equação 2.5, percebemos que é possível representar através de uma relação linear, o volume de gás consumido por uma usina e a energia por ela gerada, sendo desta forma modelada neste trabalho.

# Capítulo 3

## Confiabilidade de Sistemas de Potência

### 3.1. Introdução

O crescimento dos sistemas elétricos de potência está diretamente relacionado com o desenvolvimento social e econômico dos países. Estes sistemas evoluíram de pequenos conjuntos isolados para grandes sistemas interligados, com dimensões nacionais, tornando assim a sua operação e planejamento altamente complexos.

A função principal de sistemas de potência é atender aos consumidores de forma econômica e dentro dos padrões básicos de qualidade, continuidade e segurança. A condição ideal de operação seria aquela na qual o fornecimento fosse ininterrupto. Porém, devido ao elevado número de equipamentos e, em muitos casos, a operações complexas, a ocorrência de determinados eventos pode resultar em uma situação na qual o corte de cargas seja inevitável. Neste contexto encaixa-se o estudo da confiabilidade.

A avaliação da confiabilidade de sistemas de potência tem como objetivo determinar, através de índices ou indicadores, como a operação do sistema alcança seus objetivos principais de atendimento aos consumidores dentro de padrões definidos de qualidade, continuidade e segurança.

Mudanças institucionais ocorridas no setor elétrico criaram um ambiente competitivo. Para garantir a qualidade na prestação do serviço, os agentes do setor se comprometem

a garantir determinados níveis de disponibilidade, sujeitos a penalidades contratuais. Assim, é razoável pensar que, do ponto de vista econômico, os investimentos realizados pelos agentes em confiabilidade não será superior ao valor esperado destas multas. Junto a isso, surge a necessidade da definição dos custos associados à interrupção do fornecimento de energia aos consumidores. Analogamente, para o planejador do sistema este será o limite para os investimentos na segurança do suprimento.

Os métodos de análise de confiabilidade podem ser divididos em dois grandes grupos: determinísticos e probabilísticos. Os métodos determinísticos baseiam-se na seleção e avaliação de alguns cenários, escolhidos, em geral, pela experiência de profissionais da área de operação do sistema em questão. Como o sistema deve estar igualmente adequado a todas estas situações, este tipo de análise pode levar a um superinvestimento.

Os métodos probabilísticos, por sua vez, consideram as probabilidades de ocorrência de cada contingência. Assim, os resultados desta análise valoram, de forma mais realista, tanto eventos com baixa probabilidade de ocorrência, mas com graves conseqüências, quanto eventos de alta probabilidade e baixa magnitude. As principais desvantagens destes métodos são a necessidade de uma grande quantidade de informações sobre a rede e a dificuldade na interpretação dos resultados.

### **3.1.1. Níveis Hierárquicos**

Sistemas elétricos de potência podem ser divididos em três zonas funcionais: geração, transmissão e distribuição. Baseado nesta divisão e na combinação destas zonas formam-se os níveis hierárquicos utilizados no estudo de confiabilidade [36].

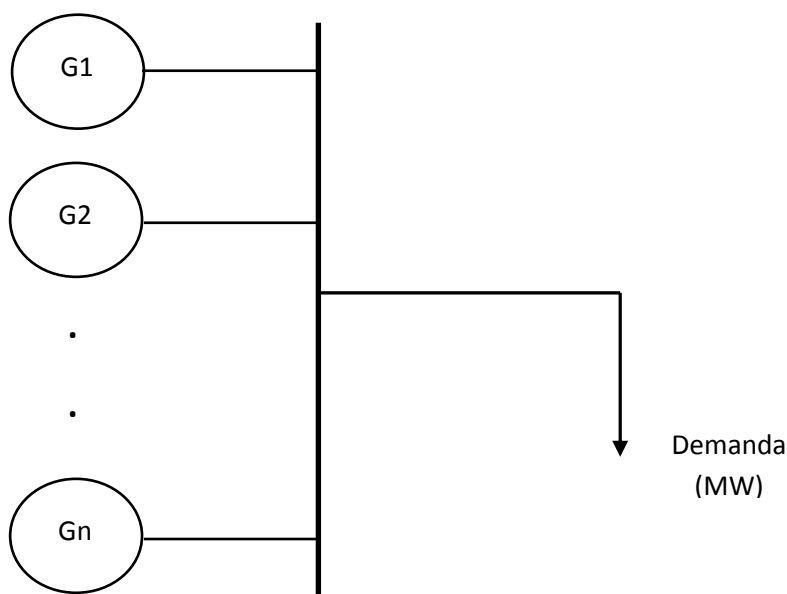
O nível hierárquico zero (NH0) diz respeito apenas às fontes primárias de energia, com o objetivo de analisar a disponibilidade e/ou o potencial energético. Teoricamente, a única forma de geração na qual a confiabilidade no NH0 pode ser considerada como 100% no curto prazo é a geração térmica onde existe a possibilidade de estocar o combustível. No caso da geração hidroelétrica, por exemplo, a incerteza com relação às chuvas e, conseqüentemente, o nível dos reservatórios faz com que a disponibilidade de recursos para a geração de energia não seja garantida. Apesar de não terem o foco na confiabilidade, diversos modelos buscam simular a operação destes reservatórios considerando a estocasticidade das aflúncias. Dentre estes modelos podemos citar o Newave, desenvolvido pelo Cepel e utilizado pelo ONS, na operação do sistema elétrico brasileiro, e pela EPE nos estudos de planejamento da expansão. No caso das fontes como vento e sol, por exemplo, o estudo da confiabilidade neste nível se torna imprescindível, devido ao alto grau de imprevisibilidade e impossibilidade de armazenamento de energia elétrica de forma econômica e eficiente. Já para usinas a bagaço de cana, a aleatoriedade se deve a questões relativas à safra e ao uso da cana-de-açúcar para outros fins, visto que a geração de energia neste caso é, em geral, uma atividade secundária.

Para a geração a gás natural, objeto deste trabalho, existe uma rede de distribuição do insumo composta por diversos elementos, que o leva até as usinas termelétricas, sem estoque local. Falhas nestes elementos podem resultar no não atendimento aos consumidores de gás. Isto a separa das demais formas de geração térmica, tendo em vista que a disponibilidade do combustível no momento da geração não pode ser considerada uma certeza.

O nível hierárquico um (NH1) diz respeito à confiabilidade do sistema de geração de energia elétrica, juntamente ao NH0, porém com ênfase na disponibilidade de potência.

Entretanto, na maioria das vezes, o que se faz neste tipo de estudo é considerar apenas as falhas no sistema de geração, desprezando a possibilidade de não existência de energia primária.

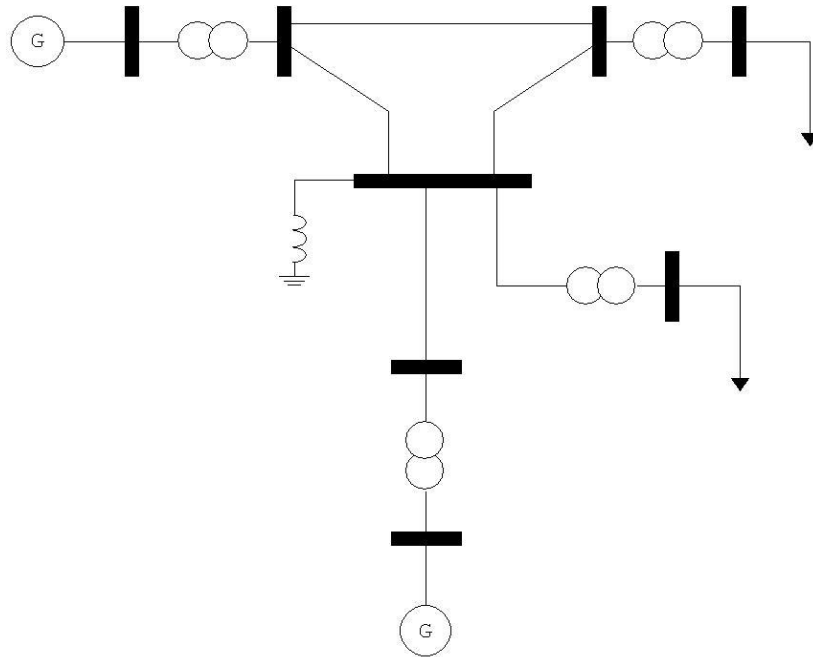
Na avaliação do NH1, toda a carga e toda a geração são concentrados em apenas uma barra, desprezando-se assim as limitações da rede de transmissão, como representado na Figura 3.1. O estudo pode ser realizado de forma analítica ou através de simulação estocástica e consideram-se somente falhas no sistema de geração e indisponibilidade energética. A realização deste estudo requer pouco esforço computacional, especialmente quando desprezado o NH0.



**Figura 3.1 – Representação esquemática de estudos no NH1**

No nível hierárquico dois (NH2), também chamado confiabilidade composta, é avaliado o conjunto formado pelos sistemas de geração e transmissão. Em outras palavras, este nível insere o sistema de transmissão e suas limitações na análise do nível anterior, bem como os efeitos das falhas ocorridas no mesmo, conforme representado na Figura 3.2. Este estudo é muito mais trabalhoso que o caso anterior, devido ao grande número de

variáveis aleatórias envolvidas e complexidade de avaliação do desempenho dos estados do sistema.



**Figura 3.2 – Representação esquemática de estudos no NH2**

No nível hierárquico três (NH3) são avaliadas as possibilidades de falhas nos sistemas de geração, transmissão e distribuição. No entanto, devido à elevada dimensão do problema este estudo não é normalmente realizado, sendo a avaliação do sistema de distribuição feita separadamente.

Neste trabalho, como será apresentado no capítulo 4, o método utilizado será baseado na confiabilidade da distribuição de sistemas elétricos para a análise da rede de gás natural, tendo em vista a característica topológica radial de ambos os sistemas. Os resultados deste estudo são importantes dados de entrada para a avaliação da confiabilidade da geração do sistema elétrico, bem como da confiabilidade composta, considerando as usinas térmicas movidas a este combustível.



### **3.1.2. Modos de Falha e Domínios da Confiabilidade**

A determinação dos índices de confiabilidade pode ser separada em relação aos aspectos de adequação e segurança do sistema. A análise de segurança está relacionada com a resposta do sistema a qualquer distúrbio transitório, avaliando se este está apto a suportá-los sem superar os limites de segurança estabelecidos. Esta análise é de grande complexidade, principalmente devido à natureza do problema e dificuldade na sua modelagem. A avaliação com relação à adequação analisa a existência de recursos para que o sistema continue atendendo seus consumidores mesmo em situações de contingência, em regime permanente. Nesta avaliação são consideradas apenas condições estáticas, utilizando como premissa que o sistema foi capaz de superar o regime transitório. Neste trabalho a avaliação feita será sobre a adequação do sistema, domínio no qual atualmente reside a maioria das técnicas disponíveis.

## **3.2. Modelos de Componentes**

Elementos de um sistema podem ser classificados em dois grandes grupos: não-reparáveis e reparáveis. Os elementos não-reparáveis são aqueles em que após a primeira falha é inviável o reparo, seja por aspectos técnicos ou econômicos. Entretanto, na modelagem de sistemas de potência para estudos de confiabilidade, os componentes da rede costumam ser modelados como reparáveis. Assim, o estado operativo de cada elemento pode variar entre seus possíveis valores ao longo de sua vida útil.

A representação deste processo estocástico, em confiabilidade de sistemas de potência, tem sido realizada por meio de Processos de Markov. Estes processos têm como característica a memória markoviana, onde a probabilidade de ocorrência de um estado

no instante  $t$  depende apenas do estado no instante  $t-1$ , sendo o histórico do processo irrelevante. Por isso, Processos de Markov são ditos “sem memória”. Matematicamente, esta propriedade pode ser escrita conforme a equação 3.1:

$$F_{X_n|X_1X_2\dots X_{n-1}} = F_{X_n|X_{n-1}} \quad (3.1)$$

Concluimos assim que para conhecermos a probabilidade de que um componente, que seja modelado por um processo de Markov, esteja em um determinado estado no instante  $t$  devemos conhecer apenas o estado no instante de tempo anterior e a probabilidade de transição do estado em  $t-1$  para o estado em  $t$ . Assim, temos a equação 3.2:

$$P[X(t + \Delta t) = j|X(t) = i] = p_{ij}(t, \Delta t) \quad (3.2)$$

Onde

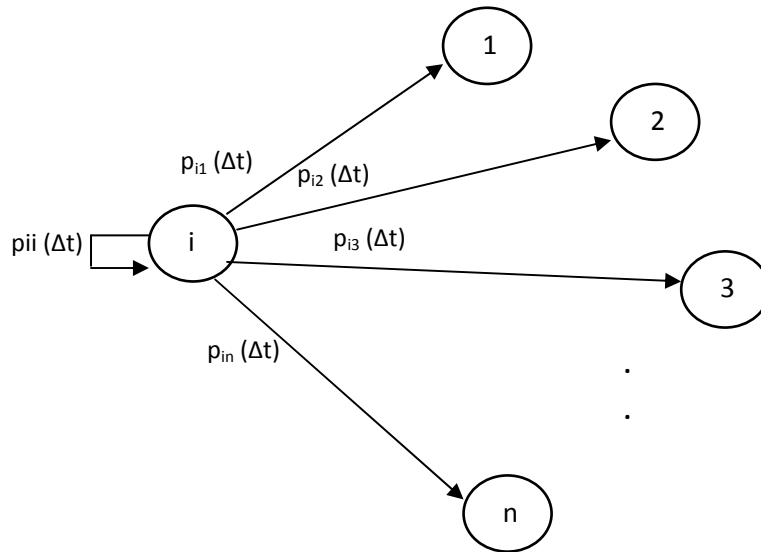
$p_{ij}$  – é a probabilidade de transição do estado  $i$  para o estado  $j$ .

Se esta probabilidade de transição não depende do instante  $t$ , mas somente do intervalo  $\Delta t$ , o processo de Markov é dito homogêneo. Em geral, os componentes do sistema elétrico podem ser modelados desta forma, sendo esta a representação utilizada neste trabalho.

### 3.2.1. Modelo de Markov a Múltiplos Estados

Em geral, componentes do sistema elétrico são modelados como contínuos no tempo e com estados discretos. Assim, considerando que um determinado componente seja modelado como um Processo de Markov homogêneo a  $n$  estados, e esteja no estado  $i$  no

instante  $t$ , podemos definir o diagrama de transição de estados apresentado na Figura 3.3.



**Figura 3.3 - Diagrama de transição do estado  $i$  para os  $n$  possíveis estados**

A soma das probabilidades de transição do estado  $i$  para qualquer outro estado em um dado instante, inclusive ele mesmo, é igual 1. Formalmente, podemos escrever a equação 3.3:

$$p_{ii}(\Delta t) + \sum_{j \neq i}^n p_{ij}(\Delta t) = 1 \quad (3.3)$$

As probabilidades de transição entre os estados podem ser organizadas de forma matricial, conforme a Matriz de Probabilidade de Transição, da seguinte forma:

$$\underline{P}(\Delta t) = \begin{bmatrix} p_{11}(\Delta t) & p_{12}(\Delta t) & \dots & p_{1n}(\Delta t) \\ p_{21}(\Delta t) & p_{22}(\Delta t) & \dots & p_{2n}(\Delta t) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{n1}(\Delta t) & p_{n2}(\Delta t) & \dots & p_{nn}(\Delta t) \end{bmatrix}$$

A Matriz de Probabilidade de Transição é uma matriz quadrada, com elementos não negativos, onde a soma dos elementos de uma linha é igual 1.

Definindo as intensidades de transição  $q_{ii}$  e  $q_{ij}$ , que são constantes para processos homogêneos, conforme as equações 3.4 e 3.5, podemos substituí-las em 3.3 e escrever a equação 3.6.

$$q_{ii} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p_{ii}(\Delta t)}{\Delta t}, \quad i \neq j \quad (3.4)$$

$$q_{ij} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - p_{ii}(\Delta t)}{\Delta t} \quad (3.5)$$

$$q_{ii} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1}{\Delta t} \sum_{j \neq i} p_{ij}(\Delta t) = \sum_{j \neq i} q_{ij} \quad (3.6)$$

Se as probabilidades dos estados no instante  $t$ , forem conhecidas, as probabilidades no instante  $t + \Delta t$  podem ser calculadas através da equação 3.8:

$$p_i(t + \Delta t) = p_i(t)p_{ii}(\Delta t) + \sum_{j \neq i} p_j(t) p_{ij}(\Delta t) \quad (3.8)$$

Escrevendo na forma matricial, chegamos a equação 3.9:

$$\underline{p}(t + \Delta t) = \underline{p}(t)\underline{P}(\Delta t) \quad (3.9)$$

Utilizando as intensidades de transição, chegamos a equação 3.10:

$$p_i(t + \Delta t) = p_i(t)(1 - q_{ii}\Delta t) + \sum_{j \neq i} p_j(t)q_{ji}\Delta t \quad (3.10)$$

Manipulando e fazendo  $\Delta t \rightarrow 0$  chegamos a equação 3.11:

$$\underline{\dot{p}}_i = \frac{dp_i(t)}{dt} = -p_i(t)q_{ii} + \sum_{j \neq i} p_j(t)q_{ji} \quad (3.11)$$

A equação 3.11 pode ser escrita da seguinte forma matricial:

$$\underline{\dot{p}}_i(t) = \underline{p}(t)A$$

Onde  $A$  é a Matriz de Intensidade de Transição, independente do tempo, definida como:

$$A = \begin{bmatrix} -q_{11} & q_{12} & \dots & q_{1n} \\ q_{21} & -q_{22} & \dots & q_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ q_{n1} & q_{n2} & \dots & -q_{nn} \end{bmatrix}$$

A Matriz de Transição A é uma matriz quadrada, onde a soma dos elementos de uma linha é nula.

Para as aplicações deste trabalho, são utilizadas apenas as probabilidades de longo prazo, quando  $t \rightarrow \infty$ , o que implica em  $\dot{p}(t) \rightarrow 0$ . Desta forma, o vetor de probabilidades é calculado resolvendo a equação 3.12:

$$\underline{p}A = 0 \quad (3.12)$$

Como as linhas da matriz A somam zero, o sistema de equações 3.12 não é linearmente independente. Por isso, para solucioná-lo é necessário acrescentar uma equação linearmente independente das demais. Isso é feito pela equação 3.13.

$$\sum_{i=1}^n p_i = 1 \quad (3.13)$$

### 3.2.2. Modelo de Markov a Dois Estados

A representação de processos a dois estados é um caso particular da modelagem a múltiplos estados. Entretanto, esta representação é muito utilizada pois é assim a operação da maioria dos componentes dos sistemas de potência. A Figura 3.4 ilustra esse processo.

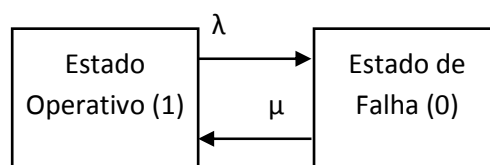


Figura 3.4 – Representação de modelagem a dois estados

Onde,  $\lambda$  e  $\mu$  são, respectivamente, as taxas de falha e de reparo, dadas em ocorrências por unidade de tempo. Definimos então a Matriz de Intensidade de Transição  $A$ , para este caso, como:

$$A = \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix}$$

Considerando que a duração dos estado dos componentes possa ser representada por uma distribuição exponencial, as distribuições de probabilidade para os tempos de residência nos estados operativo e em falha são definidas de acordo com as equações 3.14 e 3.15, respectivamente.

$$F_{T1} = 1 - e^{-\lambda t} \quad (3.14)$$

$$F_{T0} = 1 - e^{-\mu t} \quad (3.15)$$

Podemos então definir os tempos médios de residência em cada estado. Sendo  $m$  o tempo médio em operação e  $r$  o tempo médio em falha, temos que:

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad (3.16)$$

$$r = \frac{1}{\mu} \quad (3.17)$$

Solucionando o sistema de equações 3.12, as probabilidades de longo prazo são definidas conforme as equações 3.18 e 3.19.

$$p_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (3.18)$$

$$p_0 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (3.19)$$

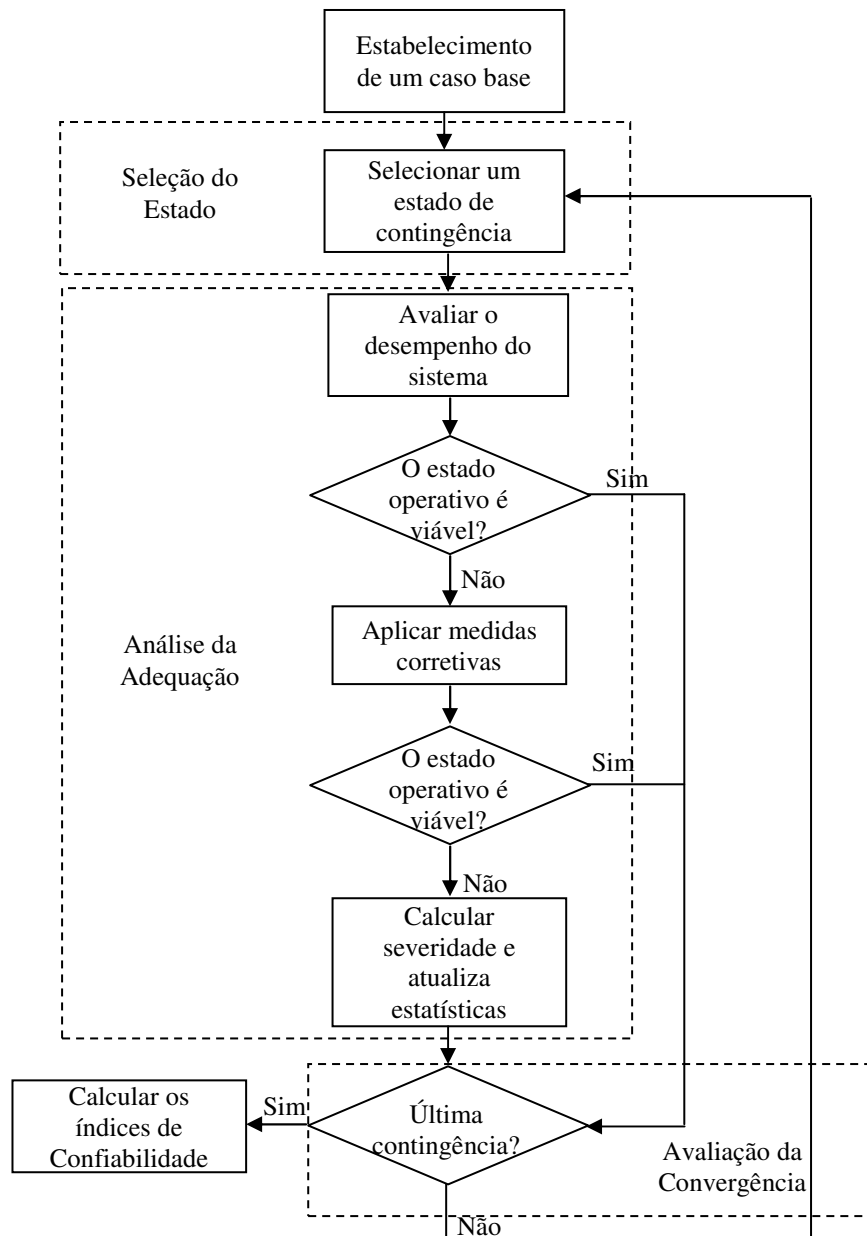
### **3.3. Confiabilidade Composta de Sistemas de Potência**

Na confiabilidade composta é avaliado o conjunto formado pelos sistemas de geração e transmissão. Este tipo de análise permite avaliar a capacidade do sistema em atender cada ponto de carga, auxiliando assim na tomada de decisões que gerem impactos nos pontos desejados. Neste trabalho, as técnicas apresentadas a seguir serão utilizadas para analisar o sistema elétrico. A Figura 3.5 apresenta um fluxograma que descreve o modelo para avaliação da confiabilidade composta.

A partir deste fluxograma, podemos identificar quatro etapas principais para o estudo: seleção de estados, análise da adequação, análise da convergência e cálculo dos índices. Estas etapas serão apresentadas a seguir.

#### **3.3.1. Seleção de Estados**

A seleção de estados pode ser feita por meio de simulação estocástica ou métodos analíticos. Dentre estas técnicas de simulação, a Simulação Monte Carlo (SMC) é uma importante ferramenta utilizada na análise probabilística de confiabilidade de sistemas, principalmente devido à impossibilidade de obtenção, em muitas situações, de uma representação detalhada do sistema por meio de técnicas analíticas.



**Figura 3.5 – Fluxograma da Metodologia para Avaliação da Confiabilidade Composta**

Estas simulações podem ser separadas em dois grupos, denominados simulação sequencial e não-sequencial. Na SMC sequencial os eventos ocorrem cronologicamente enquanto na SMC não-sequencial a ordem em que os eventos ocorrem não é levada em consideração. De acordo com a aplicação a ser utilizada e dos índices que se deseja calcular, cada método apresenta uma melhor resposta. Por exemplo, para a avaliação da disponibilidade de geração baseada em fontes com relevante variação temporal, como as



eólicas, a simulação sequencial permite uma representação mais próxima da realidade. Por outro lado, a simulação não-sequencial possui como maior vantagem o fato de, em geral, ser executada com menor esforço computacional. Assim, problemas onde não existe a necessidade de consideração desta cronologia a simulação não sequencial surge como uma boa alternativa. Neste trabalho, foi utilizada apenas a simulação não sequencial, que será aqui apresentada.

Considerando o componente  $j$  modelado a dois estados (operativo e falha) e sendo  $TIF_j$  a sua probabilidade de falha, o processo de amostragem do estado  $y$  baseia-se no sorteio de um número pseudo-aleatório,  $U_j$ , com distribuição uniforme entre  $[0,1]$ , e da comparação deste número com a probabilidade de falha da seguinte forma:

$$y_j = \begin{cases} 0 & (\text{sucesso}) \text{ se } U_j \geq TIF_j \\ 1 & (\text{falha}) \text{ se } U_j < TIF_j \end{cases}$$

Este procedimento é facilmente estendido para componentes modelados a múltiplos estados. Considerando os  $n$  possíveis estados do componente e  $P_k$  a probabilidade acumulada do  $k$ -ésimo estados a amostragem do estado será dada da seguinte forma:

$$y_j = \begin{cases} 1 & \text{se } 0 \leq U_j < P_1 \\ 2 & \text{se } P_1 \leq U_j < P_2 \\ & \vdots \\ n & \text{se } P_{n-1} \leq U_j \leq 1 \end{cases}$$

### 3.3.2. Análise da Adequação

A análise da adequação em estudos de confiabilidade composta de sistemas de potência pode ser dividida em duas etapas. Na primeira delas, é executado um fluxo de potência com o objetivo de verificar se o sistema, após a contingência, se encontra em um estado operativo sem violações dos seus limites. Caso isso não ocorra torna-se necessário que

medidas corretivas sejam tomadas de modo a encontrar um novo estado onde o sistema possa operar. Dentre estas medidas encontra-se, inclusive, a possibilidade de corte de carga. Para definir quais ações devam ser tomadas, é necessário fazer uso de um fluxo de potência ótimo. A formulação destes problemas pode ser encontrada em [37, 38].

A partir dos resultados da análise de adequação concluímos se o sistema é capaz de atender a sua demanda dentro dos critérios estabelecidos. Este resultado será utilizado para avaliar uma função teste,  $F$ , que quantifica os efeitos da adequação do sistema ao estado simulado, como apresentado a seguir.

### 3.3.3. Análise da Convergência

A avaliação da função teste pode ser feita a partir de parâmetros probabilísticos, como por exemplo, o valor esperado desta função, conforme a equação (3.20).

$$\bar{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N F(\bar{x}) \quad (3.20)$$

Onde,

$\bar{x} = [y_1 \ y_2 \ \dots \ y_j \ \dots \ y_m]$  – vetor que representa o estado do sistema e é composto pelos estados dos componentes  $y_j$ ;

$F(\bar{x})$  – função que avalia a adequação do sistema ao estado  $\bar{x}$ , a partir de algum índice de confiabilidade;

$N$  – número de sorteios realizados.

A convergência do processo se dá pela tolerância admitida para a variação destes índices. Como o estado  $\bar{x}$  é uma variável aleatória, os valores encontrados para a função teste  $F(\bar{x})$ , e consequentemente o valor esperado desta função,  $\bar{E}(F)$ , também são.

Assim sendo, é pertinente a avaliação da dispersão em torno deste valor esperado, o que pode ser feito por meio da variância deste valor esperado, obtida de acordo com a equação 3.21 [39]:

$$V(\bar{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (3.21)$$

Onde,  $V(F)$  é a variância da função teste. Assim, o coeficiente de variação  $\alpha$ , o qual define a incerteza em torno da estimativa dos índices, pode ser obtido de acordo com a equação 3.22:

$$\alpha = \frac{\sqrt{V(\bar{E}(F))}}{\bar{E}(F)} \quad (3.22)$$

O coeficiente de variação  $\alpha$  é usualmente utilizado como critério de convergência na SMC. Para estudos envolvendo vários índices de confiabilidade, é conveniente que a avaliação deste critério de parada seja feita para todos eles, de modo a garantir a qualidade dos resultados.

### 3.3.4. Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Com o processo convergido, e em posse dos resultados das simulações calculam-se os índices de confiabilidade de interesse. Neste trabalho, os índices utilizados serão:

- 1 LOLP (*Loss of Load Probability*) – Define a probabilidade de perda de carga como:

$$LOLP = \sum_{i \in S} p_i$$

Onde  $p_i$  é a probabilidade de ocorrência do estado  $i$  do sistema e  $S$  é o conjunto de todos os estados do sistema associados com o corte de carga.

- 2 LOLE (*Loss of Load Expectation*) – Define o número de horas esperado de perda de carga como:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T = T \times LOLP$$

Considerando um período anual,  $T = 8.760$  horas.

- 3 EPNS (*Expected Power Not Supplied*) – Define o valor esperado de potência não suprida como:

$$EPNS = \sum_{i \in S} C_i p_i$$

Onde  $C_i$  é o corte de carga, em potência, no estado  $i$ .

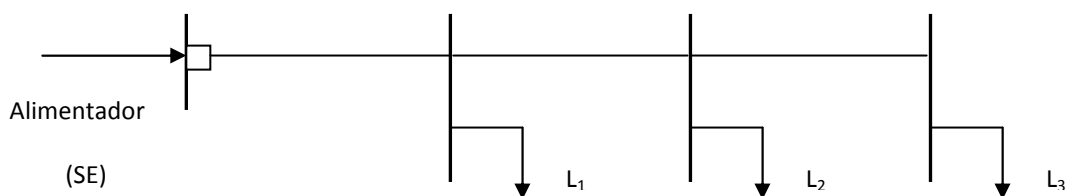
- 4 EENS (*Expected Energy Not Supplied*) – Define o valor esperado de energia não suprida como:

$$EENS = \sum_{i \in S} C_i F_i D_i = 8760 \sum_{i \in S} C_i p_i = 8760 \times EPNS$$

Onde  $F_i$  é frequência e  $D_i$  é a duração do estado  $i$ .

### 3.4. Confiabilidade de Sistemas de Distribuição

As técnicas de avaliação da confiabilidade utilizadas para os sistemas de distribuição são baseadas na topologia do sistema a ser analisado. A maioria destes sistemas opera de modo radial, como apresentado na Figura 3.6. Neste caso são normalmente utilizadas técnicas analíticas baseadas na confiabilidade de componentes em série, que serão apresentadas a seguir.



**Figura 3.6 – Representação de um Sistema Radial**

Devido a semelhanças da topologia desta rede com os sistemas de gás natural, o modelo desenvolvido neste trabalho adapta estas técnicas para determinar a disponibilidade de gás nas usinas termelétricas.

### **3.4.1. Técnica de Análise**

Um sistema radial é composto por diversos elementos conectados em série. Para que um consumidor possa ser alimentado por este sistema é necessário que todos os componentes entre ele e o alimentador estejam funcionando corretamente, ou seja, a falha de apenas um componente entre o ponto de carga e o alimentador resulta na perda de suprimento para aquele ponto.

Do conhecimento da teoria básica de probabilidade sabemos que, em se tratando de eventos independentes, a probabilidade da união de dois eventos é igual à soma das probabilidades de cada evento (considerando que os dois eventos não ocorrem simultaneamente). Em outras palavras, podemos dizer que, considerando apenas contingências simples, a probabilidade de um ponto de carga não ser alimentado em um sistema radial é igual à soma das probabilidades de falha dos elementos que o ligam à fonte deste sistema. Este conceito é facilmente estendido para contingências simultâneas de maior de ordem, onde a probabilidade de não atendimento será a soma das

probabilidades dos elementos menos o produto das probabilidades dos elementos em falhas simultâneas. Este é o princípio do estudo da confiabilidade para sistemas série, onde a seleção dos estados é feita por enumeração.

Os índices básicos para o estudo de confiabilidade dos sistemas de distribuição, que serão utilizados neste trabalho, para cada ponto de carga (L), a partir dos parâmetros dos elementos (i) conectados entre este ponto de carga e o alimentador são:

- Taxa Média de Falha –  $\lambda_L$  (ocorrências/ano):

$$\lambda_L = \sum \lambda_i$$

- Tempo Médio de Reparo Anual –  $U_L$  (horas/ano):

$$U_L = \sum \lambda_i r_i = \sum U_i$$

- Tempo Médio de Reparo –  $r_L$  (horas):

$$r_L = \frac{U_L}{\lambda_L} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i}$$

Onde,

$\lambda_i$  - Taxa média de falha de cada elemento,

$r_i$  – Tempo médio de reparo de cada elemento,

$U_i$  – Tempo médio de reparo anual de cada elemento.

A taxa média de falha representa o valor esperado do número de vezes no qual o ponto de carga ficará sem suprimento de energia em um ano. O tempo médio de reparo anual representa o valor esperado do tempo total, também em um ano, no qual o ponto ficará sem suprimento. O tempo médio de reparo representa o valor esperado da duração de cada interrupção em média.

Além dos índices apresentados, outros podem ser calculados a nível de sistema, com o intuito de indicar a severidade dos cortes de carga, dentre os quais:

- 1 SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) – Define frequência média de interrupção no sistema como:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_L N_L}{\sum N_L}$$

Onde  $\lambda_L$  é a taxa de falha e  $N_L$  é o número de consumidores conectados ao ponto L.

- 2 SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) – Define a duração média do corte de carga como:

$$SAIDI = \frac{\sum U_L N_L}{\sum N_L}$$

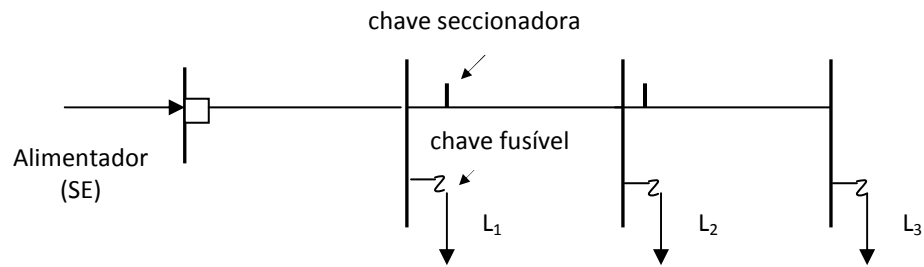
Onde,  $U_L$  é o tempo médio anual de corte de carga.

No Brasil estes índices são conhecidos com FEC e DEC e são utilizados para avaliação da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras de energia.

### **3.4.2. Dispositivos de Manobra e Proteção na Confiabilidade de Sistemas de Distribuição**

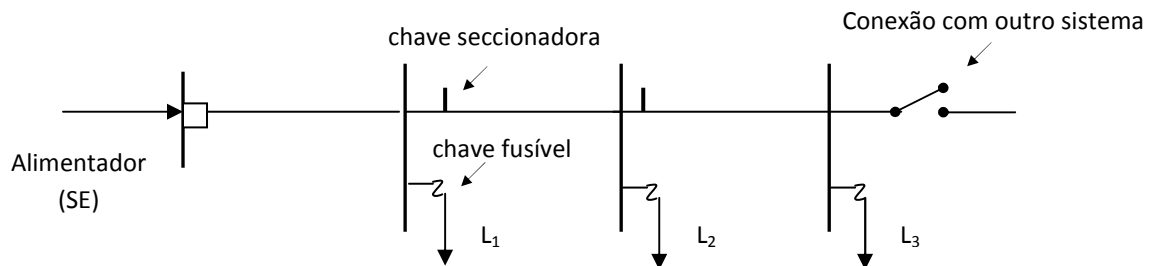
Para melhorar a confiabilidade dos sistemas de distribuição alguns recursos podem ser utilizados. Um deles é a instalação de equipamentos de manobra e proteção, como chaves fusíveis e seccionadoras, que isolam os locais das falhas de modo mais restritivo. Na Figura 3.7 chaves seccionadoras foram inseridas no alimentador principal e chaves fusíveis nas conexões com os pontos de carga, fazendo com que uma falha nestes

pontos seja isolada sem a necessidade de abertura do disjuntor conectado à subestação, reduzindo assim o número de consumidores impactados pela contingência.



**Figura 3.7 – Sistema radial com seccionadoras no alimentador principal e fusíveis nas laterais**

Apesar de a maioria dos sistemas de distribuição ter a característica de operação radial, muitos deles são construídos de forma malhada, possuindo ligações do tipo normalmente aberta cuja função é permitir uma nova configuração do sistema em situações de emergência, reduzindo assim os efeitos das contingências. Estas conexões podem ligar parte do sistema, que perderia o suprimento, a outras fontes, as quais alimentariam em operação normal outro sistema, ou parte dele. Dependendo do caso, esta conexão pode, apenas, propiciar outro caminho para o fluxo, mantendo a conexão com a mesma fonte. No entanto, mesmo após estas alterações, o sistema mantém a sua operação radial. A Figura 3.8 apresenta um esquema de um sistema com uma chave normalmente aberta para conexão com outro sistema.



**Figura 3.8 – Sistema radial com conexão para outro alimentador**



Após o fechamento das chaves convenientes, é preciso fazer uma análise de fluxo de potência para saber se, na condição da operação em questão, o sistema terá condições de operar dentro dos seus limites pré-estabelecidos. Em caso afirmativo, haverá melhora nos índices de confiabilidade, e os pontos de carga que seriam afetados são alimentados através da nova fonte, sem suprimento apenas durante o período de manobra do sistema.

## **Capítulo 4**

# **Modelo de Confiabilidade da Rede de Gás Natural para Suprimento de Energia Elétrica**

O gás natural chega até os seus consumidores finais através de uma rede de transporte, como foi apresentado no capítulo 2, que está sujeita à ocorrência de eventos que impossibilitem a sua entrega adequada. Desta forma, uma análise da confiabilidade do sistema elétrico deve considerar a confiabilidade do suprimento de gás, permitindo assim uma melhor definição dos investimentos que devam ser feitos nestas redes, a fim de minimizar os riscos aos quais os consumidores finais de energia elétrica estarão expostos.

Para o sistema de geração de energia elétrica, que é independente do sistema de gás natural na sua operação, os índices de confiabilidade da rede de gás podem ser determinantes para a escolha do local da instalação de uma usina ou, até mesmo, se este é o melhor combustível a ser utilizado, naquelas condições. A indisponibilidade do insumo no momento em que uma usina é acionada pelo operador do sistema elétrico pode resultar em um redespacho, o que, provavelmente, acionará uma usina com maior custo de operação. Além disso, o despacho de uma usina pode ser definido por

restrições elétricas do sistema, como, por exemplo, controle de tensão. Nesta situação a indisponibilidade do combustível pode resultar em outros problemas, além de elevar o custo de operação do sistema.

Assim, foi desenvolvido um modelo para avaliar a disponibilidade de gás natural nos pontos de entrega para o sistema elétrico. A partir destes resultados é possível representar a rede de gás em estudos de confiabilidade da geração e/ou composta. O modelo desenvolvido, como será detalhado a seguir, representa, simplificada, a operação da rede de gasodutos através de um problema de otimização não-linear que considera a perda de pressão nos dutos e limites operativos, tais como máxima injeção das fontes e limites de pressão na rede.

#### **4.1. Representação da Rede de Gás Natural**

O modelo para avaliação da rede de gás utilizado neste trabalho está baseado na proposta apresentada em [28], considerando para a avaliação da adequação do sistema de gás o modelo de otimização proposto em [27].

Este modelo é baseado na técnica utilizada para a determinação dos índices de confiabilidade para a rede de distribuição de energia elétrica. Elementos das duas redes podem ser modelados, do ponto de vista da confiabilidade, de forma semelhante. Enquanto que na rede elétrica existem disjuntores e chaves, para seccionar a rede em caso de faltas, na rede de gás existem válvulas e braçadeiras que desempenham a mesma função. As estações reguladoras da rede de gás têm o objetivo de alterar os níveis de pressão para valores condizentes com cada trecho de operação, função semelhante à de subestações de transformação na rede de energia elétrica.

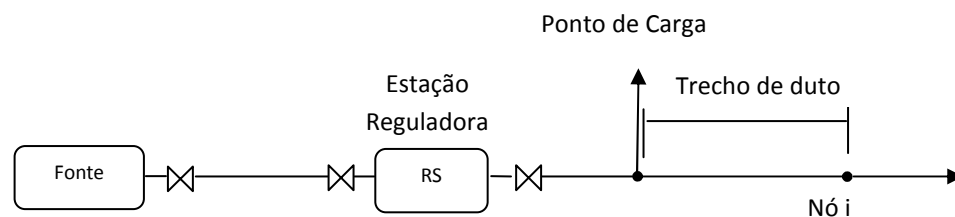
Os dois principais eventos indesejados em uma rede de gás natural são o vazamento do insumo e o não atendimento aos consumidores finais com a pressão requerida. O vazamento do gás natural representa um risco à segurança das instalações devido ao potencial explosivo da mistura deste com o ar, o que não será focado neste trabalho.

As situações de não suprimento aos consumidores podem ser quantificadas através de índices de confiabilidade associados aos diferentes pontos de consumo da rede de gás. Nesta seção será apresentado o modelo implementado neste trabalho e que gera, como resultados, alguns destes índices que servirão de entrada para a análise de confiabilidade composta do sistema elétrico.

O modelo de confiabilidade utilizado é baseado nas seguintes considerações:

- O sistema de transporte de gás natural tem operação radial;
- Os estados serão selecionados analiticamente, de modo que seja analisada uma considerável proporção do espaço de estados;
- Cada ponto de carga requer um fluxo e uma pressão mínima,  $P_{req}$ , para ser suficientemente atendido.

A Figura 4.1 apresenta um trecho de uma rede de distribuição de gás natural, onde são definidos os conceitos de fonte, nó, ponto de carga e trecho de duto, tais como serão utilizados neste trabalho.



**Figura 4.1– Definição dos elementos da rede modelados neste trabalho**

Apesar de campos de exploração (tanto em terra quanto em plataformas) e unidades de processamento possuírem funções e características distintas, neste trabalho serão, por simplificação, agregados em um único elemento denominado “fonte”, a partir do qual o gás natural é injetado na rede de gasodutos. Algumas fontes podem ter a necessidade de injetar uma quantidade mínima de gás na rede, devido a questões contratuais ou operativas dos poços.

A junção de dois componentes é denominada “nó”, que pode ser, por exemplo, a entrada ou saída de uma estação reguladora. A conexão com algum consumidor é chamada de “ponto de carga”, “ponto de entrega” ou “city-gate”. Estes pontos de entrega podem ser tanto a conexão com as redes das distribuidoras locais como com grandes consumidores, entre os quais estão as usinas termelétricas.

A ligação entre dois nós da rede, que não possuam estações reguladoras, é aqui chamada de “trecho de duto”, os quais podem ser classificados como ativos, caso possuam compressores, ou passivos, caso não possuam. Os compressores têm a função de elevar a pressão na rede, permitindo assim o transporte de um maior fluxo de gás.

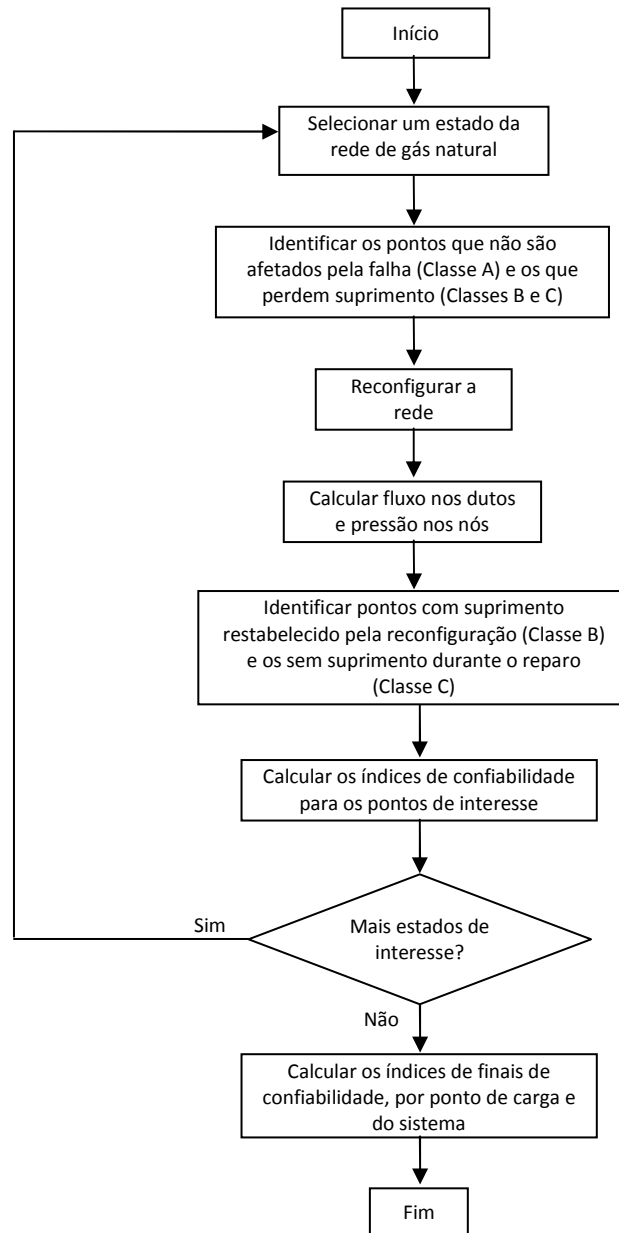
Caso ocorra uma situação de falha na rede, esta pode levar um tempo  $r_b$  para se reconfigurar, caso existam meios para isso. Neste período todos os pontos conectados o local da falha perderão seu suprimento. Após a reconfiguração os pontos de carga que estão conectados à rede deverão ter seus valores de pressão regulados. Os que não tiverem suprimento suficiente ficarão sem o mesmo durante o tempo de reparo,  $r_c$ , do(s) elemento(s) em estado de falha.

Neste trabalho não é considerado o efeito do “*line-pack*” ou empacotamento de gás nos dutos. Conforme apresentado no capítulo 2, devido a este efeito alguns pontos podem ter seu suprimento garantido durante todo o tempo de reparo, mesmo que percam a conexão com as fontes de suprimento. Entretanto, para avaliarmos o tempo no qual as

pressões serão mantidas dentro dos limites operacionais é necessário uma avaliação do regime transitório da rede de gás natural. Tal análise não faz parte do escopo deste trabalho e será indicada para trabalhos futuros.

A partir destas considerações alcançamos uma semelhança operacional da rede de transporte de gás natural com a rede de distribuição de energia elétrica suficiente para adequar os métodos utilizados na última para a estimação do limite superior para os índices de confiabilidade da primeira, em regime permanente.

A Figura 4.2 apresenta um fluxograma que descreve a metodologia para a obtenção dos índices de confiabilidade desejados neste trabalho. O problema consiste na escolha de um possível estado de falha da rede e determinação dos pontos de carga que serão afetados com esta contingência, sendo os demais chamados de pontos classe A. Caso seja possível, o sistema se reconfigura de modo a reduzir o corte de carga. A pressão e o fluxo requeridos por cada ponto devem ser comparados com os valores obtidos após o rearranjo da rede, de modo a verificar o devido suprimento. Os pontos beneficiados pela reconfiguração são chamados pontos de classe B, enquanto os que não foram atendidos de forma suficiente, de classe C. Feito isto, devem ser computados os índices de confiabilidade desejados, de acordo com o tempo no qual cada ponto ficou sem o abastecimento requerido. Esta operação deve ser realizada para todos os estados de contingências selecionados. Este conjunto deve ser definido de modo que sejam considerados os eventos de maior probabilidade de ocorrência, percorrendo assim aproximadamente a totalidade do espaço de estados. Nos estudos de caso realizados neste trabalho, isso foi possível considerando contingências de primeira e segunda ordem.



**Figura 4.2- Fluxograma do modelo de gás proposto**

## **4.2. Modelo Proposto para Avaliação da Confiabilidade da Rede de Gás Natural**

O primeiro passo para o desenvolvimento deste modelo foi a determinação de um algoritmo conceitual que realizasse as operações do fluxograma da Figura 4.2. Este algoritmo foi definido conforme mostrado abaixo.

### **Algoritmo Conceitual**

- 1 – Selecionar um estado da rede e determinar sua probabilidade de ocorrência;
- 2 – Analisar todos os pontos de carga que perdem fornecimento com o estado do passo 1;
- 3 – Efetuar as possíveis modificações na configuração;
- 4 – Calcular o fluxo em cada trecho de duto e as pressões em cada ponto de carga antes e após a reconfiguração;
- 5 – Se, após a reconfiguração,  $P_{req} > P$ , o ponto se torna classe C, se  $P \geq P_{req}$ , classe B. Os pontos que não foram afetados pela falha são classe A;
- 6 – Determinar o tempo que cada ponto fica sem suprimento pelo tempo de reconfiguração (para os de classe B) e tempo de reparo (para os de classe C);
- 7 – Calcular os índices de confiabilidade para cada ponto de carga em cada estado de falha;
- 8 – Caso existam mais estados a serem simulados, retornar ao passo 1;
- 9 – Calcular os índices finais de confiabilidade.

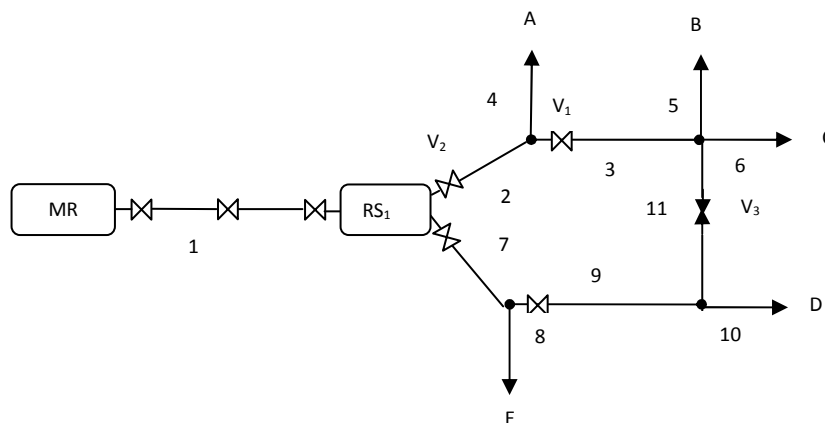
#### **4.2.1. Reconfiguração da rede**

Caso a estrutura da rede permita, é possível que nenhum ponto de carga perca o seu suprimento durante todo o tempo de reparo de um determinado estado de contingência. Para uma rede construída de forma malhada, mas com operação radial, as válvulas normalmente fechadas podem ser abertas após uma contingência, propiciando um novo caminho para o fluxo que alimente os pontos sem suprimento após esta falta.



Aqui, será considerado que em toda terminação de duto exista uma válvula ou uma braçadeira, permitindo o seu isolamento. A filosofia de proteção da rede implementada neste trabalho realiza o isolamento do ramo no qual ocorreu a contingência pelo fechamento da primeira válvula a montante, fazendo com que todos os pontos alimentados por este ramo tenham seu suprimento perdido, independentemente de estarem antes ou depois do defeito. Após isto, caso a falha seja em um duto sem válvula, as braçadeiras isolam o trecho onde ocorreu o defeito, e a válvula que foi fechada é novamente aberta permitindo a passagem de fluxo. Caso a falha seja em um duto com válvula, esta permanece fechada bloqueando um lado, sendo o outro bloqueado pelo fechamento de outra válvula ou de uma braçadeira.

A Figura 4.3 ilustra como é feito este isolamento. Para uma falha do trecho de duto 6, por exemplo, a válvula  $V_1$  será fechada, interrompendo o suprimento dos pontos de carga B e C. Após ter sido interrompido o fluxo, as braçadeiras isolam o trecho de duto 6, e a válvula é reaberta, retornando o atendimento ao ponto B.



**Figura 4.3– Exemplo de isolamento do ponto de falha**

Deste modo, todos os pontos a jusante do defeito têm seu suprimento interrompido e os pontos entre o defeito e a válvula que isolou o ramo são realimentados após o tempo de

reconfiguração,  $r_B$ . Pode ocorrer de só existirem válvulas nos trechos de dutos conectados à estação reguladora, dependendo do tamanho da rede. Se este for o caso, todos os pontos entre esta estação e o defeito são alimentados após  $r_B$ , e os demais de acordo com a reconfiguração.

Após as operações de isolamento, mas ainda dentro do tempo de reconfiguração, é visto se existe alguma válvula normalmente fechada na rede, que permitiria o atendimento aos pontos sem suprimento. Caso exista, esta é aberta e forma-se um novo caminho para o fluxo, mantendo a sua orientação radial.

Novamente no caso da Figura 4.3, para uma falha no trecho de duto 6, como foi considerado acima, não seria necessária a reconfiguração, pois a abertura da válvula normalmente fechada  $V_3$ , do trecho 11, não permitiria o suprimento do ponto C. Entretanto, para uma falha do duto 3, por exemplo, que interromperia o suprimento aos pontos B e C, a abertura da válvula  $V_3$  criaria um novo caminho para atender estes pontos de carga.

Para a implementação da reconfiguração na rotina foi utilizado o algoritmo conceitual a seguir, que ilustra o que foi dito acima.

### **Algoritmo Conceitual da Reconfiguração**

- 1 – Encontrar a primeira válvula a montante para o isolamento do ramo onde ocorreu a falha;
- 2 – Determinar os pontos que perdem suprimento com o isolamento do ramo;
- 3 – Isolar a conexão na qual ocorreu a falha através de válvulas, caso existam, ou braçadeiras;
- 4 – Reabrir a válvula que isolou o ramo se a falha não ocorreu no duto ao qual ela pertence. Determinar os pontos realimentados com esta abertura;

5 – Reconfigurar a rede com a abertura das válvulas normalmente fechadas. Determinar os pontos realimentados com esta abertura;

6 – Os pontos que continuaram sem conexão com o sistema mesmo após a reconfiguração são de classe C. Os que foram realimentados após esta podem ser classe B ou C, de acordo com a comparação entre a pressão requerida e a pressão de suprimento.

Este algoritmo conceitual é aplicável apenas em redes de pequeno porte, que possuam poucas válvulas normalmente fechadas. No caso de redes grandes, com diversas possibilidades de novos caminhos, a definição de quais válvulas serão abertas deve ser feita através da solução de um problema de otimização, que vise o menor corte de carga. Tal problema não foi implementado neste trabalho e será citado como uma evolução para trabalhos futuros.

### **4.3. Determinação do Fluxo e da Pressão**

Para a determinação dos fluxos e pressões na rede de gasodutos foi utilizado um modelo baseado no apresentado em [27], que tem como objetivo determinar a máxima geração termelétrica que uma dada configuração da rede de gás natural possa fornecer. Devido a algumas particularidades do modelo aqui implementado algumas alterações foram feitas no modelo de [27], porém sem perder as principais características do problema.

Os pontos de carga de gás devem ser atendidos com um determinado fluxo a uma dada pressão mínima. Desta forma, a função objetivo do modelo implementado é minimizar o corte de carga nos pontos de entrega de gás natural, considerando tanto o fluxo quanto a pressão. Para representar as diferentes prioridades de atendimento são atribuídos pesos a cada ponto de carga. Esta função objetivo pode ser escrita conforme a equação 4.1:

$$\min z = \sum_i w_i^f * Def_i^{fluxo} + \sum_i w_i^p * Def_i^{pressão} \quad (4.1)$$

Onde,

$Def_i^{fluxo}$  – Déficit de fluxo no ponto de carga i;

$Def_i^{pressão}$  – Déficit de pressão no ponto de carga i;

$w^f$ ,  $w^p$  – Pesos atribuídos aos pontos de carga para determinar a prioridade de atendimento.

Devido à utilização da variável déficit é necessário relacionarmos seu valor com os valores requeridos pelos pontos de carga e os valores fornecidos para estes pontos.

Matematicamente, esta relação é escrita conforme as equações 4.2 e 4.3:

$$d_i^{req} = d_i + Def_i^{fluxo} \quad (4.2)$$

$$p_i^{req} \leq p_i + Def_i^{pressão} \quad (4.3)$$

Onde,

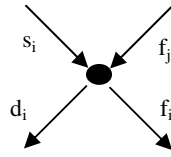
$d_i^{req}$  – Fluxo requerido no ponto de carga i;

$d_i$  – Fluxo de gás entregue ao ponto de carga i;

$p_i^{req}$  – Pressão requerida no ponto de carga i;

$p_i$  – Pressão no nó i.

Pela conservação dos fluxos, a soma da injeção de gás em um ponto deve ser igual ao fluxo que sai deste ponto, como ilustrado na Figura 4.4.



**Figura 4.4 – Balanço de fluxo no nó i**

Onde,

$s_i$  – Injeção de gás no nó i, caso este esteja conectado a uma fonte de gás;

$f_{ji}$ ,  $f_{ij}$  – Fluxo de gás do nó j para o nó i e do nó i para o nó j, respectivamente.

Matematicamente isso pode ser descrito como apresentado na equação 4.4:

$$s_i + \sum_j f_{ji} = \sum_j f_{ij} + d_i \quad (4.4)$$

As fontes de gás não possuem capacidade infinita de fornecimento, fazendo com que haja um limite para a injeção do insumo na rede, como apresentado na equação 4.5.

$$s_i \leq s_i^{\max} \quad (4.5)$$

Onde,

$s_i^{\max}$  – Máximo fornecimento de uma fonte.

Por questões operacionais e/ou contratuais podem existir também limites inferiores para este fornecimento. Entretanto, como o objetivo deste trabalho é simular a rede em diversas situações de perda de componentes, a inserção de limites inferiores para as variáveis pode resultar em inviabilidades de solução do problema de otimização. Por outro lado, caso seja de interesse modelar a priorização do fornecimento por determinadas fontes, o problema pode ser facilmente adaptado, da mesma forma como foi modelada a prioridade de atendimento dos pontos de carga. Entretanto, vale destacar que estes limites inferiores não geram efeitos nos índices de confiabilidade.

Por questões de segurança, as pressões nos nós da rede não podem ultrapassar um determinado limite, fazendo com que também seja inserido um limite superior para esta variável, como mostra a equação 4.6.

$$p_i \leq p_i^{max} \quad (4.6)$$

Onde,

$p_i^{max}$  – Máxima pressão permitida no nó i.

Como foi apresentado no capítulo 2 o fluxo de gás em um trecho de gasoduto é função da diferença de pressão em seus terminais. Para os dutos passivos, o fluxo poderá ocorrer tanto do nó i para o nó j quanto ao contrário, mas sempre do ponto de maior pressão para o de menor. Já para os dutos ativos, ou seja, os que possuem compressores, o fluxo só pode ocorrer em um sentido e sempre do ponto de menor pressão para o de maior. As equações 4.7 e 4.8 modelam este comportamento, respectivamente, para os dutos passivos e ativos.

$$sign(f_{ij}) * f_{ij}^2 = C_{ij}^2 * (p_i^2 - p_j^2) \quad (4.7)$$

$$f_{ij}^2 \leq -C_{ij}^2 * (p_i^2 - p_j^2) \quad (4.8)$$

#### **4.4. Método de Solução do Problema de Otimização**

Por se tratar de um problema não linear e não convexo um bom ponto inicial torna-se fundamental para a obtenção da sua solução ótima. Em [27] é apresentado um procedimento de solução que divide este problema em duas fases. A primeira tem o objetivo de determinar o sentido dos fluxos nos dutos passivos, fornecendo assim um bom ponto de partida. Para isso é formulado e solucionado um problema de programação inteira-mista. Este ponto inicial serve de dado de entrada para a segunda

fase, na qual o problema de programação não-linear, formulado nas equações 4.1 a 4.8, é solucionado.

Entretanto, neste trabalho, o método de solução aplicado é inicializado pelo ponto de operação apresentado em [40], que mostra que um bom ponto de partida pode ser obtido solucionando o problema convexo descrito nas equações 4.9 a 4.11.

$$\min h = \sum_{ij} \frac{|f_{ij}| * f_{ij}^2}{3C_{ij}^2} \quad (4.9)$$

Sujeito a:

$$s_i + \sum_j f_{ji} = \sum_j f_{ij} + d_i \quad (4.10)$$

$$s_i \leq s_i^{max} \quad (4.11)$$

É demonstrado em [41] que o problema formulado acima tem uma interpretação física, dado que a função objetivo é de minimizar a energia mecânica dissipada na rede de gasodutos. Como o sistema de gás é desenvolvido para operar durante picos de demanda, é esperado que muito compressores operem por pouco tempo. Isso implica que o ponto obtido pela minimização da energia mecânica dissipada nos gasodutos, que será o fluxo quando os compressores não estiverem operando, constitua um bom ponto inicial para o problema completo [40].

Como pode ser visto pela equação 4.10, tal inicialização depende de um valor constante de demanda nos pontos de entrega. Como já foi falado, devido ao fato deste trabalho realizar simulações com a rede de gás sob contingências, a demanda a ser atendida não pode ser fixada e mantida constante em todas as simulações realizadas. Desta forma, para cada estado analisado deve-se estimar o mínimo déficit, o que é feito através de um

problema linear de fluxo em redes. A formulação matemática desta etapa é apresentada nas equações 4.12 a 4.15:

$$\min z = \sum_i Def_i^{fluxo} \quad (4.12)$$

Sujeito a:

$$s_i + \sum_j f_{ji} = \sum_j f_{ij} + d_i \quad (4.13)$$

$$d_i^{req} = d_i + Def_i^{fluxo} \quad (4.14)$$

$$s_i \leq s_i^{max} \quad (4.15)$$

Este problema avalia apenas as disponibilidades de suprimento pelas fontes e as conexões existentes na configuração avaliada.

## 4.5. Cálculo dos Índices de Confiabilidade

Para cada estado de falha simulado deve-se determinar os pontos que perderão fornecimento e, conseqüentemente, seus índices de confiabilidade, de acordo com o tempo no qual o gás não estará sendo entregue. Para os pontos classe B isto ocorrerá durante o tempo de reconfiguração da rede, enquanto para os pontos classe C será o tempo de reparo do elemento em defeito.

Ao final de todo o processo, ou seja, quando todos os estados de interesse já tiverem sido simulados, deve-se obter os índices finais. Considerando a falha de um elemento  $k$ , pertencente ao ramo  $j$ , que liga a fonte ao ponto de carga  $i$ , os índices dos pontos de carga são calculados conforme as expressões abaixo [28]:



1. Taxa média de interrupção [interrupções/ano]:

$$\lambda_i = \sum_{k \in j} \lambda_k \quad (4.16)$$

2. Tempo médio de reparo anual [h/ano]:

$$U_i = \sum_{k \in B} \lambda_k r_B + \sum_{k \in C} \lambda_k r_C \quad (4.17)$$

3. Tempo médio de reparo [h/interrupção]:

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} \quad (4.18)$$

Onde,

$\lambda_k$  – taxa média de falha do elemento,

$r_B$  – tempo esperado de reconfiguração do sistema;

$r_C$  – tempo esperado de reparo do elemento em falha;

$B$  – grupo dos pontos de carga beneficiados com a reconfiguração (Classe B);

$C$  – grupo dos pontos de carga que não foram atendidos após a reconfiguração (Classe C).

A implementação deste modelo foi feita através de uma rotina desenvolvida em Matlab, versão 7.5. [42], na qual os dados de entrada são as informações da rede e a saída são os índices de confiabilidade para todos os pontos de carga do sistema.

## **4.6. Acoplamento do Sistema de Gás Natural ao Modelo do Sistema Elétrico**

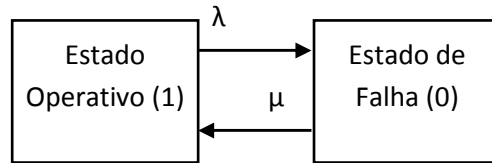
Como já foi dito anteriormente, o objetivo principal deste trabalho é avaliar a confiabilidade do sistema de energia elétrica. Assim, os índices obtidos pelas simulações da rede de gás natural, calculados como mostrado na seção anterior, devem servir de entrada para o modelo de avaliação da confiabilidade composta de sistemas potência, representando a disponibilidade do combustível.

Neste trabalho, este acoplamento foi realizado por meio das funções de distribuição acumulada (CDF) das disponibilidades de gás nos pontos de conexão das duas redes, ou seja, nos pontos de entrega de gás natural para as usinas termelétrica movidas a este combustível.

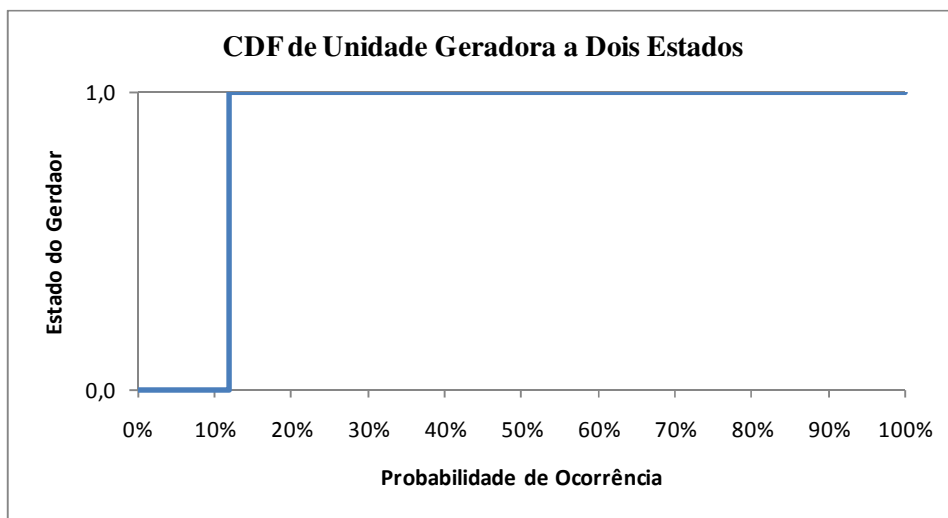
Para modelos que explicitem a disponibilidade do combustível, como um evento independente das disponibilidades dos equipamentos, o acoplamento é feito de modo direto. Entretanto, caso o modelo a ser utilizado para avaliação da confiabilidade composta não esteja preparado para a representação do nível hierárquico zero (NH0) o acoplamento das duas redes pode ser feito através da alteração da disponibilidade das máquinas, de modo que sejam agregadas as indisponibilidades devido às saídas forçadas das unidades geradoras com a indisponibilidade de combustível.

Por exemplo, considere uma unidade geradora modelada a dois estados, que possua como taxa de falha  $\lambda = 0,00091$  ocorrências/hora e como taxa de reparo  $\mu = 0,00667$  ocorrências/hora, como mostrado na Figura 4.5. Convertendo estes valores para probabilidades de ocorrência de cada estado chegamos a, aproximadamente, 12,0% de

probabilidade para o estado de falha e 88,0% para o estado operativo, como apresentado na curva de distribuição de probabilidade acumulada (CDF) da Figura 4.6.

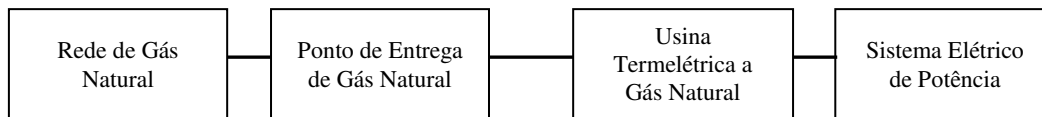


**Figura 4.5 – Unidade Geradora Representada a dois estados**

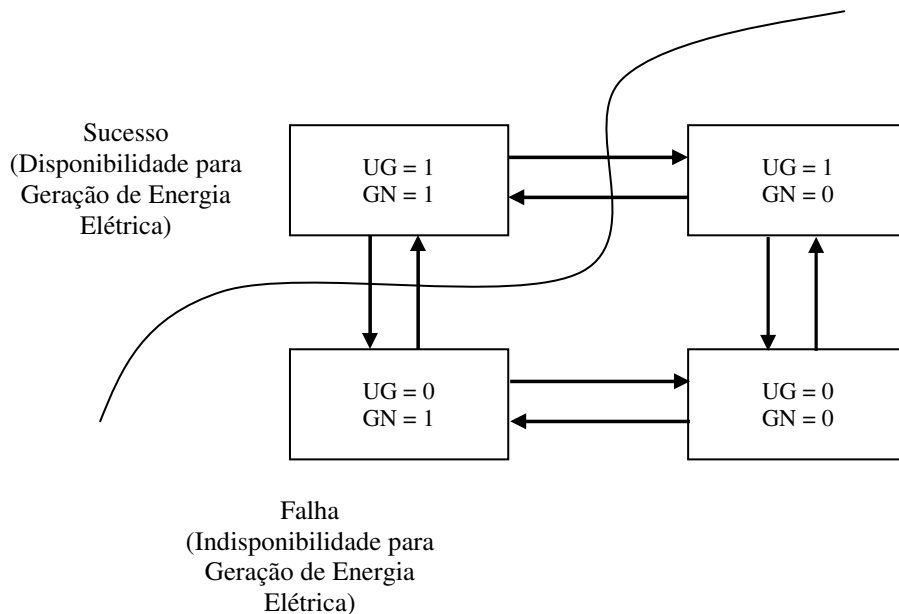


**Figura 4.6 – CDF de Unidade Geradora Representada a Dois Estados**

Considerando a disponibilidade de gás no ponto onde se encontra esta unidade, para que tenhamos geração é necessário que haja gás e o gerador esteja no estado operativo. Isso se deve pois, como mostrado no diagrama lógico da Figura 4.7, tal conexão é representada por um sistema em série. Considerando que a disponibilidade de gás também seja representada por dois estados, a Figura 4.8 apresenta o modelo combinado da unidade geradora (UG) e disponibilidade de gás (GN), onde o valor 1 indica disponibilidade e 0 indisponibilidade.

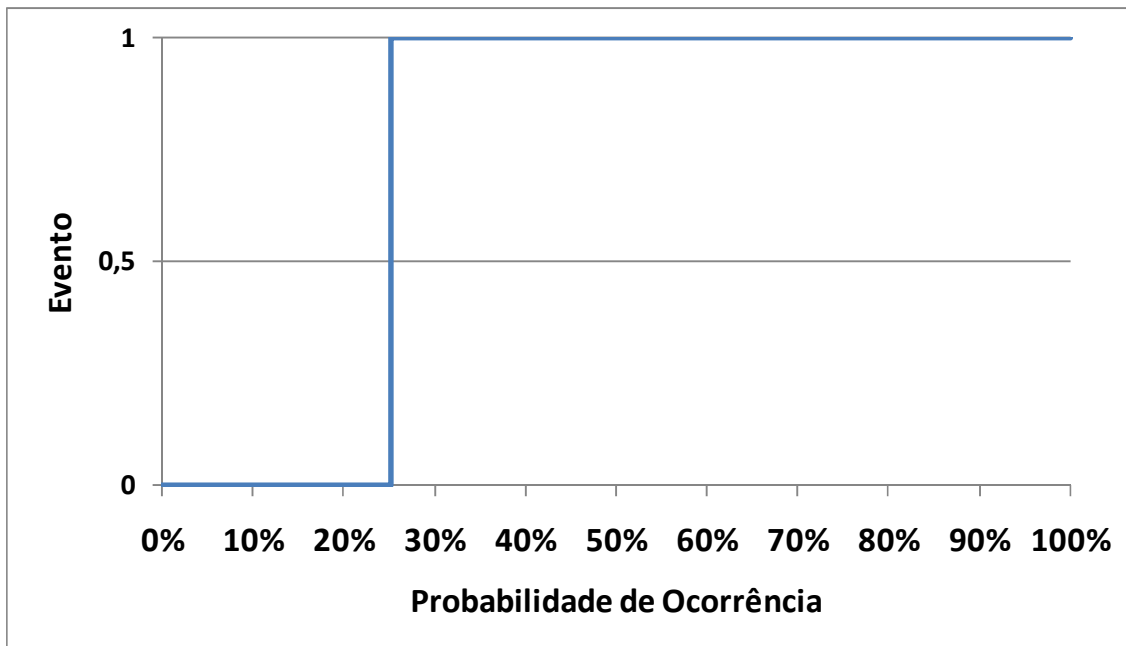


**Figura 4.7 – Diagrama Lógico do Acoplamento entre os sistemas de Gás Natural e Elétrico**



**Figura 4.8 – Modelo Combinado de Unidade Geradora e Disponibilidade de Gás**

Como estes eventos são independentes, a probabilidade de ocorrência desta combinação é o produto das probabilidades de cada evento. Supondo que esta disponibilidade de gás seja de 85%, esta unidade geradora terá uma probabilidade de geração de 74,8%, e 25,2% de chances de estar indisponível, como mostra a CDF combinada, apresentada na Figura 4.9.



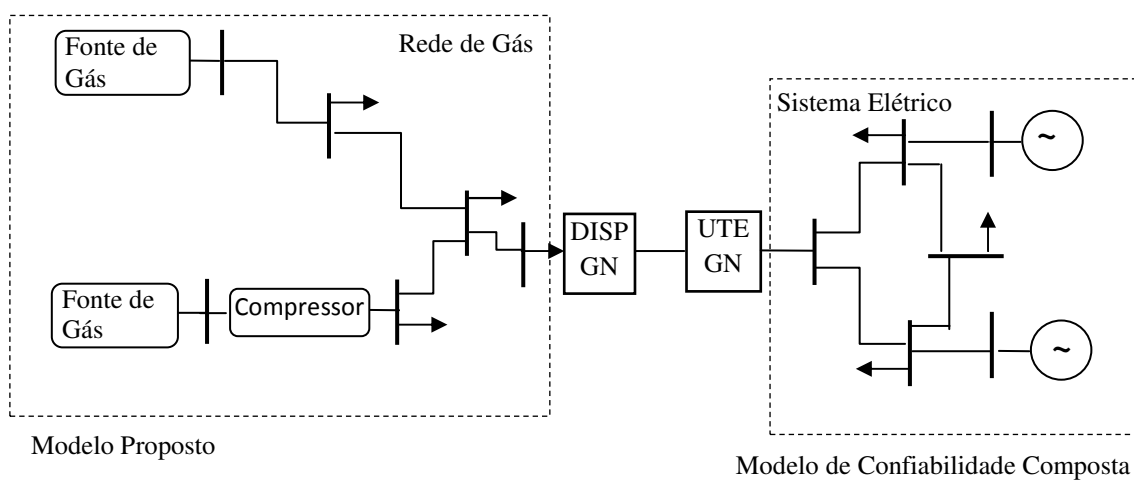
**Figura 4.9 – CDF Combinada da Unidade Geradora com Disponibilidade de Gás**

Assim, estes novos valores devem ser utilizados no modelo de confiabilidade composta, representando não somente a aleatoriedade do estado operativo do gerador, mas também do suprimento de gás.

Como apresentado no capítulo 2, este trabalho utilizada como função de transferência do fluxo de gás em geração de energia uma relação linear, que é função do poder calorífico do combustível e do *heat-rate* da usina, conforme mostrado na equação 2.5. Vale destacar, entretanto, que o fluxo de gás só é convertido em energia elétrica se a pressão entregue for maior ou igual a requerida.

O modelo de confiabilidade composta utilizado neste trabalho, que foi desenvolvido em [5, 43], é um modelo flexível com modelagem orientada a objeto, que utiliza simulação Monte Carlo Seqüencial e Não Seqüencial. Este modelo permite a representação de diversos componentes variantes no tempo, tais como curvas de carga e disponibilidade de combustível, como por exemplo, a representação da disponibilidade de vento para geração eólica ou das vazões para geração hidráulica de PCH.

Desta forma, o acoplamento entre o modelo apresentado neste capítulo, para avaliação da disponibilidade de gás natural, e o modelo de avaliação da confiabilidade composta pôde ser realizado diretamente, por meio da inserção das CDF de cada ponto de entrega de gás, calculado pelo modelo proposto, relativo a cada ponto do sistema elétrico, onde existe uma usina termelétrica movida a gás natural. A Figura 4.10 ilustra o acoplamento entre os modelos.



**Figura 4.10 – Acoplamento entre os Modelos de Gás e Confiabilidade Composta**

# Capítulo 5

## Estudos de Casos

Neste capítulo serão apresentados os estudos de casos realizados com o objetivo de avaliar o impacto da representação da rede de gás natural na confiabilidade de sistemas elétricos. Para isso, a rede de transporte de gás foi simulada com o modelo implementado e, seus resultados, acoplados ao modelo do sistema elétrico conforme apresentado no capítulo 4. Em todos os estudos de casos foi utilizado simulação Monte Carlo não sequencial na avaliação do sistema elétrico, utilizando para a convergência do processo tolerância de 5% nos índices LOLP e EPNS.

Serão apresentados 8 estudos, separados em 4 casos conforme listados abaixo:

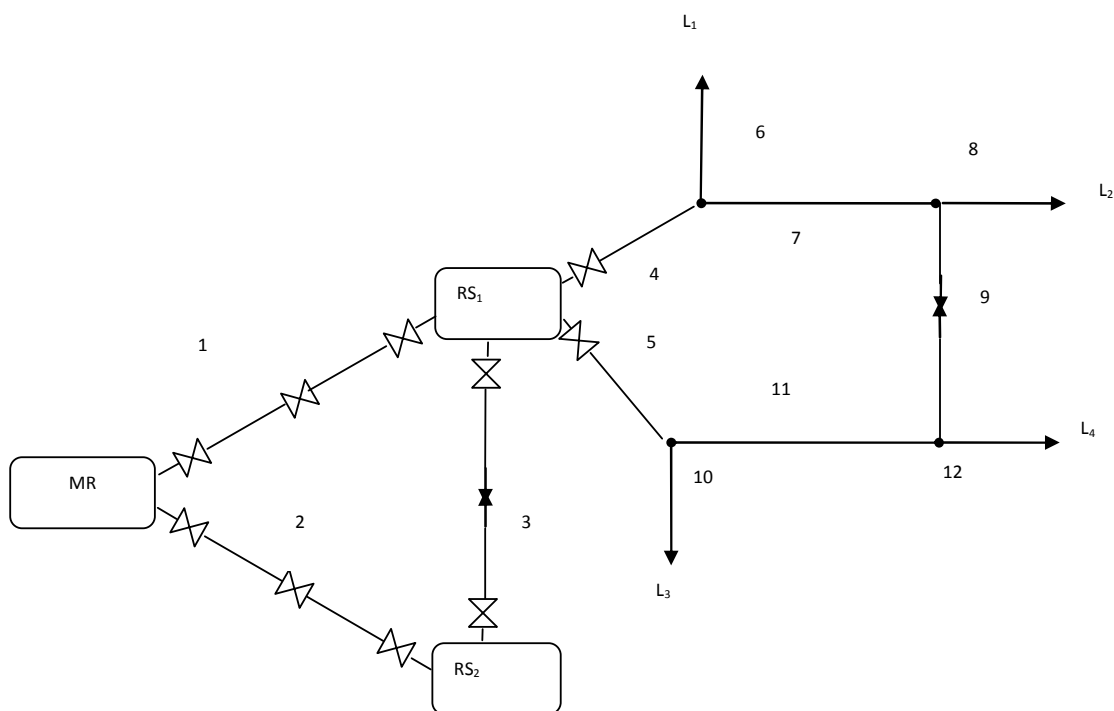
- **Caso 1:** Avalia os efeitos dos componentes de proteção e reconfiguração da rede de gás nos seus índices de confiabilidade;
- **Caso 2:** Apresenta o sistema RTS, que será utilizado para a representação da rede elétrica nos casos seguintes, e seus índices de confiabilidade sem a consideração da rede de gás;
- **Caso 3:** Apresenta os resultados considerando que algumas usinas do sistema RTS são alimentadas por uma rede de gás baseada no sistema Belga [27]. Este caso foi desmembrado em três estudos, de acordo com a política operativa adotada para a rede de gás:

- Caso 3.1: Considerando que a rede de gás prioriza o atendimento as UTE;
- Caso 3.2: Considerando que a rede de gás prioriza o atendimento à demanda não-termelétrica;
- Caso 3.3: Considerando que a rede de gás atende a todos os consumidores sem prioridade de atendimento;
- **Caso 4:** Considera agora que algumas usinas do sistema RTS são alimentadas por outra rede de gasodutos, baseada no sistema de gás brasileiro. Este estudo também foi desmembrado em 3 casos:
  - Caso 4.1: Considerando a rede de gás conforme apresentado em [31];
  - Caso 4.2: Alterando a disponibilidade dos componentes da rede de gás do Caso 4.1, representando assim possíveis investimentos realizados;
  - Caso 4.3: Alterando a disponibilidade de gás nas fontes do Caso 4.1, de modo que a rede seja capaz de atender todos os consumidores.

## **5.1. Caso 1: Avaliação do Efeito da Reconfiguração na Rede de Gás Natural**

Este primeiro caso tem por objetivo avaliar os impactos da reconfiguração na disponibilidade dos pontos de carga da rede de gás natural. Para isso, foi utilizada a rede de distribuição apresentada em [28]. A Figura 5.1 apresenta esta rede, na qual a estação MR, que liga esta à rede de transporte, é considerada como fonte. A rede é composta por duas estações reguladoras e quatro pontos de carga ( $L_1$ - $L_4$ ). As válvulas normalmente abertas estão representadas em branco, e as normalmente fechadas, utilizadas na reconfiguração, em preto.





**Figura 5.1 - Rede de Distribuição de Gás Natural utilizada no Caso 1**

A região de alta pressão, que consiste no trecho entre a fonte e as estações reguladoras  $RS_1$  e  $RS_2$ , possui pressão de operação de 10 bar e sua reconfiguração é instantânea ( $r_b = 0$ ). A zona de média pressão, definida como o trecho entre  $RS_1$  e os pontos de carga, tem pressão de operação de 4 bar. Os parâmetros dos gasodutos e as informações da carga estão apresentados, respectivamente, na Tabela 5.1 e Tabela 5.2.

**Tabela 5.1 - Parâmetros dos Gasodutos utilizados no Caso 1**

Duto	Comprimento (km)	Diâmetro (mm)
1	10	160
2	10	200
3	3	160
4	5	120
5	5	120
6	3	200
7	3	100
8	5	100
9	2	100
10	3	100
11	5	100
12	3	100

**Tabela 5.2 - Informações das Cargas**

Ponto de Carga	Fluxo (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>req</sub> (bar)
RS <sub>2</sub>	3000	4
L <sub>1</sub>	200	2
L <sub>2</sub>	200	2
L <sub>3</sub>	150	3
L <sub>4</sub>	200	2

Foram utilizados valores esperados para taxas de falha das estações reguladoras,  $\lambda_{RS} = 0,05$  oc/ano, e dos gasodutos,  $\lambda_p = 0,2$  oc/ano.km, bem como o tempo de reconfiguração,  $r_B = 3$  horas, e o tempo de reparo dos dutos,  $r_C = 48$  horas, e das estações,  $r_{RS} = 96$  horas.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados obtidos, para os quatro pontos de carga, para a simulação de cada contingências simples desta rede, onde  $\lambda_i$  é taxa de falha para a situação de contingência,  $r_i$  é o tempo médio, em horas/ocorrência, no qual o ponto ficou sem suprimento devido aquela falha e  $U_i$  é o tempo médio anual, em horas, no qual o ponto ficou sem suprimento devido aquela falha. A Tabela 5.4 apresenta os resultados finais, agregando todos os valores.

**Tabela 5.3 – Resultados obtidos para cada elemento falhado no Caso 1**

Elemento Falhado	Ponto L <sub>1</sub>			Ponto L <sub>2</sub>			Ponto L <sub>3</sub>			Ponto L <sub>4</sub>		
	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$
1	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
2	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
3	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
4	1,00	3	3,0	1,00	3	3,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
5	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	1,00	48	48,0	1,00	3	3,0
6	0,60	48	28,8	0,60	3	1,8	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
7	0,60	3	1,80	0,60	3	1,8	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
8	1,00	3	3,00	1,00	48	48,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
9	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0
10	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,60	48	28,8	0,60	3	1,8
11	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	1,00	3	3,0	1,00	3	3,0
12	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,60	3	1,8	0,60	48	28,8
13	0,05	96	4,8	0,05	96	4,8	0,05	96	4,8	0,05	96	4,8
14	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0	0,00	0	0,0

**Tabela 5.4 – Resultados Finais para cada Ponto de Carga**

Ponto L <sub>1</sub>			Ponto L <sub>2</sub>			Ponto L <sub>3</sub>			Ponto L <sub>4</sub>		
$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$	$\lambda_i$	$r_i$	$U_i$
3,250	12,738	41,400	3,250	18,277	59,400	3,250	26,585	86,400	3,250	12,738	41,400

Analisando os resultados apresentados na Tabela 5.3 podemos perceber que, em diversas situações, pontos de carga ficam sem suprimento apenas pelo tempo de reconfiguração devido a existência da válvula normalmente fechada. Como exemplo, podemos verificar que uma contingência no duto 4 isola os pontos de carga L<sub>1</sub> e L<sub>2</sub> do restante da rede. Entretanto, ao se abrir a válvula 9 é criado um novo caminho, permitindo que o atendimento a estes pontos seja restabelecido em 3 horas, e não em 48 caso fosse necessário esperar o reparo do duto.

A Tabela 5.5 apresenta a classificação de cada ponto de carga para cada situação de contingência. Os pontos classe A são os que não são afetados pela falha, os pontos classe B perdem suprimento apenas durante a reconfiguração e os classe C durante todo o tempo de reparo.

**Tabela 5.5 – Classes do pontos de carga em cada estado de falha analisado**

Elemento Falhado	Ponto de Carga			
	L <sub>1</sub>	L <sub>2</sub>	L <sub>3</sub>	L <sub>4</sub>
1	A	A	A	A
2	A	A	A	A
3	A	A	A	A
4	B	B	A	A
5	A	A	C	B
6	C	B	A	A
7	B	B	A	A
8	B	C	A	A
9	A	A	A	A
10	A	A	C	B
11	A	A	B	B
12	A	A	B	C
13	C	C	C	C
14	A	A	A	A

A quantidade de pontos classe B evidencia a importância dos equipamentos de proteção e de manobra da rede, melhorando assim os índices finais de confiabilidade. Por exemplo, para uma falha no duto 7 a válvula existente no duto 4 deve ser fechada para o isolamento do defeito, deixando os pontos  $L_1$  e  $L_2$  sem suprimento. Entretanto, após o isolamento do duto e da abertura da válvula normalmente fechada do duto 9 os dois pontos voltam a ser normalmente atendidos. Nesta situação, o tempo de perda de fornecimento foi de 3 horas (tempo de reconfiguração da rede), e não das 48 horas necessárias para reparo da falha.

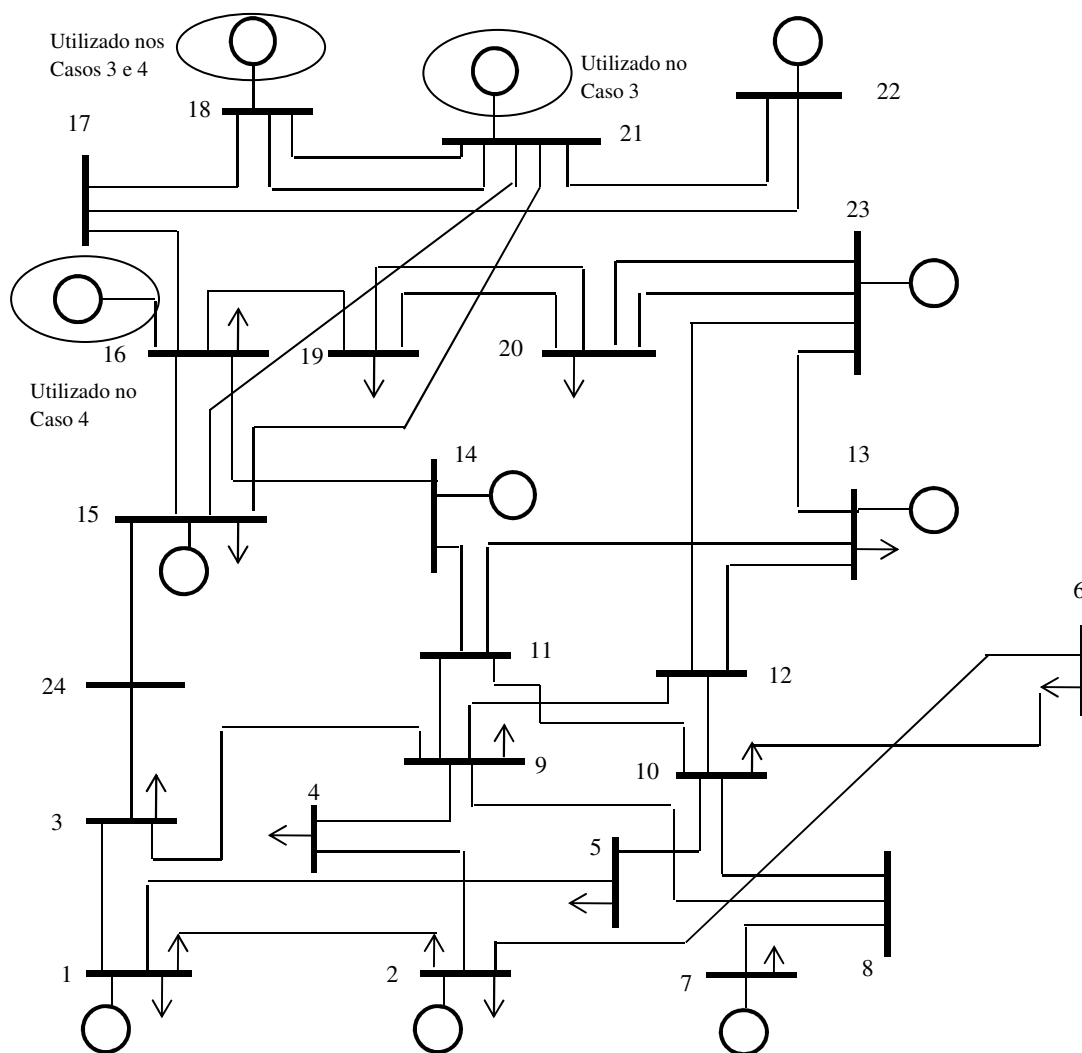
A reconfiguração da rede não interfere na taxa de falhas dos pontos de carga, mas sim nos tempos de perda de fornecimento. Por exemplo, o ponto de carga  $L_1$ , que apresentou uma taxa de falha de 3,25 ocorrências/ano, como apresentado na Tabela 5.4, manteria esta mesma taxa caso não fosse possível a reconfiguração da rede e nem existissem componentes para o isolamento mais restrito do defeito. Entretanto, este mesmo ponto apresentou um tempo médio anual sem suprimento de 41,4 horas. Em uma rede sem os citados elementos este valor seria de 158,4 horas, ou seja, 2,8 vezes maior.

Considerando, por exemplo, a carga  $L_3$ , como sendo uma usina termelétrica, esta teria, como valor esperado, um tempo de não-operação, devido ao não suprimento de gás, de 86,4 horas por ano, ou seja, mais do que o equivalente a três dias por ano. Este ponto tem um tempo anual médio de reparo significativamente maior que os demais, pois é o único ponto de carga em que, em algum momento, mesmo conectado com a rede após a reconfiguração, a pressão de fornecimento é menor que a requerida. Isto ocorre quando há uma falha no duto 5 e a alimentação passa a ser através da abertura da válvula, normalmente fechada, do duto 9. Assim, mesmo com a estrutura da rede permitindo conexão de todos os pontos com a fonte o suprimento não é feito de modo devido, resultando num corte de carga durante todo o tempo de reparo do duto em defeito.

Desta forma, em um estudo de planejamento, o ponto  $L_3$  não seria o mais recomendado para a instalação de uma usina termelétrica a gás natural. Como alternativas, os pontos  $L_1$  e  $L_4$  apresentam um tempo médio de reparo e um tempo médio anual de reparo menor que a metade dos valores estimados para o ponto  $L_3$ , com a mesma taxa média de falha, representando assim melhores pontos de instalação de uma usina, no que diz respeito ao suprimento de gás.

## **5.2. Caso 2: Sistema RTS sem Representação da Rede de Gás**

O objetivo deste caso é apresentar o sistema RTS [44] e seus principais resultados. Este sistema é muito utilizado para testes de novas metodologias para análise de confiabilidade composta. Neste trabalho ele será utilizado nos estudos dos casos 3 e 4, onde algumas de suas usinas serão consideradas como alimentadas pelas redes de gasodutos. A Figura 5.2 [44] apresenta este sistema, onde são destacadas as usinas consideradas como sendo a gás natural nos estudos dos casos 3 e 4.



**Figura 5.2 – Diagrama do Sistema IEEE RTS**

Simulando este sistema na sua configuração original, ou seja, sem representarmos a rede de gás natural, chegamos aos índices globais de LOLP, EPNS, LOLE e EENS apresentados na Tabela 5.6. A Tabela 5.7 apresenta estes resultados para cada ponto de carga.

**Tabela 5.6 – Resultados globais para o sistema RTS**

Índices	Valor
LOLP	10,73%
EPNS	17,82 MW
LOLE	939,95 horas
EENS	156.071,86 MWh

**Tabela 5.7 – Resultados por Barra para o Sistema RTS**

Ponto de Carga	EPNS (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh)	LOLE (horas)
Carga 1	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 2	6,92	10,71	60.597,35	938,20
Carga 3	0,51	1,07	4.466,03	93,73
Carga 4	4,48	10,39	39.208,08	910,16
Carga 5	0,00	0,00	0,07	0,00
Carga 6	0,07	0,41	579,92	35,92
Carga 7	0,07	0,13	613,98	11,39
Carga 8	4,77	4,51	41.803,88	395,08
Carga 9	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 10	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 13	0,23	0,11	2.006,76	9,64
Carga 14	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 15	0,03	0,02	243,77	1,75
Carga 16	0,10	0,13	864,61	11,39
Carga 18	0,00	0,00	0,01	0,00
Carga 19	0,00	0,02	19,37	1,75
Carga 20	0,65	0,94	5.668,04	82,34

Estes resultados serão utilizados como referência para avaliação da representação do sistema de gás natural em todos os estudos realizados a seguir. Resultados específicos, para utilização em algum determinado estudo, serão devidamente apresentados no momento da avaliação.

### **5.3. Caso 3: Sistema de Gás Belga acoplado ao Sistema RTS**

Neste caso, a rede de gás natural utilizada, baseada no sistema belga [27], é acoplada ao sistema RTS através de duas usinas termelétricas a gás natural, com capacidade instalada de 400 MW cada uma. Esta rede de gás possui 24 gasodutos e 20 nós, dos quais 9 são pontos de entrega de gás (2 consumidores elétricos e 7 não-elétricos). A

Tabela 5.8 apresenta os parâmetros de cada nó desta rede, onde  $S_{\text{imax}}$  é a máxima injeção de gás nos nós fontes,  $d_{\text{ireq}}$  é a demanda de fluxo requerida nos pontos de carga,  $P_{\text{ireq}}$  é a pressão mínima requerida para o suprimento e  $P_{\text{imax}}$  é a máxima pressão operativa dos nós. Os nós 12 e 20 são os pontos de conexão com o sistema elétrico, respectivamente nas barras 18 e 21. A Tabela 5.9 apresenta as informações sobre os gasodutos, indicando suas conexões (de e para), o coeficiente  $C_{ij}$  que depende das características do gasoduto e o tipo de cada trecho (ativo, quando contém compressor, ou passivo).

Na Figura 5.3, são apresentadas esquematicamente as conexões desta rede, sem o compromisso de representar a disposição geográfica dos pontos. Nesta figura, as setas que entram nas barras indicam os nós com suprimento de gás (fontes), enquanto as setas que saem representam pontos de carga.

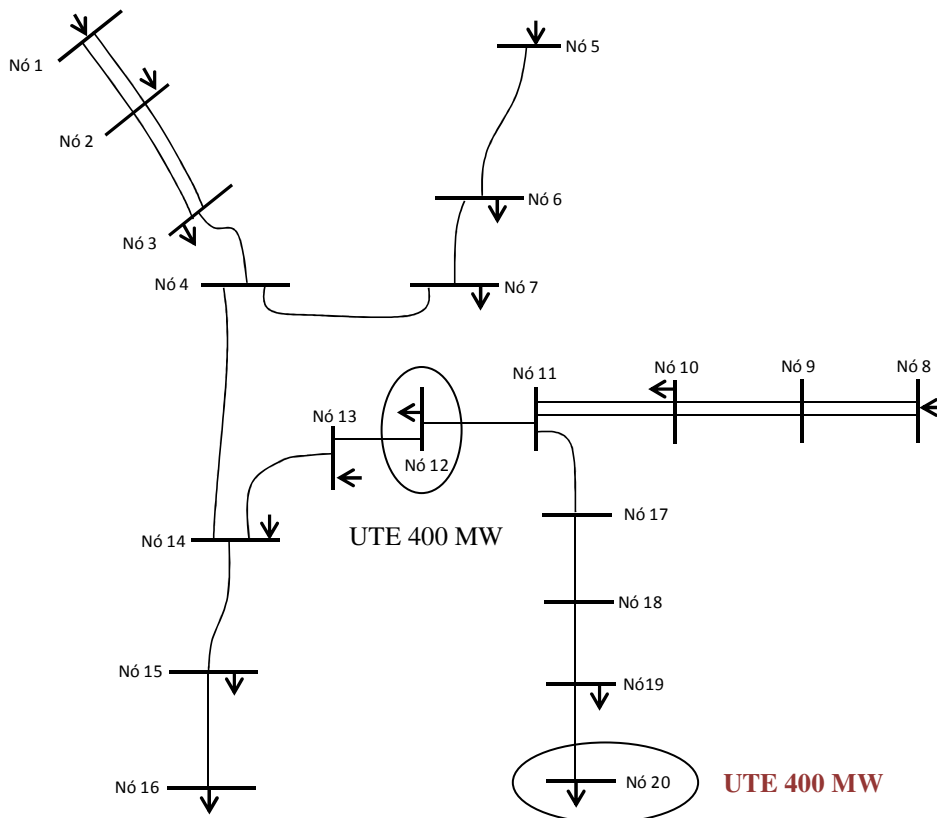
**Tabela 5.8 – Informações dos Nós da Rede de Gás Natural – Caso 3**

Nó	$S_{\text{imax}}$ ( $\text{Mm}^3/\text{dia}$ )	$d_{\text{ireq}}$ ( $\text{Mm}^3/\text{dia}$ )	$P_{\text{ireq}}$ (bar)	$P_{\text{imax}}$ (bar)
1	17,39	0,00	0	77,0
2	12,60	0,00	0	77,0
3	0,00	5,88	30	80,0
4	0,00	0,00	0	80,0
5	7,20	0,00	0	77,0
6	0,00	6,05	30	80,0
7	0,00	7,88	30	80,0
8	33,02	0,00	50	66,2
9	0,00	0,00	0	66,2
10	0,00	9,55	30	66,2
11	0,00	0,00	0	66,2
12	0,00	1,71	0	66,2
13	1,80	0,00	0	66,2
14	1,44	0,00	0	66,2
15	0,00	10,27	0	66,2
16	0,00	23,42	30	66,2
17	0,00	0,00	0	66,2
18	0,00	0,00	0	66,2
19	0,00	0,33	0	66,2
20	0,00	1,71	25	66,2



**Tabela 5.9– Informações dos gasodutos – Caso 3**

Gasoduto	De	Para	$C_{ij}$	Tipo
1	1	2	3,012	Passivo
2	1	2	3,012	Passivo
3	2	3	2,459	Passivo
4	2	3	2,459	Passivo
5	3	4	1,181	Passivo
6	5	6	0,317	Passivo
7	6	7	0,386	Passivo
8	7	4	0,476	Passivo
9	4	14	0,812	Passivo
10	8	9	2,694	Ativo
11	8	9	0,329	Ativo
12	9	10	1,347	Passivo
13	9	10	0,164	Passivo
14	10	11	1,204	Passivo
15	10	11	0,147	Passivo
16	11	12	0,929	Passivo
17	12	13	0,952	Passivo
18	13	14	2,694	Passivo
19	14	15	1,905	Passivo
20	15	16	1,205	Passivo
21	11	17	0,227	Passivo
22	17	18	0,080	Ativo
23	18	19	0,041	Passivo
24	19	20	0,167	Passivo



**Figura 5.3 – Representação da Rede de Gasodutos utilizada nos estudos do caso 3**

Como a operação da rede de gás é independente da operação do sistema elétrico, para simular as diferentes prioridades de atendimento aos consumidores de gás natural, foram realizadas três simulações deste caso. Na primeira, considerou-se a priorização do atendimento aos consumidores elétricos, na segunda simulação priorizou-se o atendimento aos consumidores não-elétricos, enquanto que na terceira não houve priorização.

Para a simulação desta rede, foi considerado que as fontes, os compressores (gasodutos ativos) e os gasodutos passivos eram susceptíveis a falhas, com uma disponibilidade de 95%, 96% e 99% respectivamente [45]. Foram avaliadas todas as contingências simples e duplas, percorrendo assim 97,98% dos possíveis estados desta rede.

### 5.3.1. Caso 3.1: Priorização para os Consumidores Elétricos

Neste caso, o modelo de otimização do despacho de gás natural foi ajustado de modo a priorizar o atendimento aos nós 12 e 20, onde estão instaladas as duas usinas termelétricas de 400 MW, priorizando assim o atendimento ao sistema elétrico. A Tabela 5.10 apresenta o resultado da otimização do despacho desta rede gás neste caso.

Comparando os resultados apresentados na Tabela 5.10 com os requisitos da rede, apresentados na Tabela 5.8, podemos notar que todos os pontos de carga foram atendidos e que nenhum limite de pressão foi violado, apesar de o nó 18 operar na sua pressão máxima permitida.

**Tabela 5.10 - Despacho Ótimo da Rede de Gás com Priorização da Demanda Termelétrica**

Nó	$S_i$ (Mm <sup>3</sup> /dia)	$d_i$ (Mm <sup>3</sup> /dia)	$P_i$ (bar)
1	17,364	0	58,673
2	12,561	0	58,604
3	0	5,88	58,299
4	0	0	54,793
5	7,197	0	54,531
6	0	6,05	51,805
7	0	7,88	51,777
8	26,831	0	62,948
9	0	0	64,841
10	0	9,55	61,441
11	0	0	59,293
12	0	1,71	55,365
13	1,797	0	52,034
14	1,050	0	51,592
15	0	10,27	48,467
16	0	23,42	44,399
17	0	0	58,608
18	0	0	66,200
19	0	0,33	43,667
20	0	1,71	42,449

A Tabela 5.11 apresenta os resultados da disponibilidade de gás para estes pontos, os quais servirão de entrada para a avaliação do sistema elétrico. Nota-se que os pontos de carga apresentaram uma diferente quantidade de estados. Devido à topologia da rede de

gasodutos é possível que determinados nós consigam mais situações distintas de atendimento parcial quando o sistema está em contingências. Desta forma, a quantidade de estados possíveis não será igual para todos os pontos. Além disso, neste trabalho não foi feito nenhum tipo agregação em um determinado número de estados, o que poderia ser facilmente aplicado.

**Tabela 5.11 – Disponibilidade de Gás para as UTE – Prioridade Elétrica**

Estado	Ponto de Carga 12			Estado	Ponto de Carga 20		
	Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)		Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)
1	0,0	0,034	0,034	1	0,0	6,257	6,257
2	376,6	0,029	0,063	2	44,4	0,029	6,286
3	386,0	0,029	0,091	3	74,9	0,029	6,314
4	400,0	99,909	100,000	4	142,7	0,005	6,320
<b>Valor Esperado</b>	<b>399.85</b>			5	168,4	0,005	6,325
				6	177,8	0,093	6,418
				7	245,6	0,543	6,961
				8	341,5	0,023	6,984
				9	343,9	0,005	6,989
				10	346,2	0,005	6,995
				11	357,9	0,029	7,024
				12	367,3	0,005	7,029
				13	371,9	0,029	7,058
				14	393,8	0,149	7,206
				15	400,0	92,794	100,000
				<b>Valor Esperado</b>	<b>373.65</b>		

Como pode ser visto na Tabela 5.11 o nó 12 apresenta disponibilidade de gás correspondente a 400 MW de geração em 99,91% do tempo, podendo assim a UTE conectada neste ponto gerar toda sua capacidade instalada praticamente todo o tempo. Percebe-se também que o valor esperado de disponibilidade de geração é de, aproximadamente, 400 MW, ou seja, toda a capacidade instalada. Por outro lado, o nó 20, nesta mesma simulação, possui disponibilidade nula do combustível de 6,26%, o que reduz seu valor esperado de disponibilidade para 373,65 MW. Concluimos assim que mesmo com a política de operação da rede de gás de priorizar o atendimento elétrico, este não pode ser integralmente garantido devido a possíveis indisponibilidades

de elementos da rede de gás. Além disso, concluímos também que a localização das usinas influirá na disponibilidade do insumo a ela transportado, devendo esta localização ser definida não somente por critérios de segurança elétrica, mas também de gás natural.

Para avaliar os efeitos desta indisponibilidade, os resultados da Tabela 5.11 alimentaram o modelo de avaliação da confiabilidade composta do sistema elétrico, interferindo assim na disponibilidade destas UTE. No caso original, as usinas poderiam ficar indisponíveis apenas devido a saídas forçadas das unidades geradoras. Como foi mostrado na Figura 5.2, neste caso foram considerados os geradores conectados as barras 18 e 21 do sistema RTS como alimentados pelos pontos de carga 12 e 20 do sistema de gás, respectivamente. A Tabela 5.12 apresenta as probabilidades dos estados destes geradores, as quais não foram alteradas com relação ao caso original. As duas usinas são modeladas com apenas uma máquina.

**Tabela 5.12 – Disponibilidade das Unidades Geradoras do caso 3**

Gerador	Disponibilidade	Indisponibilidade
Gerd 18	88%	12%
Gerd 21	88%	12%

Os índices globais de confiabilidade, LOLP, EPNS, EENS e LOLE obtidos nesta simulação são apresentados na Tabela 5.13. Os resultados apresentados na Tabela 5.6 foram repetidos aqui para facilitar a comparação.

**Tabela 5.13 – Índices Globais para o Caso 3.1**

Índices	Valor – Caso 3.1	Valor – RTS
LOLP	12,75%	10,73%
EPNS	21,357 MW	17,82 MW
LOLE	1.116,9 horas	939,95 horas
EENS	187.047,93 MWh	156.071,86 MWh

Comparando tais valores com os apresentados como referência para o sistema RTS, onde foi considerado apenas indisponibilidade das unidades geradoras, percebemos que a representação da rede de gasodutos influi na confiabilidade do sistema elétrico. Podemos confirmar assim a necessidade desta representação para este tipo de estudos.

A Tabela 5.14 apresenta os resultados para cada ponto de carga deste caso. Comparando estes valores com os da Tabela 5.7 percebemos que percebemos que houve uma piora nos índices das barras 2, 3, 4, 7, 8. Já as barras 13 e 15 apresentaram melhoras em seus índices. Porém, de maneira geral, o sistema apresentou menor capacidade de atender a carga, como mostrado na Tabela 5.13.

**Tabela 5.14 - Resultados por Barra para o Caso 3.1**

Ponto de Carga	EPNS (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh)	LOLE (horas)
Carga 1	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 2	8,48	12,73	74.265,64	1.115,15
Carga 3	0,68	1,22	5.961,17	106,87
Carga 4	5,38	12,43	47.134,67	1.088,87
Carga 5	0,00	0,00	0,08	0,00
Carga 6	0,08	0,42	741,53	36,79
Carga 7	0,12	0,18	1.027,65	15,77
Carga 8	5,84	5,47	51.179,23	479,17
Carga 9	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 10	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 13	0,00	0,00	0,02	0,00
Carga 14	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 15	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 16	0,09	0,16	803,28	14,02
Carga 18	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 19	0,00	0,00	0,00	0,00
Carga 20	0,68	1,12	5.934,65	98,11

Além de avaliar os índices globais e nos pontos de carga do sistema devemos também analisar a distribuição das gerações destas duas usinas considerando a disponibilidade de gás natural. O Gráfico 5.1 apresenta as curvas de distribuição acumulada de geração

da usina conectada a barra 18 do sistema RTS, a qual é alimentado pelo ponto de entrega 12 do sistema de gás natural. O Gráfico 5.2 apresenta a distribuição de geração do gerador 21 do sistema RTS, alimentado pelo ponto de entrega 20 do sistema de gás natural. Nestes dois gráficos são apresentadas as curvas do sistema RTS de referência e do caso considerando a rede de gás natural. Inicialmente, percebemos que houve uma redução na quantidade de estados de geração verificados no Gráfico 5.1 e Gráfico 5.2 com os apresentados na Tabela 5.11. Isso ocorre pois, ao agregarmos a disponibilidade de gás com a das unidades geradoras, reduzimos as probabilidades de ocorrência dos estados de geração, e aumentamos a probabilidade da usina estar indisponível. Desta forma, muitos estados intermediários, que já apresentavam baixa probabilidade, acabam não sendo sorteados, e, conseqüentemente, não aparecem nos gráficos de geração.

Percebemos a partir da análise dos gráficos que a menor disponibilidade de gás no ponto de entrega 20 influenciou na geração da UTE conectada a barra 21 do sistema elétrico. Como mostrado no Gráfico 5.2, sem a consideração da rede de gás natural esta usina ficou indisponível em aproximadamente 12% do tempo. Com a representação da disponibilidade de gás, este valor subiu para aproximadamente 18%, mesmo quando a operação desta rede prioriza o atendimento das termelétricas. Com relação a geração esperada, este valor caiu de 350,8 MW para 329,5 MW ao representarmos a indisponibilidade do gás.

A geração da usina termelétrica conectada a barra 18 do sistema RTS praticamente não se alterou, como pode ser visto no Gráfico 5.1. Isso era esperado, dado que neste caso o ponto de entrega de gás desta UTE esteve com disponibilidade máxima em, praticamente, 100% dos cenários, como mostrado na Tabela 5.11. A ligeira melhora percebida visualmente no Gráfico 5.1 está dentro do intervalo de confiança estabelecido (5%). Além disso, vale destacar que estes gráficos apresentam as curvas de geração

amostradas pelo modelo de confiabilidade composta, que utiliza Simulação Monte Carlo, e não as distribuições de probabilidade acumuladas reais, que podem ser facilmente obtidas analiticamente.

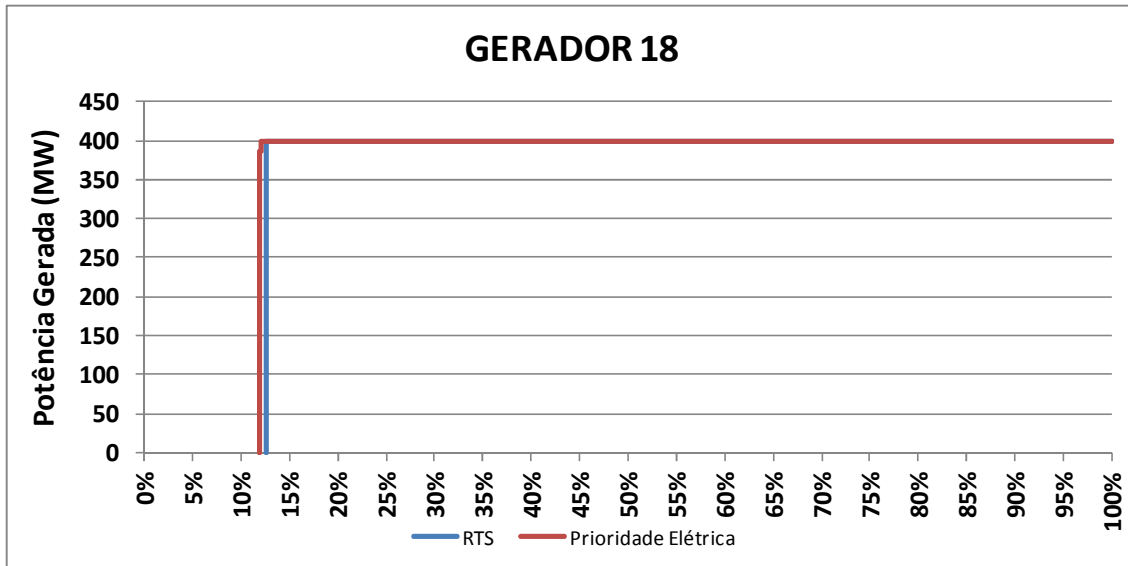


Gráfico 5.1 – Comparação da geração da na Barra 18 nos casos com e sem a rede de gás

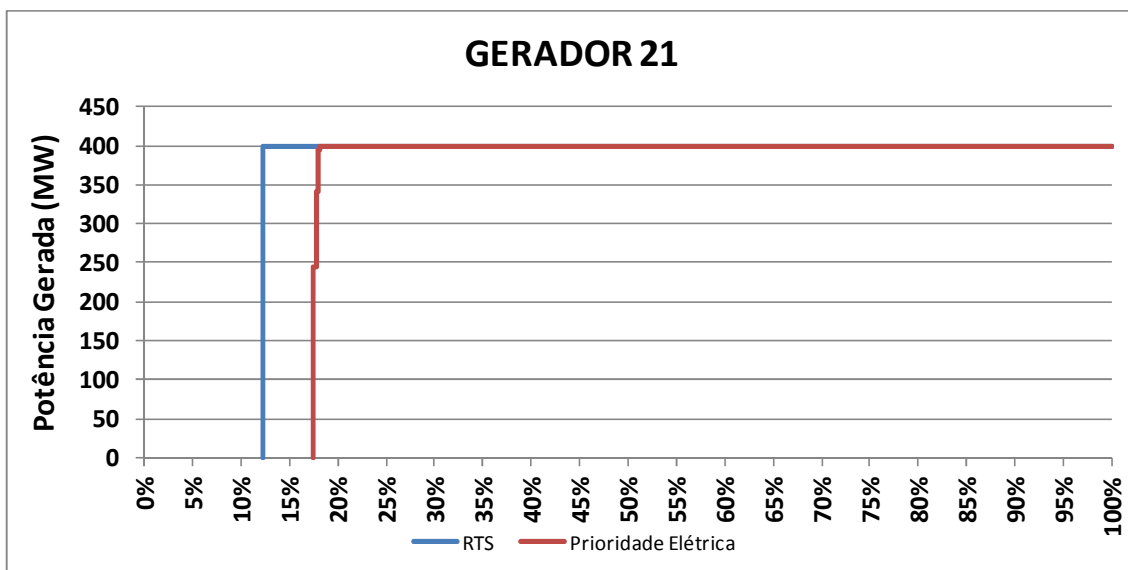


Gráfico 5.2 – Comparação da geração da na Barra 21 nos casos com e sem a rede de gás

Este estudo de caso nos permite concluir alguns pontos importantes, que já foram falados, mas devem ser reforçados neste momento. O primeiro deles é que a representação da rede de gasodutos pode interferir na confiabilidade global do sistema elétrico, mostrado através dos índices calculados, confirmando que tal representação é



essencial para uma análise real da confiabilidade do sistema elétrico. Outro ponto a se destacar é que a localização de uma usina termelétrica não deve ser determinada apenas por meio de critérios do sistema elétricos, como necessidade de injeção ou até mesmo segurança energética. É necessário levar em consideração a confiabilidade da rede de gás natural, visto que diferentes pontos de entrega possuem diferentes condições de atendimento, mesmo esta rede operando com o objetivo de priorizar este tipo de consumidores.

### **5.3.2. Caso 3.2: Priorização para os Consumidores Não-elétricos**

Este estudo de caso tem o objetivo de avaliar uma política operativa da rede de gasoduto oposta à anterior, ou seja, considerando a priorização do atendimento as demandas não-termelétricas da rede de gás natural. A Tabela 5.15 apresenta os resultados da disponibilidade de gás para os pontos de entrega das UTE.

Como esperado, com esta política operativa, estes pontos apresentam uma disponibilidade muito inferior se comparado ao caso anterior, onde era possível gerar toda a capacidade instalada nas UTE em 99,91% e 92,79%, respectivamente, para os pontos 12 e 20. O valor esperado de disponibilidade para a geração foi reduzido consideravelmente para 320,49 e 294,49 MW, respectivamente, para os pontos 12 e 20.

Novamente, o nó 20, cuja UTE por ele alimentada pode gerar toda sua capacidade instalada em apenas 70,84% dos cenários, apresenta uma disponibilidade inferior ao nó 12, no qual a UTE pode gerar seus 400 MW em 78,85% dos cenários considerados.

**Tabela 5.15 – Disponibilidade de Gás para as UTE – Prioridade Não-Elétrica**

Estado	Ponto de Carga 12			Estado	Ponto de Carga 20		
	Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)		Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)
1	0,0	19,731	19,731	1	0,0	24,184	24,184
2	109,9	0,029	19,760	2	21,1	0,149	24,333
3	226,9	0,029	19,788	3	23,4	0,177	24,511
4	229,2	0,149	19,937	4	28,1	0,005	24,516
5	280,7	0,029	19,966	5	32,7	0,029	24,545
6	299,4	0,029	19,994	6	35,1	0,080	24,625
7	311,1	0,149	20,143	7	42,1	0,005	24,630
8	346,2	0,005	20,149	8	46,8	0,543	25,173
9	400,0	79,851	100,000	9	70,2	0,029	25,202
<b>Valor Esperado</b>	<b>320,49</b>			10	182,5	0,011	25,213
				11	198,8	0,005	25,218
				12	201,2	0,029	25,247
				13	217,5	0,005	25,252
				14	222,2	0,005	25,258
				15	243,3	0,029	25,286
				16	266,7	0,005	25,292
				17	269,0	0,029	25,320
				18	271,3	3,745	29,065
				19	294,7	0,005	29,071
				20	304,1	0,011	29,082
				21	308,8	0,005	29,087
				22	322,8	0,029	29,116
				23	325,1	0,023	29,139
				24	334,5	0,005	29,144
				25	341,5	0,005	29,150
				26	364,9	0,005	29,155
				27	387,9	0,005	29,161
				28	400,0	70,839	100,000
				<b>Valor Esperado</b>	<b>294,49</b>		

Apesar de o nó 12 continuar com apenas dois estados com probabilidades significativas de ocorrência (0 e 400 MW), o nó 20 passou a ter, além destes dois, diversos outros estados com probabilidades de ocorrências relevantes, os quais totalizam 4,98% de chances de ocorrência. Entretanto, dentre estes cenários, o de maior probabilidade é o de 271,3 MW, com 3,75%, concentrando assim praticamente toda a participação destes estados intermediários.

Alimentando o modelo de confiabilidade do sistema elétrico com os dados da Tabela 5.15, chegamos aos índices globais apresentados na Tabela 5.16, que apresenta também os valores para os casos 3.1 e RTS.

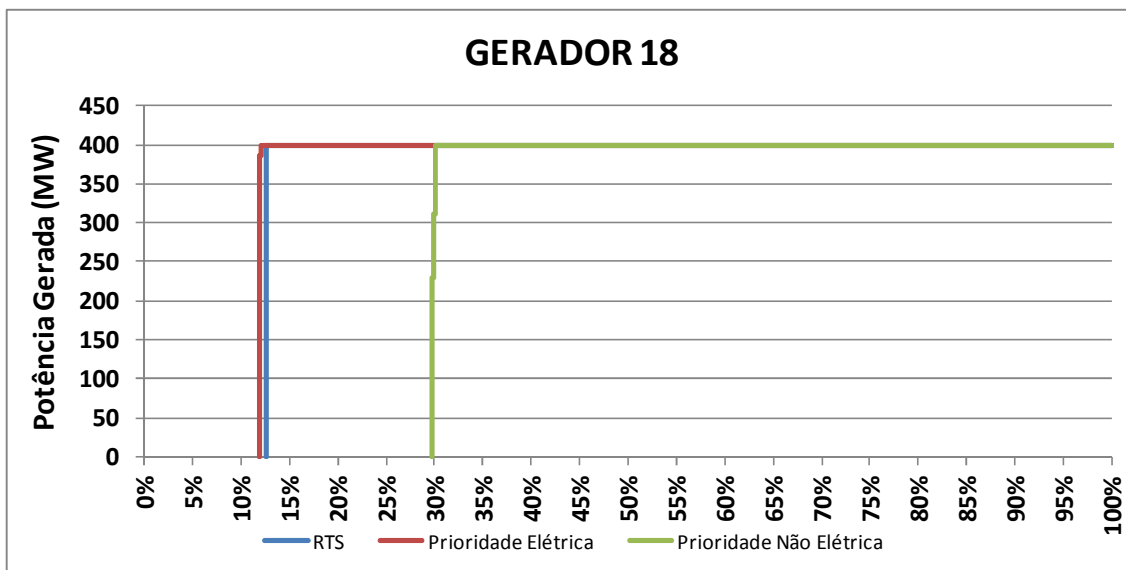
**Tabela 5.16 - Índices Globais para o Caso 3.2**

<b>Índices</b>	<b>Valor – Caso 3.2</b>	<b>Valor – Caso 3.1</b>	<b>Valor – RTS</b>
LOLP	25,61%	12,75%	10,73%
EPNS	57,012 MW	21,357 MW	17,82 MW
LOLE	2.243,4 horas	1.116,9 horas	939,95 horas
EENS	498.911,61 MWh	187.047,93 MWh	156.071,86 MWh

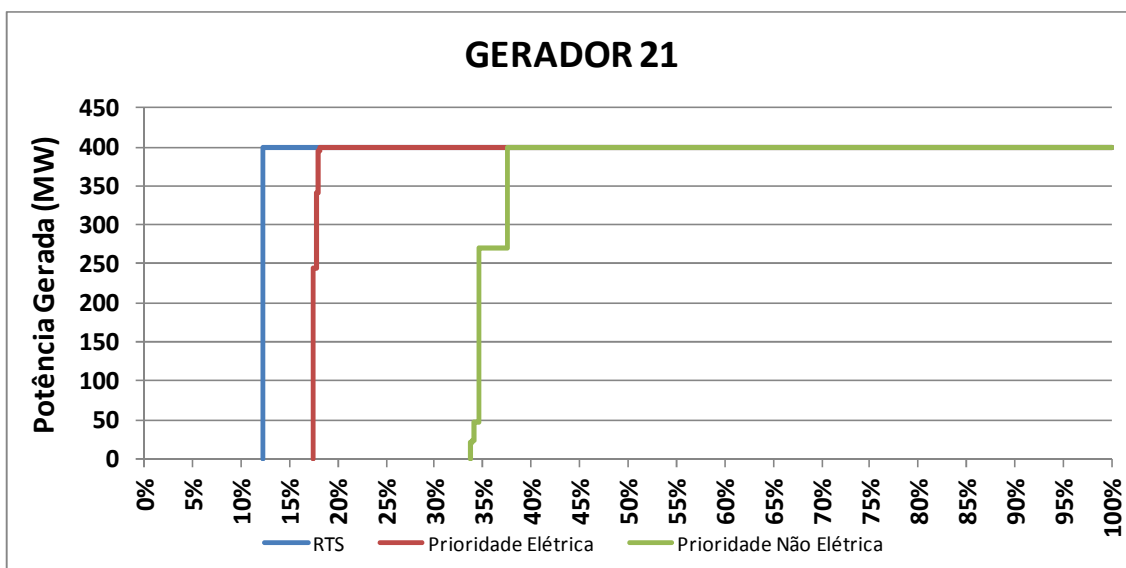
Percebemos assim que a alteração da política operativa do sistema de gás natural, ocorrida entre os casos 3.1 e 3.2, pode impactar significativamente nos índices do sistema elétrico. Neste caso, esta alteração fez com que a probabilidade de perda de carga aumentasse de 12,75% para 25,61% e o valor esperado de potência não suprida tivesse um aumento de, aproximadamente, 167%.

Como a operação da rede de gás é independente da operação do sistema elétrico, não podemos garantir como será definida a sua política. Por isso, é necessário que o sistema elétrico avalie, dentre as possibilidades, quais os impactos que elas causarão na sua operação. Esta avaliação deve ser feita nos estudos de planejamento da operação e, principalmente, no planejamento da expansão.

Para avaliarmos as gerações destas usinas nestes três casos o Gráfico 5.3 e o Gráfico 5.4 apresentam, respectivamente, as distribuições acumuladas de geração para as UTE 18 e 21 do sistema RTS comparando-as com as curvas dos casos anteriores.



**Gráfico 5.3 – Geração da na Barra 18 nos casos analisados neste estudo**



**Gráfico 5.4 – Geração da na Barra 21 nos casos analisados neste estudo**

Percebemos que nestas duas usinas a alteração da política operativa da rede de gás impactou negativamente na geração destas UTE. A usina conectada a barra 18 do sistema RTS, que em 12% dos estados esteve indisponível para o sistema, teve este valor aumentado para, aproximadamente, 30%. No caso da usina conectada a barra 21 do sistema RTS, que havia gerado sua capacidade máxima em 81,90% dos cenários, agora teve este valor reduzido para 62,46%.

A geração esperada da usina conectada a barra 18, que no caso anterior era de 352,1 MW, caiu para 280,4 MW. Para a usina conectada a barra 21, este valor caiu de 329,5 para 258,3 MW.

Como destacado anteriormente, o nó 20 da rede de gasodutos, que leva gás natural para a UTE conectada a barra 21 do sistema elétrico, apresentou estados intermediários com probabilidades de ocorrências significativas neste caso. Sete dos estados apresentados na Tabela 5.15 foram obtidos na simulação do sistema elétrico, totalizando 3,83% de probabilidade de ocorrência. Entretanto, o estado de 271,3 MW apresentou probabilidade de ocorrência de 2,96%, sendo este o mais significativo e mantendo a coerência com o resultado da rede de gasodutos.

### 5.3.3. Caso 3.3: Rede de Gás Sem Prioridade de Atendimento

Para avaliar as três principais políticas operativas da rede de gás, foi simulado este caso sem prioridade de atendimento. Devido à grande quantidade de estados possíveis de disponibilidade de gás nos pontos de entrega, neste caso estes valores foram agregados por faixa de potência, a cada 10%, os quais são apresentados na Tabela 5.17.

**Tabela 5.17 – Disponibilidade de Gás para as UTE – Sem Prioridade de Atendimento**

Estado	Ponto de Carga 12			Estado	Ponto de Carga 20		
	Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)		Gen (MW)	Prob. (%)	Prob. Acumulada (%)
1	0	0,781	0,781	1	0	13,092	13,092
2	40	0,627	1,408	2	40	0,641	13,733
3	80	0,180	1,588	3	120	0,085	13,818
4	120	2,438	4,026	4	160	0,057	13,875
5	160	0,326	4,352	5	200	0,141	14,015
6	200	3,479	7,831	6	240	0,980	14,996
7	240	0,177	8,008	7	280	0,638	15,634
8	280	0,062	8,070	8	320	0,804	16,439
9	320	0,028	8,098	9	360	3,542	19,980
10	360	0,045	8,143	10	400	80,020	100,000
11	400	91,857	100,000				
<b>Valor Esperado</b>	<b>379,08</b>			<b>Valor Esperado</b>	<b>340,27</b>		

Analisando os resultados da rede de gás, percebemos que o valor esperado de disponibilidade para geração foi um valor intermediário entre os casos anteriores: 379,08 MW para o ponto 12 e 340,27 MW para o ponto 20. Isso também ocorre para os valores de disponibilidade plena e nula para a geração.

Considerando os valores da Tabela 5.17 no modelo de confiabilidade composta chegamos aos índices globais apresentados na Tabela 5.18.

**Tabela 5.18 - Índices Globais para o Caso 3.3**

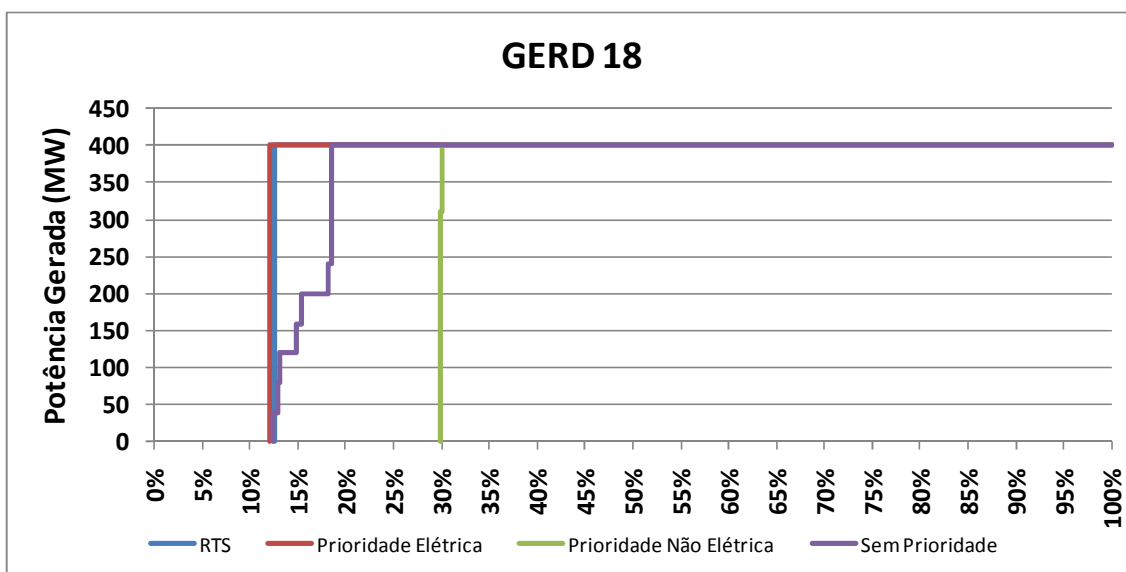
<b>Índices</b>	<b>Valor Caso 3.3</b>	<b>Valor Caso 3.2</b>	<b>Valor Caso 3.1</b>	<b>Valor RTS</b>
LOLP (%)	17,09	25,61	12,75	10,73
EPNS (MW)	31,178	57,012	21,357	17,82
LOLE (horas)	1.497,1	2.243,4	1.116,9	939,95
EENS (MWh)	273.119,3	498.911,61	187.047,93	156.071,86

Como esperado, os índices globais deste sistema também foram intermediários aos casos anteriores. A Tabela 5.19 apresenta os valores por ponto de carga da rede elétrica. Percebemos aqui que a piora dos índices, quando comparados com os valores do sistema RTS, foi maior que no Caso 3.1. Podemos notar também um comportamento do sistema semelhante ao ocorrido anteriormente. Novamente, as barras 2, 3, 4, 7, 8 e 20 tiveram valores piores para seus índices. As barras 6 e 16, que no Caso 3.1 praticamente não sofreram alteração com relação ao RTS original, aqui apresentaram piora mais significativa, enquanto as barras 13 e 15 novamente apresentaram melhoras.

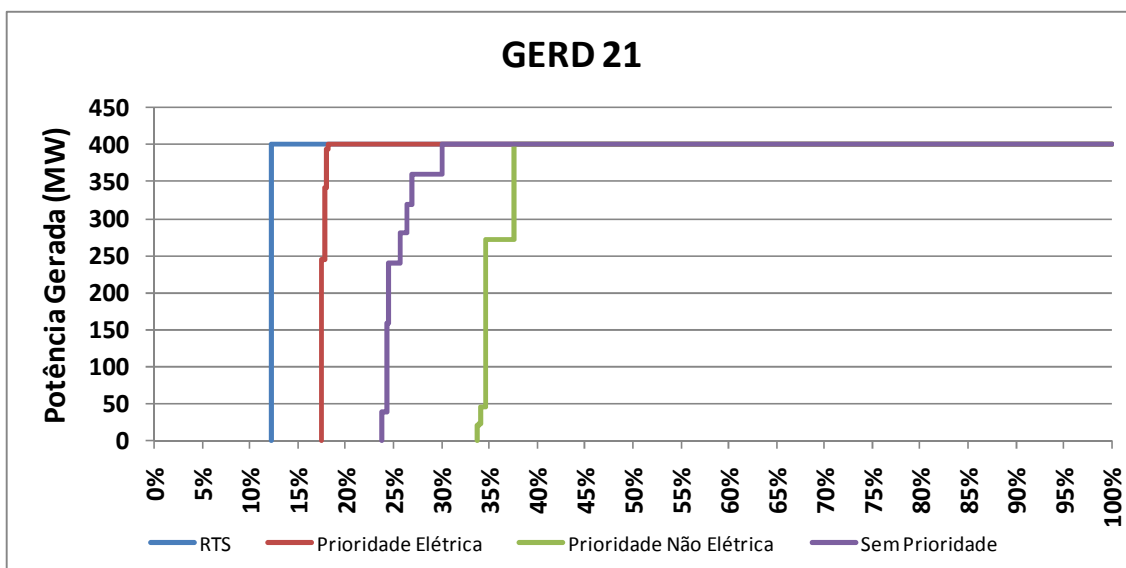
**Tabela 5.19 - Resultados por Pontos de Carga para o caso 3.3**

Ponto de Carga	EPNS (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh)	LOLE (horas)
Carga 1	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 2	11,91	17,0	104.351,83	1.491,83
Carga 3	1,29	2,2	11.321,53	193,60
Carga 4	7,69	16,7	67.400,70	1.464,67
Carga 5	0,00	0,0	0,14	0,00
Carga 6	0,17	1,0	1.521,15	89,35
Carga 7	0,21	0,4	1.808,15	35,04
Carga 8	8,58	7,8	75.124,78	678,90
Carga 9	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 10	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 13	0,02	0,0	164,45	2,63
Carga 14	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 15	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 16	0,15	0,2	1.293,42	17,52
Carga 18	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 19	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 20	1,14	1,8	9.977,31	153,30

O Gráfico 5.5 e o Gráfico 5.6 apresentam, respectivamente, as distribuições acumuladas de geração para as UTE 18 (conectava ao ponto 12 da rede de gás) e 21 (conectava ao ponto 20 da rede de gás) do sistema RTS comparando-as com as curvas dos casos anteriores.



**Gráfico 5.5 – Geração da na Barra 18 nos casos 3.1 a 3.3**



**Gráfico 5.6 – Geração da na Barra 21 nos casos 3.1 a 3.3**

Estes gráficos, além de confirmarem o que já foi dito nas análises dos resultados anteriores deste caso, mostra o impacto dos estados intermediários de disponibilidade de gás (ou seja, valores entre 0 e 400 MW) na geração. Com a política de atender todos os consumidores de gás com igual prioridade, os estados intermediários passaram a ter uma probabilidade de ocorrência mais significativa, tanto para a usina 18 quanto para a 21.

A Tabela 5.20 apresenta uma comparação entre os valores esperados da disponibilidade de gás no ponto de conexão com a rede elétrica e a geração das usinas. Nota-se que, em ambos os casos, a diferença encontrada é de, aproximadamente, 12%. Como foi mostrado na Tabela 5.12, este valor é, justamente, a indisponibilidade das máquinas destas usinas.

**Tabela 5.20 – Comparação entre a Disponibilidade de Gás e Geração de Energia Elétrica**

Usina	Disponibilidade de Gás (MW)	Geração Elétrica (MW)	Diferença (%)
GERD 18	379,08	355,70	11,44
GERD 21	340,27	298,12	12,39



## 5.4. Caso 4: Sistema de Gás Brasileiro acoplado ao Sistema RTS

Neste caso, foi novamente utilizado o sistema elétrico RTS, porém a rede de suprimento de gás considerada foi uma simplificação da rede brasileira, apresentada em [31], que envolve parte da rede de gasodutos das regiões Sul e Sudeste. São 24 nós e 25 gasodutos, incluindo trechos do gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol). A Figura 5.4 apresenta esta rede, destacando os pontos de conexão com o sistema elétrico.

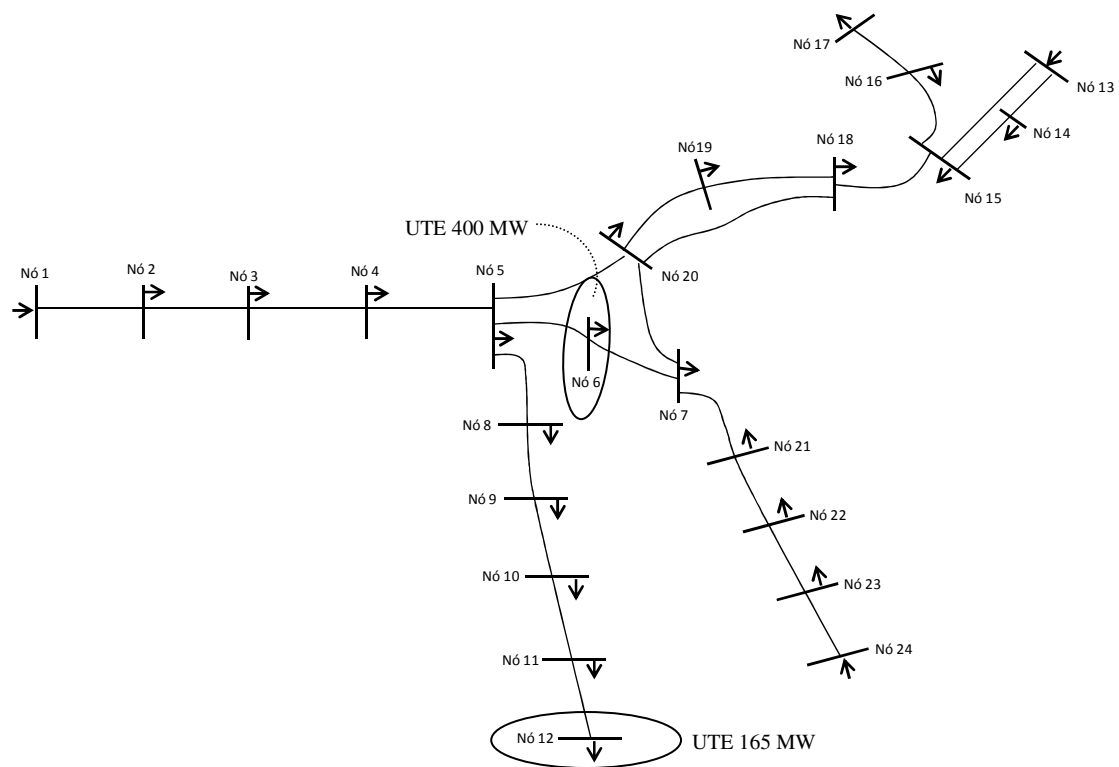


Figura 5.4 – Rede de Gasodutos utilizada no Caso 4

**Tabela 5.21 – Informações dos Nós da Rede de Gás Natural – Caso 4**

Nó	Produção Mínima	Produção Máxima	Pressão Mínima (bar)	Pressão Máxima (bar)	Demanda Industrial (Milhões de Nm <sup>3</sup> )	Demanda Térmica (Milhões de Nm <sup>3</sup> )
1	0,00	31,30	20,00	101,97	0,000	0,000
2	-inf	0,00	20,00	101,97	0,035	0,000
3	-inf	0,00	20,00	101,97	1,000	0,000
4	-inf	0,00	20,00	101,97	3,140	0,000
5	-inf	0,00	20,00	101,97	2,030	0,000
6	-inf	0,00	20,00	76,48	2,500	2,963
7	-inf	0,00	20,00	76,48	0,800	0,000
8	-inf	0,00	20,00	101,97	2,100	0,000
9	-inf	0,00	20,00	101,97	3,400	0,000
10	-inf	0,00	20,00	76,48	0,820	0,000
11	-inf	0,00	20,00	76,48	0,910	0,000
12	-inf	0,00	20,00	76,48	1,200	1,100
13	0,00	16,00	20,00	101,97	0,000	0,000
14	-inf	0,00	20,00	101,97	3,200	0,000
15	-inf	0,00	20,00	101,97	10,350	0,000
16	-inf	0,00	20,00	66,28	0,300	0,000
17	-inf	0,00	20,00	66,28	1,600	0,000
18	-inf	0,00	20,00	66,28	1,600	0,000
19	-inf	0,00	20,00	66,28	2,060	0,000
20	-inf	0,00	20,00	66,28	1,680	0,000
21	-inf	0,00	20,00	66,28	2,800	0,000
22	-inf	0,00	20,00	66,28	3,230	0,000
23	-inf	0,00	20,00	56,08	1,200	0,000
24	0,00	2,00	20,00	56,08	0,000	0,000

A Tabela 5.21 apresenta as informações nodais desta rede, enquanto a Tabela 5.22 apresenta as informações dos gasodutos. A operação desta rede foi simulada considerando a demanda industrial de gás apresentada em [31] e o consumo necessário para que todas as UTE gerassem sua capacidade máxima, também apresentados na Tabela 5.21.

**Tabela 5.22 – Informações dos Gasodutos da Rede de Gás Natural – Caso 4**

De	Para	Diâmetro (mm)	Comprimento (km)	Possui Compressor?
1	2	812,8	394,6	Sim
2	3	812,8	314,1	Sim
3	4	812,8	505	Sim
4	5	812,8	42,4	Não
5	6	609,6	44,0	Não
6	7	609,6	109,0	Não
5	8	609,6	62,6	Não
8	9	609,6	381,6	Não
9	10	508,0	227,4	Sim
10	11	457,2	133,0	Sim
11	12	406,4	295,4	Não
13	14	508,0	13,0	Não
14	15	508,0	170,0	Não
15	16	406,4	138,0	Sim
16	17	406,4	221,0	Sim
15	18	457,2	41,9	Sim
18	19	457,2	53,1	Não
19	20	558,8	222,3	Sim
20	7	558,8	34,0	Não
7	21	558,8	35,0	Não
21	22	558,8	26,4	Não
22	23	304,8	42,0	Sim
23	24	406,4	27,0	Não
13	15	406,4	183,0	Não
5	20	711,2	190,0	Não
20	18	711,2	255,0	Não

Para simplificar o acoplamento das duas redes algumas adaptações foram feitas. De modo a permitir que o caso considerando a rede de gás fosse comparável com o caso RTS, anteriormente apresentado, a rede elétrica não foi alterada. Assim, a UTE conectada ao nó 12 da rede de gás, de 165 MW, foi representada pela usina conectada a barra 16 do sistema RTS, de 155 MW, considerando que o consumo de gás necessário para gerar a disponibilidade máxima da usina fosse o mesmo. A UTE conectada ao nó 6 da rede de gás, de 400 MW, foi representada pela usina conectada na barra 18 do sistema RTS, também de 400 MW. Em [31] existe ainda uma UTE de 1.050 MW, conectada ao nó 15 da rede de gás. Como não existe uma usina com capacidade instalada próxima de 1.050 MW no sistema RTS, nos casos 4.1 a 4.3 sua demanda foi considerada na simulação da rede de gás, porém esta não foi representada no sistema

elétrico. Vale destacar, entretanto, que estas considerações foram feitas apenas para manter a base de comparação com o sistema RTS original. Tanto o modelo de análise da rede de gás quanto o modelo de confiabilidade composta do sistema elétrico permitem a utilização de usinas de qualquer porte e em qualquer quantidade.

A conexão desta rede de gás com o sistema elétrico é feita por meio das UTE conectadas nas barras 16 e 18 do sistema RTS, como dito anteriormente. A Tabela 5.23 apresenta as disponibilidades destes geradores. As duas usinas são modeladas com apenas uma máquina.

**Tabela 5.23 - Disponibilidade das Unidades Geradoras do caso 4**

Gerador	Disponibilidade	Indisponibilidade
Gerd 16	96%	4%
Gerd 18	88%	12%

#### **5.4.1. Caso 4.1 – Considerando a Rede de Gás Original**

A simulação desta rede foi realizada considerando que todos os pontos de carga têm a mesma prioridade no atendimento. A Tabela 5.24 apresenta o resultado do despacho ótimo da rede de gás considerando a rede íntegra. Comparando estes resultados com os fluxos requeridos, apresentados na Tabela 5.21, nota-se que, mesmo neste caso, a UTE conectada no nó 12 da rede de gás não tem suprimento suficiente para gerar toda a sua capacidade instalada. Percebemos que nenhum nó da rede teve sua pressão nos limites, mas que todas as fontes de gás estão fornecendo sua capacidade máxima, sendo esta a restrição ativa para o pleno atendimento da demanda.

A Tabela 5.25 apresenta a disponibilidade de gás nos pontos de entrega para as UTE conectadas aos nós 6 e 12, os quais serão utilizados como entrada para a simulação da rede elétrica.

**Tabela 5.24 - Despacho Ótimo da Rede de Gás – Caso 2**

Nó	S <sub>i</sub> (Mm <sup>3</sup> /dia)	d <sub>i</sub> (Mm <sup>3</sup> /dia)	P <sub>i</sub> (bar)
1	31,3		94,396
2		0,035	78,285
3		1,000	62,604
4		3,140	38,957
5		2,030	35,471
6		5,463	33,571
7		0,800	32,821
8		2,100	32,840
9		3,400	21,049
10		0,820	24,549
11		0,910	26,901
12		1,582	22,350
13	16,0		45,197
14		3,200	43,411
15		10,350	28,652
16		0,300	30,003
17		1,600	30,003
18		1,600	32,568
19		2,060	32,236
20		1,680	33,011
21		2,800	31,963
22		3,230	31,822
23		1,200	31,767
24	2,0		31,247

**Tabela 5.25 - Disponibilidade de Gás para as UTE**

Ponto de Carga 6				Ponto de Carga 12			
Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada(%)	Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada(%)
1	0,0	14,047	14,047	1	0,0	31,942	31,942
2	40,0	0,026	14,073	2	15,5	0,109	32,051
3	160,0	0,112	14,185	3	31,0	0,063	32,113
4	200,0	0,236	14,421	4	46,5	51,231	83,344
5	240,0	0,109	14,530	5	62,0	3,217	86,561
6	280,0	2,740	17,270	6	93,0	0,026	86,587
7	320,0	0,026	17,296	7	108,5	0,672	87,259
8	360,0	0,208	17,504	8	124,0	0,156	87,415
9	400,0	82,496	100,000	9	139,5	0,363	87,778
				10	155,0	12,222	100,000

Nota-se que a UTE conectada ao nó 12, além de não ter sua demanda totalmente atendida no caso base, apresenta uma grande probabilidade de ter suprimento nulo e

baixa probabilidade de ter suprimento total, quando comparada com a UTE conectada ao nó 6. Além disso, a o ponto de carga 12 tem diversas situações de atendimento parcial, resultando em estados intermediários mais significativos, que totalizam cerca de 55,8% dos cenários avaliados. Já para o nó 6, os estados de atendimento parcial representam cerca de 3,5% dos cenários avaliados, indicando que esta usina oscila entre ter seu atendimento pleno e nulo.

Simulando a rede elétrica alimentada pelas disponibilidades de gás apresentadas na Tabela 5.25, obtemos os índices globais apresentados na Tabela 5.26.

**Tabela 5.26 - Índices Globais para o Caso 4.1**

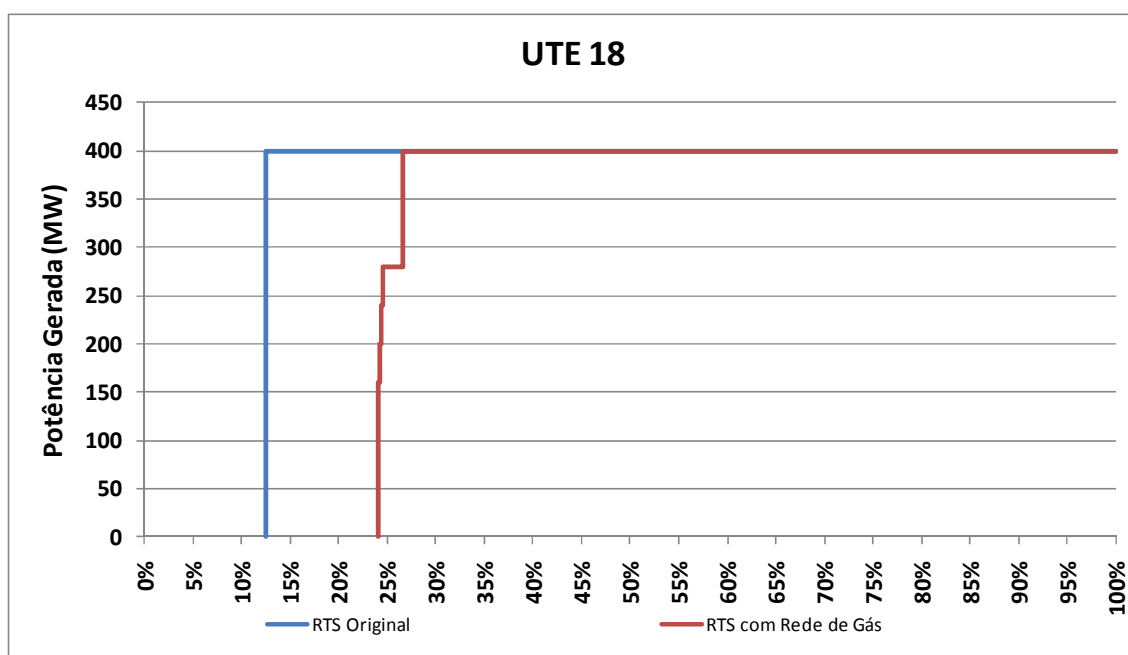
<b>Índices</b>	<b>Valor – Caso 4.1</b>	<b>Valor – RTS</b>
LOLP	27,42 %	10,73%
EPNS	39,60 MW	17,82 MW
LOLE	2.401,99 horas	939,95 horas
EENS	346.869,70 MWh	156.071,86 MWh

Novamente, a representação do sistema de gás alterou significativamente os índices globais do sistema elétrico comparando-os o resultado do sistema RTS sem esta representação. A Tabela 5.27 apresenta os resultados por ponto de carga para este caso.

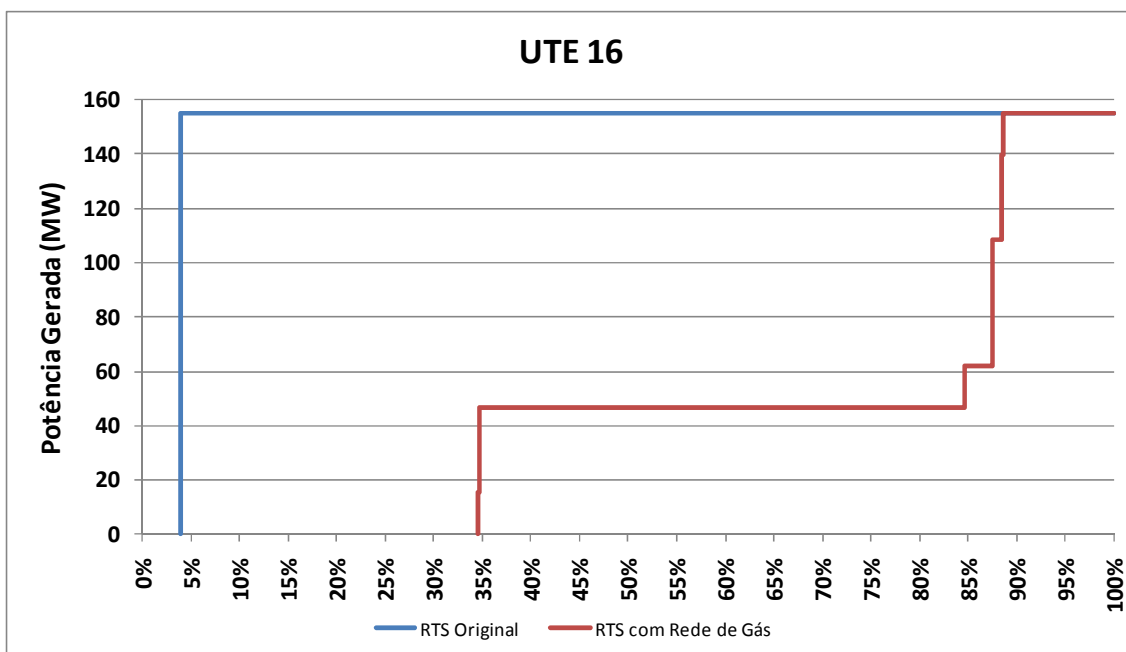
O Gráfico 5.7 compara a geração da UTE 18, alimentada pelo ponto de carga 6 do sistema de gás, no caso considerando a rede de gás natural e no caso RTS original, enquanto o Gráfico 5.8 apresenta para a UTE 16, alimentada pelo ponto de carga 12 da rede de gás.

**Tabela 5.27 - Resultados por Pontos de Carga para o caso 4.1**

Ponto de Carga	EPNS (MW)	LOLP (%)	EENS (MWh)	LOLE (horas)
Carga 1	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 2	16,66	27,3	145.962,61	2.387,10
Carga 3	1,25	2,4	10.967,51	211,12
Carga 4	10,00	26,8	87.559,38	2.344,18
Carga 5	0,00	0,0	0,19	0,00
Carga 6	0,43	2,2	3.753,46	192,72
Carga 7	0,09	0,4	822,37	32,41
Carga 8	9,40	9,3	82.304,65	811,18
Carga 9	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 10	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 13	0,37	0,3	3.235,79	25,40
Carga 14	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 15	0,11	0,0	930,29	3,50
Carga 16	0,09	0,1	787,86	10,51
Carga 18	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 19	0,00	0,0	0,00	0,00
Carga 20	1,15	1,3	10.109,28	113,00



**Gráfico 5.7 – Geração da UTE 18 nos casos com e sem representação da rede de gás natural**



**Gráfico 5.8 – Geração da UTE 16 nos casos com e sem representação da rede de gás natural**

Percebemos que algumas conclusões tiradas apenas com os resultados da rede de gás se reproduzem aqui. A primeira delas é que, para a UTE 18 os estados de suprimento parcial de gás são menos significativos. Pela análise do Gráfico 5.7, percebemos que o estado de geração de 280 MW, com probabilidade de ocorrência de aproximadamente 2%, concentra, praticamente, toda as situações diferentes de geração plena ou nula. Já para a UTE 16 é possível identificarmos uma “escada” saindo da geração nula e chegando até a geração máxima desta usina, com destaque para o valor de geração de 46,5 MW, que detém cerca de 50% de probabilidade de ocorrência.

As duas usinas foram aqui representadas como tendo apenas uma unidade geradora, modelada a dois estados (operativo e falho). Desta forma, todos os estados de geração intermediários foram devidos apenas ao suprimento de gás, visto que são fruto da combinação entre uma máquina operando e montante de combustível fornecido.



Se analisarmos a permanência no estado de geração nulo, para as duas usinas, percebemos que a UTE 18 apresenta maior influência da indisponibilidade da sua unidade geradora que a UTE 16. De acordo com a Tabela 5.25 era esperado que a UTE 18 não pudesse operar, devido à indisponibilidade de combustível, por cerca de 14,0%. Entretanto, na análise conjunta com a disponibilidade da rede elétrica, tal valor chega a 24,1% do tempo, enquanto que para a UTE 16 ele passa de, aproximadamente, 31,9% para 34,6% do tempo. A principal razão desta variação está nas disponibilidades consideradas para cada unidade geradora. A máquina da UTE 18 apresenta uma indisponibilidade de 12%, enquanto que a da UTE 16 apresenta apenas 4% de indisponibilidade.

#### **5.4.2. Caso 4.2: Alteração das disponibilidades dos componentes da Rede de Gás**

Para aprofundarmos na avaliação dos impactos dos componentes da rede de gás na confiabilidade dos consumidores de energia elétrica, foi simulado o caso a ser agora apresentado. A única alteração deste caso para o anterior foi na disponibilidade de alguns elementos da rede de gás natural, representando assim possíveis investimentos realizados na rede. Os compressores, que antes eram simulados com indisponibilidade de 4%, foram agora considerados com 2%. As fontes de gás, que neste estudo representam a agregação dos campos de produção com as unidades de processamento, tiveram sua disponibilidade aumentada de 95% para 97% do tempo. Os gasodutos foram mantidos com 1% de indisponibilidade. Estas alterações foram feitas com o intuito de avaliar o impacto no sistema elétrico de possíveis investimentos na rede de gasodutos.

Desta forma, não houve alteração nos resultados das simulações nas diferentes configurações possíveis da rede de gás, mas somente na probabilidade de ocorrência de cada estado. A Tabela 5.28 apresenta os novos valores de disponibilidade para o suprimento das usinas termelétricas avaliadas.

**Tabela 5.28 - Disponibilidade de Gás para as UTE**

Ponto de Carga 6				Ponto de Carga 12			
Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada(%)	Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada(%)
1	0,0	8,718	8,718	1	0,0	20,958	20,958
2	40,0	0,020	8,738	2	15,5	0,046	21,004
3	160,0	0,046	8,784	3	31,0	0,039	21,043
4	200,0	0,093	8,877	4	46,5	65,845	86,889
5	240,0	0,040	8,918	5	62,0	2,676	89,565
6	280,0	2,033	10,950	6	93,0	0,020	89,584
7	320,0	0,020	10,970	7	108,5	0,697	90,282
8	360,0	0,113	11,083	8	124,0	0,079	90,361
9	400,0	88,917	100,000	9	139,5	0,165	90,526
				10	155,0	9,474	100,000

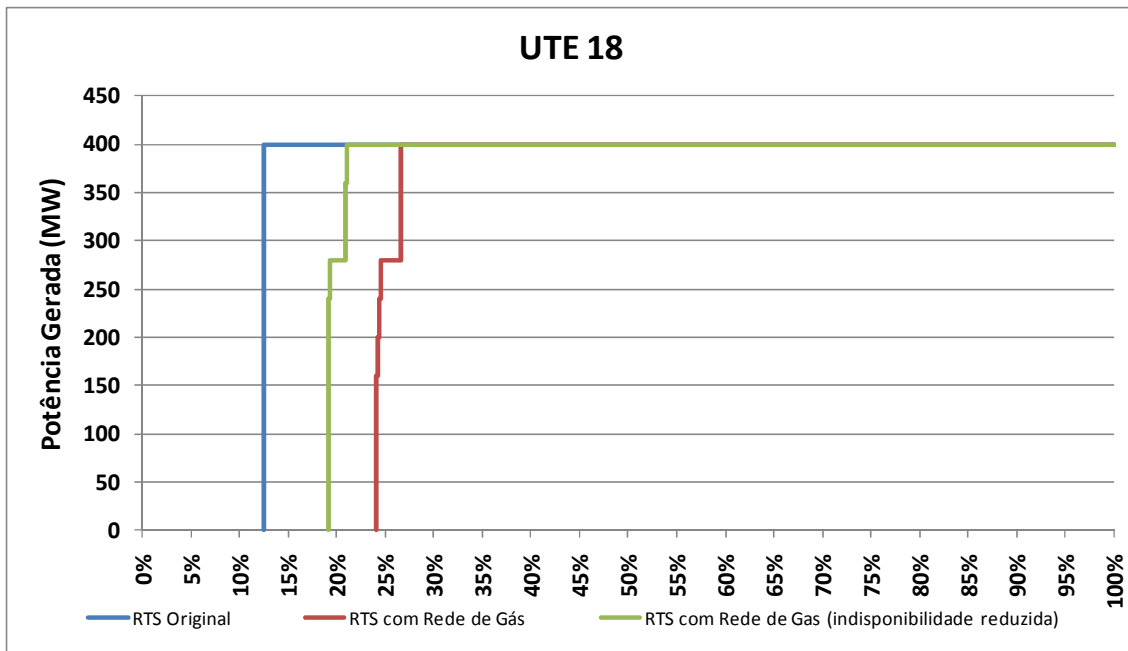
Comparando a Tabela 5.25 com a Tabela 5.28 percebemos que com esta pequena alteração foi obtido um ganho de 6,4% na probabilidade de ocorrência de disponibilidade plena para o ponto de carga 12. Para o ponto de carga 6, houve uma redução da probabilidade de ocorrência de fornecimento nulo de 31,9% para 21,0%. A geração esperada do ponto de carga 6, considerando apenas a disponibilidade do combustível, passou de 49,1 MW para 52,8 MW, representando um aumento de 7,5%. Para o ponto de carga 12, este aumento foi de 8,3% (de 333,1 para 360,8 MW). Estes ganhos em fornecimento esperado geram benefícios econômicos que devem ser comparados com os investimentos necessários para que ocorram as reduções nas indisponibilidades dos componentes da rede de gás. Desta forma, é possível definir os investimentos a serem realizados em reforços nesta rede.

Ao simularmos a confiabilidade do sistema elétrico com estes novos valores chegamos aos índices globais apresentados na Tabela 5.29.

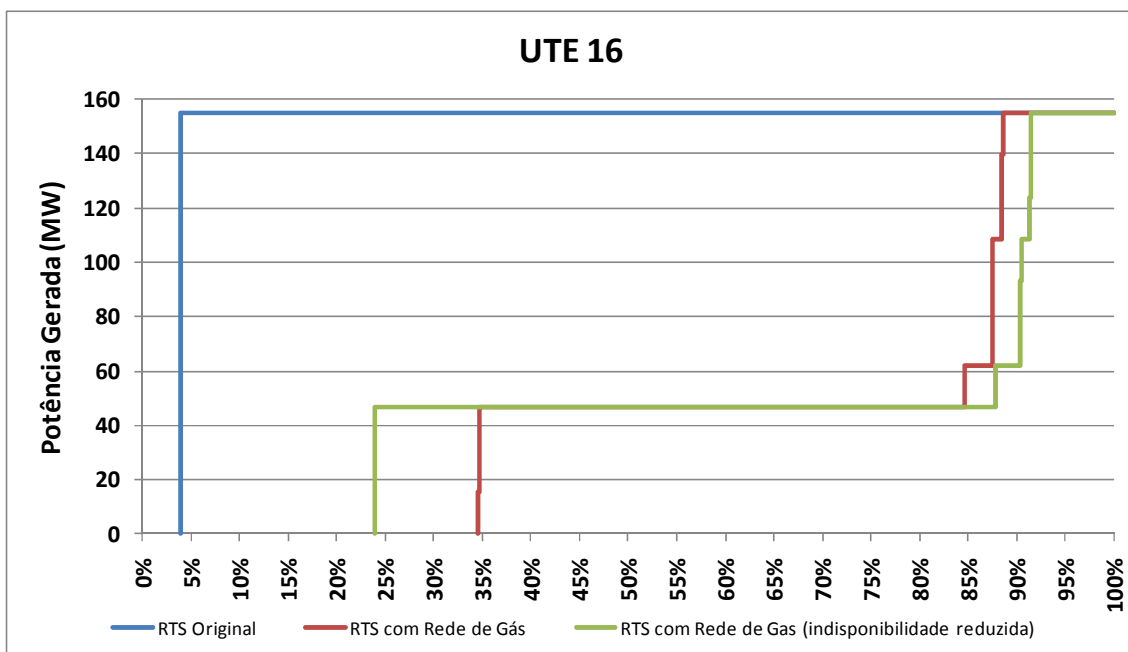
**Tabela 5.29 - Índices Globais para o Caso 4.2**

<b>Índices</b>	<b>Valor – Caso 4.2</b>	<b>Valor – Caso 4.1</b>	<b>Valor – RTS</b>
LOLP	24,02%	27,42 %	10,73%
EPNS	35,99 MW	39,60 MW	17,82 MW
LOLE	2.104,15 horas	2.401,99 horas	939,95 horas
EENS	31.5316,2 MWh	346.869,70 MWh	156.071,86 MWh

O Gráfico 5.9 apresenta a permanência de geração da UTE 18, alimentada pelo ponto de carga 12, comparando o caso sem a representação da rede de gás, com a representação inicial e reduzindo a indisponibilidade dos componentes. Percebemos que, nos dois últimos casos, as curvas apresentaram as mesmas características, visto que a única alteração ocorrida foi na probabilidade de ocorrência dos cenários. Entretanto, com a alteração na rede de gás a geração verificada se aproximou da curva sem a representação desta rede. O Gráfico 5.10 apresenta as mesmas curvas para a UTE 16, alimentada pelo ponto de carga 6. Neste caso, percebemos que apesar da significativa redução da permanência no estado nulo, houve também uma redução do tempo de disponibilidade plena. Isso é explicado pois, com a alteração aplicada, o estado da rede íntegra, por exemplo, passou a ter maior probabilidade de ocorrência e, neste estado, esta UTE não tem seu consumo totalmente atendido.



**Gráfico 5.9 – Geração da UTE 18 nos casos três casos analisados**



**Gráfico 5.10 – Geração da UTE 16 nos casos três casos analisados**

### 5.4.3. Caso 4.3: Alteração das disponibilidades de gás nas fontes

Por fim, foi simulado mais um caso, onde agora foi considerada uma maior disponibilidade de gás, de modo que todas as demandas pudessem ser atendidas simultaneamente. Neste caso, as disponibilidades dos componentes voltaram para os

valores do caso 4.1. Para isso, o nó supridor 24 passou de um limite máximo de 2 para 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia. A Tabela 5.30 apresenta os resultados do despacho ótimo para o caso com a rede completa. Comparando estes valores com a demanda dos pontos de carga, podemos perceber que, neste caso, todos os consumidores de gás tiveram suas demandas atendidas, e que não houve violação dos limites de pressão na rede.

**Tabela 5.30 - Despacho Ótimo da Rede de Gás – Caso 4.3**

Nó	S <sub>i</sub> (Mm <sup>3</sup> /dia)	d <sub>i</sub> (Mm <sup>3</sup> /dia)	P <sub>i</sub> (bar)
1	31,300		92,834
2		0,035	76,778
3		1,000	61,107
4		3,140	40,853
5		2,030	37,543
6		5,463	35,896
7		0,800	35,330
8		2,100	34,631
9		3,400	20,511
10		0,820	32,243
11		0,910	35,859
12		2,300	28,497
13	16,000		44,385
14		3,200	42,565
15		10,350	27,354
16		0,300	32,119
17		1,600	32,119
18		1,600	35,315
19		2,060	35,284
20		1,680	35,459
21		2,800	34,740
22		3,230	34,675
23		1,200	42,285
24	2,718		41,564

A Tabela 5.31 apresenta as disponibilidades de gás para as usinas termelétricas neste caso. Comparando-a com a Tabela 5.25 percebemos que a probabilidade de o ponto de carga 12 ter combustível para gerar toda sua capacidade instalada aumentou

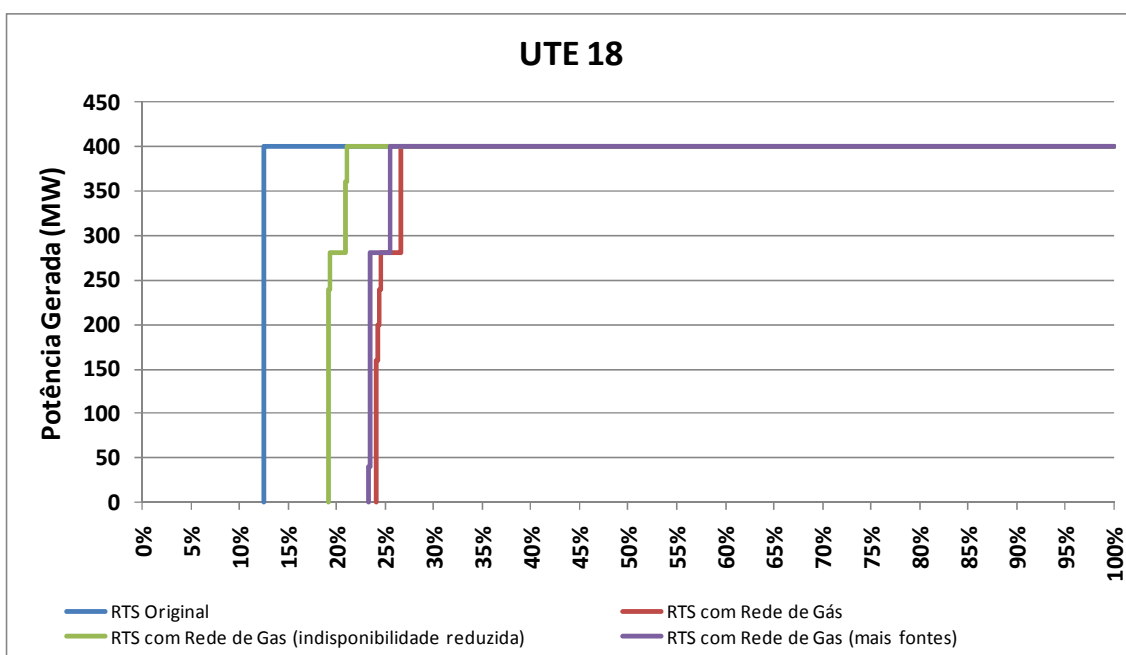
sensivelmente. Além disso, a significância dos estados de atendimento parcial a esta usina reduziu, caindo de 55,8% do caso 2.1 para 0,8% nesta situação.

**Tabela 5.31 - Disponibilidade de Gás para as UTE**

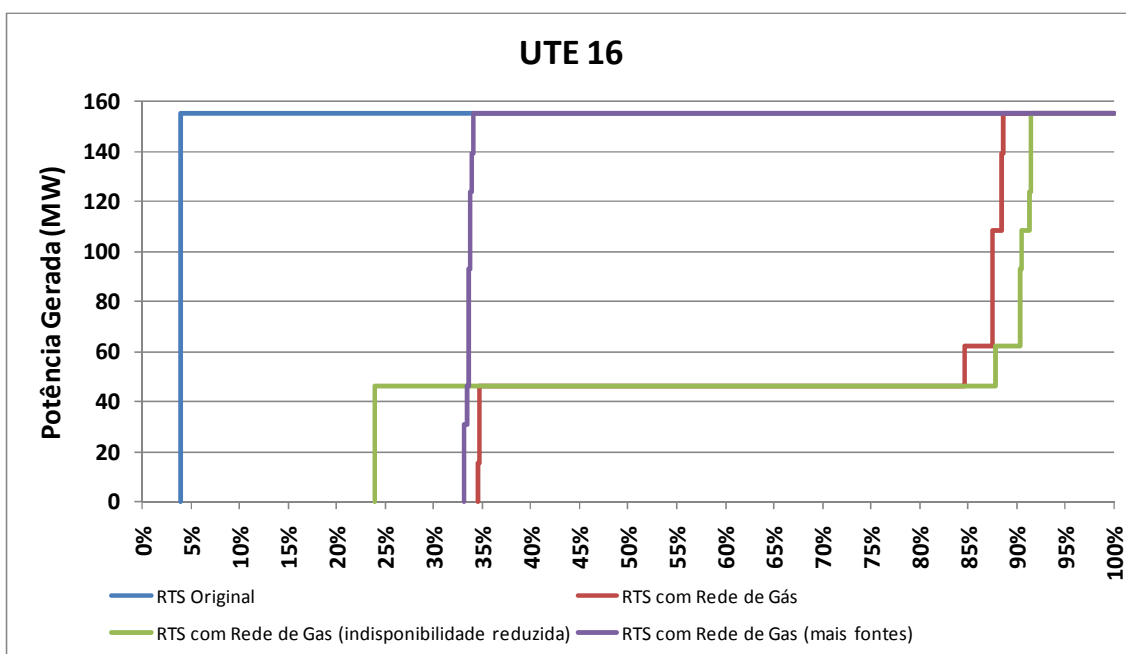
Ponto de Carga 6				Ponto de Carga 12			
Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada (%)	Estado	Geração (MW)	Prob (%)	Prob Acumulada (%)
1	0,0	13,995	13,995	1	0,0	29,830	29,830
2	40,0	0,091	14,086	2	15,5	0,052	29,883
3	200,0	0,021	14,106	3	31,0	0,185	30,068
4	240,0	0,026	14,132	4	46,5	0,156	30,224
5	280,0	2,692	16,824	5	62,0	0,139	30,362
6	320,0	0,031	16,855	6	93,0	0,026	30,389
7	360,0	0,079	16,934	7	108,5	0,086	30,474
8	400,0	83,066	100,000	8	124,0	0,026	30,501
				9	139,5	0,135	30,636
				10	155,0	69,364	100,000

Outro ponto a se destacar é o impacto da disponibilidade dos elementos da rede de gás. Diferentemente do caso 4.1, nesta simulação existe gás suficiente para atender a todos os consumidores. Entretanto, em 29,8% dos cenários avaliados o suprimento é nulo para a ponto de carga 12. Em outras palavras, apesar da existência do insumo para ser consumido foi identificada uma elevada probabilidade que este não consiga chegar aos seus consumidores. Comparando este valor com o obtido no caso 4.1, onde tal indisponibilidade correspondia a 31,9% do tempo, percebemos que houve redução. Porém, comparando com o caso 4.2, percebemos que, para reduzir a falta completa de gás, a alteração na disponibilidade dos componentes provoca um efeito mais intenso para esta usina que o aumento da quantidade de gás na fonte. Conclusão semelhante pode ser obtida analisando estes valores para o ponto de carga 6. Por outro lado, para o ponto de carga 6, a probabilidade de atendimento pleno aumentou significativamente nesta nova situação.

O Gráfico 5.11 apresenta a comparação de geração na UTE 18 nos quatro casos aqui analisados, enquanto o Gráfico 5.12 apresenta da UTE 16.



**Gráfico 5.11 - Geração da UTE 18 nos casos quatro casos analisados**



**Gráfico 5.12 – Geração da UTE 16 nos casos quatro casos analisados**

Para a UTE 18, o aumento do volume de gás praticamente não alterou os resultados obtidos inicialmente, com a rede original. Já para a UTE 16, apesar da redução pouco

expressiva da probabilidade de ocorrência de suprimento nulo, confirmando que, como foi dito anteriormente, para isso a alteração na disponibilidade dos componentes surtiria melhor efeito, o aumento do volume do gás permitiu o fornecimento pleno para esta usina em muito mais cenários. Outro ponto a destacar foi a redução da participação dos estados intermediários. Isso deixa claro que, esta usina acabava sendo preterida no atendimento, quando não havia gás para todos os consumidores.



## Capítulo 6

### Conclusão

A interação cada vez mais intensa entre os sistemas de energia elétrica e de gás natural vem exigindo o desenvolvimento de ferramentas computacionais que permitam uma análise integrada destas redes. Apesar de a operação destes sistemas ainda ser feita de modo independente, variações inesperadas em qualquer um deles, como aumento da geração térmica ou redução da oferta de gás, geram impactos diretos no outro. Assim, a análise integrada é fundamental não só para a otimização do uso dos recursos disponíveis, como também para que o planejamento de médio e longo prazo minimize os investimentos necessários nos dois setores. A análise de confiabilidade ganha especial papel nesta necessidade de integração pois, em sistemas com predominância hidrelétrica, como o brasileiro, as usinas térmicas são utilizadas para dar segurança aos mesmos.

Neste contexto, este trabalho apresentou uma metodologia para a representação da rede de gás natural em estudos de confiabilidade do sistema elétrico. As usinas termelétricas a gás natural são alimentadas por uma rede de gasodutos, a qual está sujeita a indisponibilidades forçadas, o que pode resultar em um corte no fornecimento de energia para o setor elétrico. Este trabalho mostrou que estes eventos devem ser quantificados para que seus efeitos sejam avaliados nas etapas de planejamento e operação do sistema elétrico.

Foram apresentadas as principais características da cadeia de suprimento de gás natural e da malha brasileira. Posteriormente, os conceitos de confiabilidade utilizados, tanto para a análise do sistema elétrico, realizada por meio de técnicas de confiabilidade composta, quanto para a análise do sistema de gás, foram apresentados, dando o embasamento teórico necessário.

O modelo para análise da rede de gás natural avalia a operação desta sob contingências, aqui definidas por meio de um método analítico. Um modelo de otimização não-linear foi utilizado para encontrar o ponto de operação que gere o menor corte de carga de gás, considerando priorização no atendimento de determinados consumidores, em cada estado avaliado. Desta forma, identificam-se os índices de confiabilidade para cada ponto de conexão da rede de gás com o sistema elétrico. Estes índices foram fornecidos como dado de entrada para um modelo de avaliação da confiabilidade composta, através da curva de distribuição acumulada das disponibilidades de gás nestes pontos.

Os estudos de casos realizados mostraram, primeiramente, os impactos da representação da rede de gasodutos nos estudos de confiabilidade do sistema elétrico. Com isso, pôde-se concluir que para uma real avaliação dos riscos aos quais os consumidores de energia elétrica estão sujeitos, a rede de gás deve ser representada. Mostraram-se também os efeitos que a política operativa da rede de gasodutos pode ter sobre a confiabilidade final do sistema elétrico e como alterações nesta rede, como, por exemplo, investimentos para melhorar a disponibilidade dos elementos ou aumento da oferta de gás, interferem na disponibilidade de energia para o sistema elétrico.

Por fim, a metodologia apresentada pode ser aplicada em estudos de diversos interesses para o planejamento da expansão e operação do sistema eletroenergético. Para estudos de expansão, tal análise pode ser útil na determinação de um ponto para instalação de

uma UTE a gás e para a avaliação dos riscos de não atendimento, tanto sob o enfoque do NH1 quanto NH2.

## **6.1. Trabalhos Futuros**

Ao longo do texto foram apresentados alguns pontos não abordados neste trabalho, mas que devem ser desenvolvidos em trabalhos futuros, os quais serão aqui formalizados juntamente com outros pontos que ainda não foram citados.

- 1. Consideração do “*line-pack*”:** Foi citada a existência do efeito de empacotamento nos dutos, denominado “*line-pack*”, o qual pode interferir, positivamente, nos índices de confiabilidade do sistema de gás. Em algumas situações de contingência, devido a este efeito, a rede de gás é capaz de manter o atendimento aos consumidores por um determinado período. Isso pode reduzir sensivelmente o tempo de não-suprimento e até mesmo as taxas de falha dos pontos de carga. Entretanto, para sua avaliação é necessário a utilização de equações dinâmicas da rede de gás natural, as quais aumentam a complexidade do problema tratado. Para uma primeira análise, simplificada, deve-se avaliar a possibilidade de representar este efeito por meio de um “reservatório de gás”, próximo aos pontos de carga beneficiados pelo *line-pack*.
- 2. Consideração da correlação entre as indisponibilidades de gás:** Neste trabalho foi considerada a simplificação de que as disponibilidades de gás para as usinas termelétricas são eventos independentes. Entretanto, como existem eventos que geram perdas simultâneas de suprimento em diversos pontos de carga, ou mesmo a falta de gás na fonte pode afetar simultaneamente vários

pontos, para uma análise mais precisa é necessário considerar a correlação existente entre estes eventos.

3. **Consideração de técnicas para agregação de estados:** Não foi aplicado neste trabalho nenhuma técnica estatística para a agregação dos estados, apesar de que, em algumas situações, a quantidade de estados possíveis de disponibilidade de gás poder ser elevada. Este ponto foi aqui contornado com a utilização de valores de disponibilidade por faixas de potência. Entretanto, existem técnicas mais eficientes para esta agregação, as quais devem ser estudadas e, se necessários, implementadas.
4. **Integração de fato dos modelos:** O objetivo deste trabalho foi de apresentar uma metodologia para a consideração da rede de gás natural em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos e avaliar os impactos causados. Como trabalho futuro deve-se buscar a integração computacional de fato destes modelos, incluindo a rede de gás natural no modelo de confiabilidade composta, tal como já é feito, por exemplo, para séries de ventos de usinas eólicas.
5. **Impactos regulatórios da rede de gás natural:** Neste trabalho foram avaliados os possíveis impactos da rede de gás no sistema elétrico, abordando aspectos técnicos. Outro ponto importante, que deve ser avaliado em trabalhos futuros, é o possível impacto de aspectos regulatórios.
6. **Desenvolvimento de um equivalente determinístico:** O acoplamento dos modelos de análise do sistema elétrico e de gás foi realizado, neste trabalho, por meio de curvas de probabilidade acumulada da disponibilidade do combustível. Entretanto, para algumas aplicações a utilização de um equivalente determinístico pode se mostrar uma boa aproximação. Assim, é sugerido com

trabalho futuro o desenvolvimento deste modelo, assim como a sua comparação com os resultados obtidos pelo modo probabilístico.

## Referências

- [1] Brasil, Ministério de Minas e Energia, *Portaria No. 125* de 14 de Junho de 2007.
- [2] Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2020* / Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE 2011.
- [3] Zhang, Y., Chowdhury, A. A., Koval, D. O., “Probabilistic Wind Energy Modeling in Electric Generation System Reliability Assessment”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 47, No. 3, pp.1507-1514, May/June 2011.
- [4] Bhuiyan, F. A., Yazdani, A., “Reliability Assessment of a Wind-Power System with Integrated Energy Storage”, *IET Renewable Power Generation*, Vol. 4, Iss. 3, pp. 211-220, 2010.
- [5] Dias, Júlio Alberto ; Borges, C. L. T., “Object Oriented Model for Composite Reliability Evaluation Including Time Varying Load and Wind Generation.”, *Proceedings of 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2010)*, v. CDROM. p. 1-6., 2010.
- [6] Saket, R. K., “Design, Development and Reliability Evaluation of Micro Hydro Power Generation System Based on Municipal Waste Water”, In: *2008 IEEE Electric Power Conference*, Vancouver, Canada, October 2008.
- [7] Borges, C. L., Pinto, R. J., “Small Hydro Power Plants Energy Availability Modeling for Generation Reliability Evaluation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 23, No 3, pp. 1125-1135, August 2008.
- [8] Karki, R., Hu, P., Billinton, R., “Reliability Evaluation Considering Wind and Hydro Power Coordination”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, No. 2, May 2010.
- [9] Silva, A. M. L., Cassula, A. M., Billinton, R., Manso, L. A. F, “Integrated Reliability Evaluation of Generation, Transmission and Distribution Systems”, In: *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol 149, No 1, Janeiro de 2002.
- [10] Eti, M. C., Ogaji, S. O. T., Probert, S. D., “Integrating Reliability, Availability, Maintainability and Supportability with Risk Analysis for Improved Operation of the Afam Thermal Power-Station”, *Applied Energy*, 84, pp. 202-221, 2007.

- [11] Munoz, J., Jimenez-Redondo, N., Perez-Ruiz, *et al*, “Including Combined-Cycle Power Plants in Generation System Reliability Studies”, In: *8<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Ames, Iowa, September 2004.
- [12] Helseth, A., Holen, A. T., “Impact of Energy End Use and Customer Interruption Cost on Optimal Allocation of Switchgear in Constrained Distribution Networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 23, No. 3, Julho de 2008.
- [13] Bakken, B. H., Holen, A. T., “Energy Service Systems: Integrated Planning Case Studies”, In: *Power Engineering Society General Meeting*, Vol 2, pp. 2068-2073, Denver, CO, June 2004
- [14] Geidl, M., Andersson, G., “Operational and Topological Optimization of Multi-Carrier Energy Systems”, In: *International Conference on Future Power Systems*, Amsterdam, November 2005.
- [15] Rinaldi, S. M., “Modeling and Simulating Critical Infrastructures and their Interdependencies”, In: *Proceedings of th 37<sup>th</sup> Hawaii International Conference on System Sciences, 2004*.
- [16] An, S., Li, Q., Gedra, T. W., “Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow”, In: *Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol 1, pp. 138-143, 2003.
- [17] Mello, O. D., Ohishi, T., “An Integrated Dispatch Model of Gas Supply and Thermoelectric Generation with Constrains on the Gas Supply”, In: *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Florianópolis, SC, Brasil, Maio de 2006.
- [18] Unishuay, C., Lima, J. W. M., Souza, A. C. Z., “Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow”, In: *Power Engineering General Meeting*, pp. 1- 7, Tampa, FL, June 2007.
- [19] Geidl, M., Andersson, G., “Optimal Power Flow of Multiple Energy Carriers”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, February de 2007.
- [20] Chaudry, M., Jenkins, N., Strbac, G., “Multi-Time Period Combined Gas and Electricity Network Optimisation”, *Electric Power System Research*, Vol 78, pp. 1265-1279, 2008.

- [21] Bezerra, B., Kelman, R., Barroso, L. A., *et al*, “Integrated Electricity-Gas Operations Planning in Hydrothermal Systems”, In: *X Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica*, Florianópolis, SC, Brasil, Maio de 2006.
- [22] Kelman, R., “*Planejamento Coordenado dos Setores de Energia Elétrica e Gás Natural*”, Tese de Doutorado – COPPE/UFRJ/ Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2009.
- [23] Vila, C. U., “*Planejamento Integrado da Expansão de Sistemas de Energia Elétrica e Gás Natural com Critérios de Desenvolvimento Energético Sustentável*”, Tese de Doutorado – UNIFEI – Instituto de Sistemas Elétricos e de Energia, Itajubám MG, Brasil, 2009.
- [24] Barroso, L. A., Kelman, R., Bezerra, B., *et al*, “Integrated Gas-Electricity Adequacy Planning in Brazil: Technical and Economical Aspects”, In: *Power Engineering Society General Meeting*, Vol 2, pp. 1977-1982, August 2005.
- [25] Wisser, R., Bachrach, D., Bolinger, M., Golove, W. “Comparing the Risk Profiles of Renewable and Natural Gas-Fired Electricity Contracts”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 8, pp. 335-363, 2004.
- [26] Morais, M. S., Lima, J. W. M., “Natural Gas Network Pricing and its Influence on Electricity and Gas Markets”, In: *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, Italy, June 2003.
- [27] Munoz, J., Jimenez-Redondo, N., Perez-Ruiz, *et al*, “Natural Gas Network Modeling for Power Systems Reliability Studies”, *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, Italy, June 2003.
- [28] Helseth, A., Holen, A. T., “Reliability Modeling of Gas and Electric Power Distribution Systems: Similarities and Differences”, In: *9<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, Sweden, June 2006.
- [29] Shahidehpour, M., Fu, Y., Wiedman, T., “Impact of Natural Gas Infrastructure on Electric Power Systems”, In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 93, No. 5, Maio de 2005.



- [30] Fernandes, E., Oliveira, J. C. S., Oliveira, P. R., Alonso, P. S. R., “ Natural-Gas-Powered Thermoelectricity as a Reliability Factor in the Brazilian Electric Sector”, *Energy Policy*, Vol 36, pp. 999-1018, 2008.
- [31] Cintra, C. R., “”*Otimização da Operação Integrada das Redes de Gás Natural e de Energia Elétrica em Sistemas Hidrotérmicos*”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ/ Programa de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- [32] INSTROMET, Regulator Station Handbook. Disponível em: [http://www.elster-instromet.com/en/downloads/EI\\_Regulator\\_Station\\_Handbook\\_TDC\\_UK.pdf](http://www.elster-instromet.com/en/downloads/EI_Regulator_Station_Handbook_TDC_UK.pdf)
- [33] Foster, Maria das Graças Silva (organização), Cima, Fernando Monteiro *et al.*, Atlas da Integração no Setor de Gás Natural ao Sistema Elétrico Brasileiro, Petrobrás, 2010.
- [34] Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, Balanço Energético Nacional 2011: Ano Base 2010 / Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro : EPE, 2011.
- [35] Tolmasquim, M. T., “*Geração de Energia Elétrica no Brasil*”, Rio de Janeiro, Editora Interciência, CENERGIA, 2005.
- [36] Billinton, R., Allan, R. N., “*Reliability Evaluation of Power Systems*”, Second Edition, Plenum Press, New York and London, 1996.
- [37] Monticelli, A. J. “*Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*”, São Paulo, Edgard Blücher Ltda., 1983.
- [38] Peschon, J., Bree, D. W. JR., Hajdu, L. P., “Optimal Power-Flow Solutions for Power System Planning”, In: *Proceedings of the IEEE*, Vol. 60, No. 1, January 1972.
- [39] Pereira, M. V. F., Balu, N. J., “Composite Generation/Transmission Reliability Evaluation”, In: *Proceedings of The IEEE*, Vol. 80, No. 4, April, 1992.
- [40] Wolf, D. D., Smeers, Y., “The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm”, *Management Science*, Vol 46, No 11, pp. 1454-1465, November 2000.
- [41] Wolf, D. D. “Mathematical Properties of Formulations of the Gas Transmission Problem”, *Submitted to RAIRO*, 2004.

- [42] MATLAB Tutorial, disponível em [http://www.mathworks.com/academia/student\\_center/tutorials/launchpad.html](http://www.mathworks.com/academia/student_center/tutorials/launchpad.html)
- [43] Dias, J. A. S., “Avaliação da Confiabilidade Composta Baseada em Simulação Monte Carlo com Representação da Geração Eólica”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ/ Programa de Engenharia Elétrica, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2008.
- [44] Albrecht, P. F., Biggerstaff, B. E., Billinton, R. *et al*, “IEEE Reliability Test System”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 6, Nov/Dec 1979.
- [45] Faertes, D., Heil, L., Saker, L. *et al*, “Petrobras Northeast Gas Security of Supply Study”, In: *Rio Pipeline Conference and Exposition*, Rio de Janeiro, September 2009
- [46] Carvalho, T., Bilhim, T., Ferreira, G. P. D., *et al*, “Brazilian Gas Network Computational Model for Reliability Analysis”, In: *Proceedings of the 8<sup>th</sup> International Pipeline Conference*, Calgary, Alberta, Canada, September-October 2010.